

**HRVATSKI KOMITET
MEĐUNARODNE KONFERENCIJE ZA VELIKE ELEKTRIČNE SISTEME
ZAGREB**

**STRUČNA KONSULTACIJA
OBNOVA I IZGRADNJA ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA
REPUBLIKE HRVATSKE**

R E F E R A T I

**Z A G R E B
26-27. svibnja, 1992.**

S A D R Ź A J

- 1 Vladimir Tomić, dipl.ing., HEP - Direkcija za distribuciju, Zagreb
Pregled šteta, potrebna sanacija i način sanacije distributivne mreže (STK 31)
- 2 Dr. Srđan Žutobradić, dipl.ing., Institut za elektroprivredu, Zagreb
Tretman sanacije ratnih šteta s obzirom na koncepciju dugoročnog razvoja distributivnih mreža (STK 31)
- 3 Neke izvedbene mogućnosti za brzu sanaciju dalekovoda i praktični primjeri provizornih spojeva (STK 22 i 31)
- 4 Iskustva i preporuke za osposobljavanje ratom porušenih dalekovoda kod privremenih i trajnih sanacija (STK 22)
- 5 Božidar Radmilović, dipl.ing., HEP - Sektor za razvoj, Zagreb
Sadašnje stanje i moguća obnova te razvoj prijenosne mreže Hrvatske u novonastaloj geopolitičkoj situaciji (STK 23)
- 6 Nije napisan
- 7 Dr. Goran Granić, dipl.ing., dr. Branka Jelavić, dipl.ing., Institut za elektroprivredu, Zagreb
Mogući scenariji razvoja Hrvatske elektroprivrede. Glavni rezultati (STK 37)
- 8 Nikola Lastrić, dipl.ing., Stjepan Megla, dipl.ing., HEP - Zagreb
mr. Zdenko Tonković, dipl.ing., Institut za elektroprivredu, Zagreb
Vođenje elektroenergetskog sustava u izvanrednim uslovima s pogledom na normalno stanje (STK 39 i 31)
- 9 Željko Crnković, dipl.ing., Slobodan Vajnaht, dipl.ing., Elektroprojekt, Zagreb
Program aktivnosti za ocjenu postojećeg stanja i revitalizaciju hidroelektrana (STK 23 i 37)

HRVATSKI KOMITET MEDJUNARODNE KONFERENCIJE
ZA VELIKE ELEKTRIČNE SISTEME - CIGRE

STRUČNA KONZULTACIJA "OBNOVA I IZGRADNJA
ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA REPUBLIKE
HRVATSKE

TOMIĆ VLADIMIR, dipl.ing.
HRVATSKA ELEKTROPRIVREDA
DIREKCIJA ZA DISTRIBUCIJU

PREGLED ŠTETA, POTREBNA SANACIJA I NAČIN
SANACIJE DISTRIBUTIVNE MREŽE

S A Ž E T A K

U referatu je dan pregled učinjenih šteta u ratnim razaranjima na postrojenjima za distribuciju električne energije u Hrvatskoj. Načinjen je uvid u štete prema vrsti objekata, te iznesena gledanja na mogući pristup sanaciji kao i problem financiranja sanacije.

PREGLED ŠTETA, POTREBNA SANACIJA I NAČIN
SANACIJE DISTRIBUTIVNE MREŽE

Ratnim razaranjima u Hrvatskoj neprijatelj je učinio veoma velika oštećenja i na postrojenjima za distribuciju električne energije. Obim ovih razaranja je dosta teško i utvrditi kako na pristupačnom teritoriju, a pogotovo na okupiranom.

U drugoj polovini 1991. godine Direkcija za distribuciju Hrvatske elektroprivrede organizirala je sistematsko prikupljanje podataka o učinjenim štetama. Složenost ovog posla još je povećana i s tim što su ratna razaranja nastavljena i nažalost traju i u momentu pisanja ovog referata.

Ustrojili smo gotovo svakomjesečno sastavljanje izvještaja o štetama dodajući novo nastale štete kao i eventualno preciznije utvrđivanje visine ranijih šteta. Pošto na ovom poslu radi veliki broj ljudi poduzeli smo korake kako bi ukupni rezultati bili usporedivi po distribucijskim područjima i na približno istom nivou.

U devetom mjesecu 1991. godine izdano je okvirno uputstvo za procjenu štete kojim smo predvidjeli tri osnovna momenta:

1. Da materijali budu na sličan način obradjeni
2. Objekte smo podijelili po vrstama u deset grupa
3. Izdali smo orijentacioni cjenik za pojedine vrste objekata u DEM

Cilj je bio da obradjeni materijal iz 16 distribucijskih područja možemo jednostavno sklopiti u jednu cjelinu dovoljno sistematiziran za potrebne pripreme radnje u obnovi distributivnih postrojenja.

Predviđeno je da se za svaki objekat - osnovno sredstvo napravi mali elaborat kojim bi utvrdili vrstu i visinu štete, izradili eventualno potrebne skice, sheme, karte kao i specifikaciju krupnije opreme i materijala.

Predložen je slijedeći sadržaj "Sanacionog elaborata"

1. Kratak tehnički opis
2. Potrebne karte, skice, sheme i slično
3. Specifikacija krupnije opreme i materijala
4. Procjena ostale opreme i materijala
5. Potrebno radno vrijeme
6. Potrebni radni dani za sanaciju uz uobičajeno brojnu ekipu za određenu vrstu posla
7. Ukupan trošak sanacije

Na oko se ovaj način može učiniti suvišno kompliciran no u svakom slučaju je neophodan da bi u danom momentu mogli isplanirati potrebna materijalna sredstva i ljude za sanaciju nekog objekta. Ujedno bi mogli industriji signalizirati naše ukupne potrebe u krupnoj opremi i materijalu.

Konačno pri pristupanju samoj sanaciji svi su ovi podaci potrebni za pripremu i organiziranje radova.

Na ovaj način potrebno je obuhvatiti elektroenergetski objekt kao što je trafostanica ili dalekovod dok smo kod niskonaponske mreže kao objekat podrazumjevali u manjem mjestu kao cjelinu, a u gradovima kao područje jedne TS 10(20)/0,4 kV.

Grupe objekata utvrđjene su kako slijedi:

1. A- 1 Objekti mreže 110 kV
2. A- 2 Objekti mreže 35(30) kV
3. A- 3 Objekti mreže 10(20) kV
4. A- 4 Objekti mreže 0,4 kV
5. A- 5 Objekti javne rasvjete
6. A- 6 Oprema za mjerenje, zaštitu, veze, MTK, SDV i slično
7. A- 7 Informatička oprema
8. A- 8 Pogonski i poslovni objekti (zgrade)
9. A- 9 Vozila i mehanizacija
10. A-10 Krupni alat i instrumenti

Za svu opremu potrebno je naznačiti sve neophodne podatke za narudžbu iste na tržištu kao i mogućnost izbora opreme koju nam nude elektroprivrede iz inozemstva kao pomoć.

Da bi osigurali usporedive vrijednosti pojedinih objekata upućen je jedinstveni cjenik pojedinih elektroenergetskih objekata i opreme u distribuciji. Cjenik je izražen u DEM radi toga da izbjegnemo razlike u oscilaciji vrijednosti HRD.

Jedinične cijene opreme za distribucijsku mrežu

TS 110/10(20) kV bez transformatora	~ klasične	2,400.000 DEM
	~ SF 6	3,200.000 DEM
Transformator 110/10(20) kV	64 MVA	1,600.000 DEM
	40 MVA	1,200.000 DEM
	20 MVA	800.000 DEM
TS 35/10 kV bez transformatora	2x8 MVA	750.000 DEM
	2x16 MVA	1,200.000 DEM
Transformator 35/10 kV	16 MVA	400.000 DEM
	8 MVA	200.000 DEM
	4 MVA	120.000 DEM
	2,5 MVA	90.000 DEM
TS 10(20)/0,4 kV s transformatorom	630 kVA	70.000 DEM
stupna	250 kVA	35.000 DEM
Transformator 10/0,4 kV	1000 kVA	32.000 DEM
	630 kVA	23.000 DEM
	400 kVA	17.000 DEM
	250 kVA	13.000 DEM
	160 kVA	9.000 DEM
	100 kVA	6.600 DEM
	50 kVA	4.500 DEM
Vodovi 110 kV po km kabel		440.000 DEM/km
	ravnica - nadzemni vod	120.000 DEM/km
	brdo - nadzemni vod	150.000 DEM/km
Vodovi 35 kV Kabel 3x1x185 Al		220.000 DEM/km
	ravnica - nadzemni 120 AlČe	93.000 DEM/km
	brdo	120.000 DEM/km

Vodovi 10 kV	Kabel 3x1x150 Al	160.000 DEM/km
	ravnica - nadzemni 3x95 AlČe	60.000 DEM/km
	brdo - nadzemni 3x95 AlČe	76.000 DEM/km
	ravnica - nadzemni 3x50 AlČe	40.000 DEM/km
	brdo - nadzemni 3x50 AlČe	55.000 DEM/km
Vodovi 0,4 kV	Kabel 4x120 Al	70.000 DEM/km
	ravnica - SKS 4x70 Al sa priključcima	40.000 DEM/km
	brdo - SKS 4x70 Al sa priključcima	55.000 DEM/km
Zračna mreža 0,4 kV		30.000 DEM/km

U grubim procjenama mogao se cjenik koristiti u postocima ako se tako pojednostavio postupak utvrđivanja visine štete. Konačno je dogovoreno da se elaborati rade sukcesivno i rok za predaju je bio do konca mjeseca travnja.

Moramo nažalost ustanoviti da od četiri distribucijska područja još podatke nismo dobili i ako budu bitno utjecali na ovaj materijal dopuniti ćemo ga usmeno.

Prema prikupljenim podacima procjenjene štete na objektima distribucije su slijedeće:

Distribucijsko područje	DEM
1. ELEKTRA, Bjelovar	430.500
2. ELEKTRA, Čakovec	-
3. ELEKTROJUG, Dubrovnik	3,000.000
4. ELEKTROLIKA, Gospić	11,017.229
5. ELEKTRA, Karlovac	8,336.695
6. ELEKTRA, Koprivnica	244.000
7. ELEKTRA, Križ	40,057.180
8. ELEKTROSLAVONIJA, Osijek	20,688.440
9. ELEKTROISTRA, Pula	-
10. ELEKTROPRIMORJE, Rijeka	750.100
11. ELEKTRA, Sisak	20,600.000
12. ELEKTRA, Slavonski Brod	4,981.650
13. ELEKTRODALMACIJA, Split	445.000
14. ELEKTRA, Šibenik	7,998.833
15. ELEKTRA, Varaždin	284.500
16. ELEKTRA, Vinkovci (sa Vukovarom)	60,000.000
17. ELEKTRA, Zabok	-
18. ELEKTRA, Zadar	5,000.000
19. ELEKTRA, Zagreb	2,843.640
UKUPNO:	186,677.767

U svakom slučaju tek nakon obilaska privremeno okupiranih područja moći će se napraviti kompletan pregled šteta na elektroenergetskim objektima distribucije.

Nebi se smjele zanemariti i indirektne štete koje su nanesene distribuciji, a odnose se na zapostavljeno održavanje, neostvareni prihod od prodaje električne energije, usluga i slično. Ove štete će također ostaviti višegodišnje tragove na postrojenjima ali i na poslovanju.

U toku rata izradjen je i veoma velik broj različitih improvizacija i provizorije o kojima ćemo dobiti vjerojatno detaljnije informacije kroz diskusije ljudi sa terena.

Na brzinu izradjeni provizoriji koji momentalno rješavaju snabdjevanje električnom energijom potrošača imaju svoje negativnosti kao što je i privid da je distributivna mreža u redu jer svi imaju električnu energiju, ali u sebi nose i opasnost smanjene mehaničke i električke sigurnosti.

Veoma često je i u ranijim periodima kada je privremeno rješenje bilo neophodno radi brzine, takav provizorij ostajao godinama u pogonu. Danas je ova mogućnost još vjerojatnija radi velikog broja slučajeva takovih provizorija. Iz raspoloživih podataka o štetama možemo konstatirati da je raspored visina šteta prema objektima približno slijedeći:

A-2	cca	32%
A-3	cca	15%
A-4	cca	21%
A-5	cca	3%
A-6	cca	7%
A-7	cca	1%
A-8	cca	10%
A-9	cca	10%
A-10	cca	1%

Jasno je da su 35 kV objekti radi svoje važnosti, lake uočljivosti i skupe opreme od ukupnih šteta zauzeli dosta veliki procenat tj. skoro trećinu ukupnih šteta.

Slijedeća grupa objekata su niskonaponske mreže A-4 sa učešćem od jedne petine ukupnih šteta iz razumljivih razloga. Uglavnom u naseljima obuhvaćenim ratnim razaranjima ima veliki broj porušenih zgrada, pogotovo obiteljskih kuća uz koje je zračna mreža potpuno uništena.

Kabelska mreža niskog napona oštećena je u ormarićima na zgradama, a u rovu jedino direktnim pogocima u kabeleske trase.

Vezano uz veliki broj uništenih ili oštećenih stambenih zgrada uništeno je i mnogo brojila tako da se visina štete u ovoj grupi kreće oko 10% ukupnih šteta, što je prilično veliki udjel.

Grupa A-9 vozila učestvuju u ukupnim štetama takodjer oko 10% no kod konačnog sumiranja ukupnih šteta ovaj će se iznos još povećati.

Mnoga vozila koja su još danas u upotrebi biti će po završetku rata ili za rashod ili za generalne remonte. Ovo kao posljedica oštećenja ali i neredovnog i nedovoljnog održavanja u ratnim uvjetima.

Značajna su oštećenja i poslovnog i pogonskog prostora sa oko 10% u grupi A-8 no ova će se oštećenja moći i nešto lakše sanirati.

Pristup sanaciji

Radovima na sanaciji pristupamo na nekoliko načina ovisno o momentu intervencije ili radova na objektima.

U najvećem broju slučajeva obavljene su hitne intervencije na objektima distribucije s osnovnim ciljem što bržeg osiguranja električne energije potrošačima. Moramo i ovdje konstatirati da je energija jedan od osnovnih

egzistencijalnih uvjeta uz hranu i vodu, za čovjeka. Veliki uticaj na moral ljudi u ratnim uvjetima ima raspoloživa električna energija ali je i velika stvarna potreba, od informiranja i rasvjete do grijanja.

Mnog^e hitne intervencije su u mirnijim danima zatišja i kvalitetnije sanirane. Isto se tako raznim privremenim, zaobilaznim i poprečnim rješenjima takodjer provizornim rješavala momentalna situacija ali će sigurno neka ostati i dulje vremena u pogonu.

Imali smo slučajeva korištenja vodova visokonaponskih kao niskonaponske ali i slučaj pregradnje 35 kV voda u 110 kV. Sve su ovo bila nužna rješenja u vrijeme rata i ratnih opasnosti međjutim u konačnici moramo težiti da naša postrojenja dovedemo u potpuno tehnički ispravno stanje.

Sada nailazimo na naš trajni problem, a to je novac. Stanje naših distribucijskih postrojenja zahtjeva obavezno dodatne izvore sredstava za potpuno uređenje i izgradnju. Nesmijemo doći u poziciju da objekte distribucije obnavljamo duži niz godina, jer se može dogoditi da postanemo ograničavajući faktor razvoja Republike Hrvatske nakon rata. Porast potrošnje električne energije će sigurno biti u naglom rastu i to moramo pratiti izgradnjom distributivnih objekata.

Svakako će se sljedom događaja morati koristiti i sredstva amortizacije, investicionog održavanja pa čak i redovnog održavanja distribucije ali samo do osiguranja dodatnih trajnih sredstava za obnovu.

Pri pristupanju obnovi naših postrojenja treba maksimalno koristiti ranija tehnička rješenja i dokumentaciju jer ćemo tako trebati najmanje vremena za pripreme radove i nabavu opreme i materijala. Međjutim gdje ima opravdanja da se unaprijede ranija zastarjela rješenja ili nedovoljno funkcionalna treba pristupiti i izraditi nove tehničke dokumentacije.

Smatram da je stručni i kadrovski potencijal kojim raspolaže Hrvatska elektroprivreda, u normalnim uvjetima predimenzioniran, u poslijeratnoj obnovi sposoban da uspješno i u kratkom roku izvrši sanaciju svih distributivnih objekata.

Zaključna razmatranja

Možemo slobodno konstatirati da pred Hrvatskom elektroprivrednom stoji krupan zadatak koji ćemo riješiti maksimalnim angažiranjem svih ljudskih i materijalnih potencijala kojima raspolažemo.

Moramo započeti akcije planiranja radova, osiguranje materijala kao i osiguranje izvodjača radova. U najkritičnijim situacijama došla je do izražaja organiziranost u prikupljanju i slanju opreme i materijala na kritična mjesta. Moramo u toku obnove postrojenja osigurati mogućnost korištenja svih zaliha opreme i materijala po skladištima naših distribucijskih područja.

Relativno veliki broj naših ljudi koji je do sada radio na uslugama potrošačima i investicijama treba usmjeriti na poslove u ratom stradala područja. Na ovaj način djelomično ćemo sniziti troškove sanacije mreže i postrojenja i ublažiti momentalni manjak sredstava za obnovu.

Na upućenu molbu za pomoć inozemnim elektroprivrednim poduzećima imamo dosta pozitivnih odaziva sa velikim specifikacijama opreme i materijala. Veći dio opreme je rabljen i lepeza proizvođača veoma je široka pa će biti potrebna angažiranost stručnog osoblja da tu opremu uklopi u naša postrojenja.

Imajući u vidu negativnosti šarolike opreme smatram momentalno neophodnim prihvaćanje iste a radi manjka finansijskih sredstava.

Možda bi bilo prilično sada definirati položaj i sadržaj mjernog mjesta potrošača - domaćinstva, jer ćemo u kratkom roku priključiti veliki broj domaćinstava u obnovljenim domovima. Trebalo bi obuhvatiti posebne strujne krugove za dirigiranu potrošnju, limitatore, tonfrekventnu komandu i sl.

Za opremu koju moramo nabavljati iz uvoza omogućeno je zakonom ("Narodne novine", Br. 53A od 8. listopada 1991. godine) oslobođanje od carine u koliko uvoz vršimo za zamjenu uništene opreme što potvrđujemo posebnim zakonom.

Inače smatram da domaća industrija u velikoj mjeri može podmiriti potrebu u distribuciji.

Nakon kompletnog sagledavanja šteta na postrojenjima u distribuciji bilo bi korisno organizirati prikupljanje podataka o slabim mjestima u do sadašnjim energetske i tehničke rješenjima kao polazište za projektante na budućim objektima.

Zagreb, 22.04.1992.

HRVATSKI KOMITET MEĐUNARODNE KONFERENCIJE
ZA VELIKE ELEKTRIČNE SISTEME - CIGRE

STRUČNA KONZULTACIJA "OBNOVA I IZGRADNJA
ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA REPUBLIKE HRVATSKE"

dr Srđan Žutobradić, dipl.ing.
Institut za elektroprivredu Zagreb

**TRETMAN SANACIJE RATNIH ŠTETA S OBZIROM NA
KONCEPCIJU DUGOROČNOG RAZVOJA DISTRIBUTIVNIH
MREŽA**

S a ž e t a k

U referatu je dan kratki osvrt na dosad utvrđeni opseg potrebne izgradnje u distribucijskoj djelatnosti u Hrvatskoj, te na procjenu ratnih šteta u distribucijskim mrežama. Na temelju raspoloživih podataka o značajkama naših mreža, izložena su konceptijska rješenja za dugoročni razvoj srednjenaponskih i niskonaponskih mreža. Prilikom obnove razorenih mreža, trebalo bi uvažiti predložena rješenja.

1. UVOD

Tijekom 1990. i 1991.g. u Institutu za elektroprivredu izrađeno je nekoliko studija koje su tretirale probleme sanacije i razvoja distribucijske mreže u Hrvatskoj (L. 1, L. 2, L. 3). Zbog veoma lošeg stanja mreže, prvo su izvršene analize izgrađenosti postojeće mreže, te je određen potrební opseg sanacije mreže. Prema tome, tu se radi o ulaganjima koja nisu uvjetovana porastom potrošnje električne energije, nego lošim stanjem mreže, što je posljedica dosadašnjih nedostatnih ulaganja u distribucijsku djelatnost. Nakon toga određen je potrební opseg izgradnje mreže, uvjetovan porastom potrošnje električne energije. Tu se radi o ulaganjima zbog razvoja mreže.

Sve provedene analize odnose se na vremenski period 1991.-2005. g., tj. na petnaestogodišnje razdoblje u budućnosti.

Navest ćemo neke zaključke koji proizlaze iz navedenih radova:

- postojeće stanje distribucijske mreže veoma je loše; to se posebno odnosi na naponske prilike u niskonaponskim mrežama, te na njihovu dotrajalost;
- dosadašnja koncepcija razvoja niskonaponskih mreža i pripadajućih TS 10(20)/0.4 kV nije zadovoljavajuća, jer je rezultirala izgradnjom stanica sa transformatorima relativno velike nazivne snage, te sa predugačkom priključenom mrežom niskog napona;
- srednjenaponska mreža zahtijeva određenu revitalizaciju, radi dotrajalosti dijela vodova i transformatorskih stanica; također je nužna daljnja izgradnja transformatorskih stanica 110/10(20) kV i 35/10(20) kV, kako zbog povećanja propusne moći transformacije, tako zbog sanacije i razvoja 10(20) kV mreže;
- u Hrvatskoj još ne postoji jedinstvena politika u pogledu razvoja srednjenaponske mreže (uvodenje napona 20 kV, direktna transformacija);
- najveći dio potrebnih ulaganja u distribucijsku mrežu otpada na vodove, a samo manji dio na transformatorske stanice.

U svakom slučaju, sva ponuđena rješenja polazila su od postojećeg stanja u mreži. No, ratna razaranja koja su zadesila Hrvatsku tijekom 1991.g., te su nanižila štetu u distribucijskim mrežama donekle mijenjaju tu situaciju. Jasno je da u slučajevima kada su štete manjeg opsega, treba izvršiti hitne nužne popravke, kako bi se čim prije uspostavila opskrba potrošača. Tek nakon stabilizacije života na tim područjima treba pristupiti daljnjoj sanaciji i razvoju mreže. Međutim, kada je opseg razaranja veliki (npr. uništenje TS 35/10 kV, dugačkih dionica srednjenaponskih vodova, kompletnih seoskih niskonaponskih mreža), tada je nužno prije obnove uvažiti i koncepcijska (dugoročna) rješenja razvoja tih mreža. Cilj ovog referata je da

ukaže upravo na tu vezu.

2. OSVRT NA RATNE ŠTETE U DISTRIBUCIJSKIM MREŽAMA

U ratnim razaranjima u Hrvatskoj nanesene su znatne štete i distribucijskim postrojenjima. Oštećen je veliki broj transformatorskih stanica i nadzemnih vodova, ali i nešto kabelskih vodova. Od opreme, posebno je stradala ona koja u svojoj konstrukciji ima porculana (mjerni transformatori, potporni izolatori, rastavljači). Također je oštećen ili uništen veliki broj energetskih transformatora, a naročito onih koji su ugrađeni na otvorenom prostoru. Nastradala je i ostala oprema u transformatorskim stanicama.

Na nadzemnim vodovima su na mnogim mjestima presiječeni vodiči i polupani izolatori, ali i porušen veći broj stupova. U mjestima koja su sistematski razarana, uništena je kompletna niskonaponska mreža.

U ožujku 1992.g. (kada je pripreman ovaj referat) nisu bili raspoloživi detaljni podaci o ratnim razaranjima, nego samo procjene distribucijskih područja, koje su dane u posebnom izvješčaju (L. 4). Prema tim procjenama, ukupne štete u distribucijskoj djelatnosti Hrvatske elektroprivrede iznose oko:

186 milijuna DM

Najveće štete su iskazane u distribucijskim područjima "Elektro-slavonija" (20,6 mil. DM), "Elektra Sisak" (20,6 mil. DM), "Elektra Vinkovci" (60,0 mil. DM), "Elektra Križ" (40,0 mil. DM), "Elektrolika" (11,2 mil. DM). Prema tome, na navedenih pet područja otpada oko 82 % procijenjenih šteta. U ostalim distribucijskim područjima štete su manje od 10 mil. DM (po području).

Potrebno je upozoriti da se ovdje ipak radi samo o procjenama; za donošenje definitivnih odluka o načinima sanacije oštećenih mreža trebat će precizno utvrditi nastale štete, i to u naturalnom obliku.

Na kraju, možemo navesti veće urbane sredine koje su pretrpjele teška razaranja, i kojima će trebati posvetiti posebnu pažnju prilikom sanacije:

- | | |
|------------------|----------------|
| 1. Osijek | 9. Sisak |
| 2. Vinkovci | 10. Petrinja |
| 3. Vukovar | 11. Sunja |
| 4. Lipik | 12. Kostajnica |
| 5. Okučani | 13. Gospić |
| 6. Novska | 14. Zadar |
| 7. Nova Gradiška | 15. Dubrovnik |
| 8. Pakrac | 16. Karlovac |

3. DOSADAŠNJA KONCEPCIJA RAZVOJA DISTRIBUCIJSKE MREŽE U HRVATSKOJ

U ranijim radovima Instituta za elektroprivredu (L. 1 - L. 3) određen je potrební opseg izgradnje distribucijske mreže zbog sanacije postojećeg stanja, te zbog razvoja uslijed porasta konzuma.

Za razdoblje 1991.-2005.g. utvrđena je slijedeća potrebna izgradnja u srednjenaponskim i visokonaponskim mrežama (L. 3):

Izgradnja vodova 110 kV (sanacija):	212 km/+4,6%
Izgradnja vodova 110 kV (za priključak novih TS):	296 km/+6,4%
Izgradnja vodova 35 kV (sanacija):	783 km/+17%
Izgradnja vodova 35 kV (za priključak novih TS):	660 km/+14%
Izgradnja novih TS 110/10(20) kV:	31 kom/+163%
Izgradnja novih TS 35/10(20) kV:	57 kom/+16%
Rekonstrukcija postojećih TS 110/X kV:	11 kom/+57%
Rekonstrukcija postojećih TS 35/10 kV:	20 kom/+5,7%
Nabavka transformatora 110/10(20) kV (sanacija):	5 kom/+15%
Nabavka transformatora 35/10 kV, (sanacija):	34 kom/+6%
Nabavka transformatora 110/10(20) kV (razvoj):	87 kom/+163%
Nabavka transformatora 35/10 kV (razvoj):	178 kom/+34%
Izgradnja vodova 10(20) kV - raspleti novih TS:	702 kom/+2,5%

Potrebni opseg revitalizacije postojeće srednjenaponske mreže u Hrvatskoj dan je slijedećim veličinama:

Djelomična rekonstrukcija vodova 35 kV:	816 km/18%
Zamjena dotrajalih vodova 35 kV novim:	443 km/10%
Djelomična rekonstrukcija TS 35/10(20) kV:	100 kom/27%
Potpuna rekonstrukcija TS 35/10 kV:	14 kom/4%
Zamjena dotrajalih TS 35/10(20) kV novim:	6 kom/1,7%
Djelomična rekonstrukcija vodova 10(20) kV:	1736 km/6%
Zamjena dotrajalih vodova 10(20) kV novim:	4552 km/16%
Djelomična rekonstrukcija TS 10(20)/0,4 kV:	1851 kom/9,6%
Potpuna rekonstrukcija TS 10(20)/0,4 kV:	315 kom/1,6%
Zamjena dotrajalih TS 10(20)/0.4 kV novim:	999 kom/5%

Vrijednosti u % pokazuju relativni odnos potrebne izgradnje u odnosu na postojeću distribucijsku mrežu.

Potrebno je upozoriti da se najveći dio sanacije postojeće (loše) mreže mora izvršiti tzv. novom izgradnjom.

Kod analize sanacije i razvoja srednjenaponskih mreža uvažena su dosadašnja koncepcijska opredijeljenja distribucijskih područja. Najveće razlike između distribucijskih područja prisutne su u izboru naponskih razina (uvođenje napona 20 kV, pitanje direktne transformacije 110/10(20) kV).

U proteklom periodu četiri distribucijska područja pristupila

su uvođenju napona 20 kV u eksploataciju - "Elektra Zagreb", "Elektroprimorje", "Elektroistra" i "Elektra Sisak". Vidi se da samo "Elektra Sisak" spada u područja sa velikim štetama od ratnih razaranja. Preostala distribucijska područja još nisu krenula u uvođenje 20 kV napona u eksploataciju. Kod nekih su još prisutne i koncepcijske dileme.

Što se tiče potrebne izgradnje TS 10(20)/0.4 kV, te pripadnih 10(20) kV vodova i n.n. vodova, ona prema L. 3 iznosi:

Izgradnja priključnih 10(20) kV vodova:	7940 km/+29%
Izgradnja TS 10(20)/0.4 kV:	15859 km/+81%
Izgradnja priključnih n.n. vodova:	10641 km/+18%
Zamjena dotrajalih n.n. vodova novim:	20379 km/+35%

Vrijednosti u % pokazuju relativni odnos potrebne izgradnje u odnosu na postojeće stanje mreže.

Prema provedenim istraživanjima, niskonaponske mreže predstavljaju "najslabiji" dio distribucijskog sustava u Hrvatskoj. Zbog višegodišnjeg zaostajanja u izgradnji niskonaponskih mreža, naponske prilike u pokrajinskim mrežama (izvan gradskih sredina) su izrazito loše. Osim toga, pokrajinske n.n. mreže su u velikoj mjeri dotrajale, što zahtijeva do 2005.g. zamjenu dotrajalih n.n. vodova novim vodovima - obično većeg presjeka. Navedeno stanje rezultira potrebom za velikom izgradnjom n.n. mreže i pripadnih TS 10(20)/0.4 kV.

4. SANACIJA SREDNJENAPONSKIH MREŽA

Prilikom obnove razorenih sredjenaponskih mreža treba nastojati da se usvoje takva rješenja koja će omogućiti optimalan dugoročni razvoj mreža. Dakako, takva rješenja zahtijevaju i vremena i novca, a napajanje električnom energijom morat će se osigurati čim prije. Zbog toga u prvoj fazi obnove treba koristiti i improvizacije kao npr.:

- upotrebu agregata za nužno napajanje mreže, te za eventualno rezervno napajanje;
- upotrebu mobilnih TS 35/10 kV kao zamjenu za razorene TS 35/10 kV;
- izgradnju "jeftinih" vodova 35 kV, na drvenim (ili betonskim) stupovima, sa vodičima malog presjeka (npr. Ač 3x50), koji će kasnije poslužiti kao 20 kV vodovi.

Nakon uspostave isporuke električne energije treba pristupiti definitivnoj sanaciji oštećenih mreža, nastojeći pri tome ostvariti kvalitetna koncepcijska rješenja. Tu se kao jedan od najaktualnijih problema postavlja pitanje uvođenja napona 20 kV u pogon.

U pogl. 3 upozoreno je da četiri distribucijska područja uvode u upotrebu napon 20 kV kao zamjenu za 10 kV, dok se u drugim područjima za sada samo razmišlja o tome.

Općenito gledajući, dvonaponski sustav (110/20 kV) predstavlja u odnosu na dosadašnji tronaponski sustav (110/35/10 kV) bolje rješenje. Takvim pristupom eliminira se jedna "međunaponska" razina, tj. vodovi 35 kV, i transformacija 35 kV, što rezultira smanjivanjem troškova eksploatacije. Zamjena napona 10 kV naponom 20 kV rezultira i smanjivanjem gubitaka električne energije. Tronaponski sustav može imati prednosti u slučajevima niske gustoće konzuma, i to uslijed gospodarskih razloga, ali i zbog ograničenja koje nameću padovi napona.

Donošenje odluke o uvođenju 20 kV napona u stvarnim mrežama uvjetovano je sa dva odlučujuća faktora:

- a) porastom potrošnje električne energije;
- b) stupnjem dotrajalosti mreže.

Porast potrošnje električne energije dovodi do potrebe za povećanjem distribucijske mreže u smislu porasta ukupne dužine vodova, te broja transformatorskih stanica VN/SN. Time postaje opravdana gradnja TS 110/20 kV te 20 kV mreže.

S druge strane, u dotrajalim mrežama potrebno je provesti revitalizaciju elemenata mreže bez obzira na porast konzuma. Time se pruža prilika za uvođenje 20 kV opreme, neovisno o tome što možda porast konzuma još ne opravdava zamjenu napona 10 kV sa 20 kV.

Sadašnja situacija u Hrvatskoj (neovisno o ratnim razaranjima) karakterizirana je niskim trendovima porasta potrošnje električne energije. Na temelju prognoza konzuma u L. 3 procijenjeno je da prosječni godišnji trendovi porasta do 2005.g. neće biti veći od 3% do 4%. To znači da je uvođenje napona 20 kV u našu distribucijsku mrežu moguće vršiti postupno, obavljajući istodobno druge nužne aktivnosti (prvenstveno zamjenu dotrajale opreme), uz maksimalno iskorištavanje postojećih vodova 35 kV, te TS 35/10 kV.

Pri tome je najvažnije poštovati slijedeća načela:

- a) Svi novi kabele i nadzemni vodovi koji će u početku raditi u 10 kV mreži moraju se izvoditi sa 20 kV izolacijom. Razlika u cijeni između 10 kV i 20 kV vodova istih značajki je zanemariva. S druge strane, ovakvo rješenje rezultira odličnim eksploatacijskim karakteristikama tih vodova, dok će se nalaziti pod 10 kV naponom (veća izdržljivost na unutrašnje prenapone, duže klizne staze na izolatorima nadzemnih vodova). Prema tome, ugradnja vodova sa 20 kV izolacijom apsolutno je opravdana, bez obzira na trenutak kada će se uvesti u pogon napon 20 kV. Mnoga distribucijska područja su i do sada provodila ovakvu politiku. Međutim, u nekim područjima do danas su se gradili vodovi sa 10 kV izolacijom. U slučaju da je položen veći broj 10 kV (novijih) kabela, to će predstavljati ozbiljnu smetnju brzom uvođenju pogona pod naponom 20 kV.

- b) Vodove koji će se uključiti u 35 kV distribucijsku mrežu u pravilu treba graditi kao 110 kV vodove, tako da se u budućnosti omogući njihovo uključivanje u mrežu 110 kV. Prema raspoloživim cijenama, jednostruki 110 kV vodovi (3x240 AČ) su oko 25 % skuplji od 35 kV vodova (3x120 AČ). To je relativno umjerena razlika; a predloženo rješenje također rezultira boljim eksploatacijskim karakteristikama, te u budućnosti znatno olakšava uvođenje direktne transformacije 110/20 kV.

Valja napomenuti da su naponske prilike u mreži 35 kV u Hrvatskoj relativno dobre. Na temelju proračuna izvršenih za mrežu u 1990.g. utvrđeno je da postoje 23 TS 35/10 kV (6,7 % od postojećeg broja) u kojima su padovi napona na 35 kV strani u vrijeme vršnih opterećenja veći od 5%. Dakako, sa porastom konzuma stanje će se pogoršati, te će se pojaviti veći problemi sa padovima napona u 35 kV mreži.

Potreba za izgradnjom novih vodova 110 kV (privremeno u pogonu pod 35 kV) javit će se kako zbog sanacije prilika u tim mrežama, tako zbog priključka novih TS 35/10(20) kV koje će u budućnosti postati TS 110/10(20) kV. Osim toga, već danas je prisutna potreba da se neki dotrajali 35 kV vodovi zamjene novima; tada opet treba primijeniti predloženo rješenje.

- c) Transformatorske stanice 10/0.4 kV i linijske rastavljače u 10 kV mreži treba ugrađivati sa 20 kV izolacijom.

Što se tiče pojmih točaka distribucijske 10(20) kV mreže, poznato je da su u Hrvatskoj to pretežno TS 35/10(20) kV (340 kom.), te TS 110/10(20) kV (27 kom, sa tercijarima transformatora 110/35/10 kV). U Institutu za elektroprivredu izvršena je analiza iskoristivosti transformacije 110/10(20) kV i 35/10(20) kV, te starosti tih postrojenja.

Iskoristivost transformacije definirana je kao omjer godišnjeg vršnog opterećenja te instalirane snage transformatora. Treba razlikovati iskoristivost postojeće (tj. stvarne transformacije) od iskoristivosti maksimalne moguće transformacije koja je određena omjerom godišnjeg vršnog opterećenja te maksimalne moguće instalirane snage. Ova razlika nastaje zbog toga što su u mnogim transformatorskim stanicama danas instalirani transformatori manjih nazivnih snaga, no što je to moguće u tim postrojenjima.

Prilikom analize iskoristivosti transformacije treba izdvojiti najveće gradove (Zagreb, Rijeku, Split, Osijek), jer su oni sasvim specifični u odnosu na ostali dio distribucijskog sistema, pa zato razvoj njihovih mreža treba posebno riješavati. U ostalim transformatorskim stanicama (izvan tih gradova) iskoristivost maksimalne moguće transformacije u 1990.g. je relativno niska (tab. 1). U samo 73 transformatorske stanice utvrđena je iskoristivost maksimalne moguće instalirane snage veća od 50%.

Relativno velika iskoristivost maksimalne moguće transformacije (iznad 50 %) utvrđena je uglavnom kod TS 35/10 kV koje napajaju gradove. U vangradskim područjima iskoristivost transformacije u pravilu je niska, što pruža dovoljno rezerve za porast konzuma u budućnosti.

Tab. 1 Razdioba iskoristivosti transformacije

Iskoristivost transformacije	Prema sadašnjoj instal. snazi	Prema maksim. instal. snazi
do 10 %	6	22
10 % - 20 %	14	43
20 % - 30 %	20	61
30 % - 40 %	44	52
40 % - 50 %	49	34
50 % - 60 %	50	23
60 % - 70 %	39	24
> 70 %	63	26

Razdioba starosti TS 35/10 kV pokazuje slijedeću situaciju:

Tab. 2 Razdioba starosti TS 35/10(20) kV

Razdoblje izgradnje	Broj TS 35/10(20) kV
do 1950.	24
1951.-1960.	64
1961.-1970.	91
1971.-1980.	87
1981.-1990.	73
1991.-	1

Podaci u tablici 2 odnose se na sve TS 35/10(20) kV u Hrvatskoj.

Uvidom u tab. 2 dolazi se do zaključka da su danas u Hrvatskoj 179 TS 35/10(20) kV starije od 22 god., a to je 52 % svih postojećih stanica. Do 2000.g. čak 266 TS 35/10 kV (78 % postojećih stanica) bit će starije od 20 god. Navedeni podaci ukazuju na činjenicu da će se veliki dio TS 35/10(20) kV u skoroj budućnosti morati rekonstruirati radi dotrajalosti. Time se otvara mogućnost kako za rekonstrukciju tih postrojenja u TS 35/20 kV, tako za izgradnju zamjenskih TS 110/10(20) kV. U svakom slučaju, situacija je takva da će se omogućiti maksimalno iskorištenje postojećih TS 35/10 kV, što je sa gospodarskog stanovišta neophodno.

Na temelju prikazanih podataka u tab. 1 i 2, može se predložiti

generalna koncepcija daljnjeg razvoja transformacije 35/10(20) kV i 110/10(20) kV izvan spomenuta četiri najveća grada, koja će se izložiti u daljnjem tekstu.

- a) Na području gradskih cjelina, treba nastojati maksimalno iskoristiti postojeću transformaciju 35/10 kV, uz poštivanje kriterija dobre izgrađenosti transformacije (osiguravanje rezerve za slučaj ispada jednog transformatora iz pogona). Nakon iskorištenja kapaciteta postojeće transformacije 35/10 kV napajanje tih gradova treba riješavati gradnjom novih TS 110/10(20) kV. Te stanice će u početku raditi kao TS 110/10 kV, dok se ne stvore uvjeti za prelazak na rad kao TS 110/20 kV. Brzina prelaska prvenstveno će ovisiti o dužini postojećih 10 kV kabela, koji se neće uvijek moći brzo zamijeniti 20 kV kabelima.
- b) Na području malih gradova, treba primijenjivati pristup opisan u toč. (a). Ukoliko se pokaže da nema opravdanja za gradnjom novih TS 110/10(20) kV zbog manjka kapaciteta u postojećoj transformaciji 35/10 kV, dolazi u obzir gradnja novih TS 35/10(20) kV, koje će u prvoj fazi raditi kao TS 35/10 kV, a kada se stvore uvjeti, kao TS 35/20 kV. Pri tome, za TS 35/10(20) kV treba rezervirati dovoljno velike lokacije, kako bi se u budućnosti te stanice mogle pretvoriti u TS 110/10(20) kV. O tome, projektanti postrojenja moraju voditi računa.
- c) Kod TS 35/10(20) kV u vangradskim područjima, u pravilu postoji dovoljno rezerve u kapacitetu transformacije. Kod takvih mreža problem nije u transformaciji, nego u vodovima 10 kV. Prema L. 3, u Hrvatskoj su identificirana 131 10 kV izvoda na kojima su prisutne loše naponske prilike (padovi napona veći od 8 %). Ti izvodi priključeni su na 78 TS 35/10 kV. Sa porastom konzuma, broj "loših" izvoda će se povećati. U takvim situacijama treba rekonstruirati TS 35/10 kV u TS 35/20 kV. Time se na duži rok popravlja situacija u mrežama 10 kV (padovi napona smanjuju se četiri puta za ista opterećenja). U daljnjoj budućnosti TS 35/20 kV zamijenit će se sa TS 110/20 kV.
- d) Prilikom gradnje TS 110/X kV, treba smjeliije koristiti terciare transformatora za napajanje mreža (kako kabelskih, tako nadzemnih). Za slučaj priključka nadzemne mreže, treba realizirati kvalitetnu prenaponsku zaštitu, pomoću odabranih ZnO odvodnika prenapona. Takvim rješenjem mogu se postići, veoma fleksibilna koncepcijska rješenja.
- e) Za potrebe napajanja vangradskih područja sa malim opterećenjima treba razmotriti mogućnost etapne izgradnje TS 110/10(20) kV. U prvoj etapi izgradilo bi se postrojenje priključeno na samo jedan vod 110 kV, sa jednim poljem 110 kV i jednim transformatorom 110/10(20) kV. Sa porastom konzuma dogradio bi se još jedan transformator, te dva polja 110 kV. U zadnjoj fazi izvršio bi se priključak još

jednog voda 110 kV (dvostrano napajanje), te vodnog polja.

Treba napomenuti da se u nekim zemljama (npr. Finska) kao uobičajena rješenja za napajanje ruralnih područja koriste TS 110/20 kV, sa jednim transformatorom, te jednim priključenim vodom 110 kV. No, u tim slučajevima treba dosta pažnje posvetiti kvalitetnom održavanju takvih stanica, te dobroj prenaponskoj i relejnoj zaštiti.

Uz uvažavanje navedenih principa kod izgradnje/rekonstrukcije srednjenaponskih vodova i transformatorskih stanica moguće je postupno usvojiti novu koncepciju srednjenaponskih mreža, zasnovanu na uvođenju napona 20 kV u eksploataciju. Taj put će biti postupan, zato da omogući što bolje iskorištenje postojećih TS 35/10 kV i vodova 35 kV. To je jedini opravdani gospodarski pristup. Zbog toga će se kao međuetape pojaviti TS 35/20 kV, te TS 110/10 kV, da bi se kao definitivno perspektivno rješenje došlo do dvonaponskog sustava 110/20 kV.

Izložene preporuke odnose se na distribucijske mreže Hrvatske neovisno o ratnim štetama. U područjima gdje su prisutna velika ratna razaranja u srednjenaponskim mrežama, prihvatanje predloženih načela je posebno opravdano, jer omogućava relativno jednostavno usvajanje nove koncepcije srednjenaponske mreže, pošto će tu biti smanjen utjecaj postojeće mreže na daljnji razvoj.

5. SANACIJA NISKONAPONSKIH MREŽA

Niskonaponske mreže su trenutno najlošiji dio distribucijskog sustava u Hrvatskoj. U najvećem dijelu nadzemnih mreža prisutne su izrazito loše naponske prilike, te visoki stupanj dotrajalosti vodova. Prema svim provedenim analizama, najveći dio potrebnih ulaganja zbog sanacije i razvoja distribucijskog sustava uvjetovan je upravo niskonaponskim mrežama.

Na temelju izvršenih analiza može se zaključiti da dosadašnja koncepcija izgradnje niskonaponskih mreža nije bila ispravna. Analizom raspoloživih podataka o n.n. mreži Hrvatske došlo se do slijedećih činjenica:

- Prosječna instalirana snaga transformacije 10(20)/0.4 kV nalazi se u granicama od 101 kVA ("Elektrolika") do 489 kVA ("Elektra Zagreb"); na nivou Hrvatske prosječna snaga je 244 kVA;
- Prosječna dužina n.n. mreža po TS 10(20)/0.4 kV kreće se u granicama od 1.74 km ("Elektra Čakovec") do 6.71 km ("Elektrojug"); za Hrvatsku ta dužina je 3.0 km;
- Prosječna dužina n.n. izvoda varira između 0.55 km ("Elektra Čakovec", "Elektra Zagreb") i 1.45 km ("Elektrojug"); prosjek za Hrvatsku je 0.87 km.

Usporedbe radi, mogu se navesti neki karakteristični parametri francuske elektrodistribucije (EDF):

- Prosječna instalirana snaga transformacije 20/0.4 kV je 145 kVA (kod stupnih TS 20/0.4 kV samo 52 kVA);
- Prosječna dužina n.n. mreža po TS 20/0.4 kV je 1.08 km.

Očito je da su u našim distribucijskim mrežama građene TS 10(20)/0.4 kV sa transformatorima relativno velike nazivne snage, te sa dugačkim mrežama niskog napona. To je korektan pristup sa stanovišta iskoristivosti transformacije 10(20)/0.4 kV; no, posljedica su veoma loše naponske prilike u n.n. mrežama (L. 2, L. 3). I ovdje je zanimljiva usporedba sa n.n. mrežama u Francuskoj, preko izračunatih vršnih opterećenja (P) i momenata opterećenja (M) ekvivalentnih n.n. izvoda:

Hrvatska:	P = 48,8 kW	M = 42,4 kW·km
Francuska:	P = 46,4 kW	M = 16,8 kW·km

Prema tome, uz približno isto opterećenje ekvivalentnog izvoda kao u Hrvatskoj, u Francuskoj je ostvaren 2,5 puta manji moment opterećenja.

U prikazanoj usporedbi nisu razmatrani ekvivalentni presjeci n.n. vodova. Prema dostupnim informacijama, udio vodova sa SKS-om u Francuskoj je nešto veći od 50 %, što znači da je ekvivalentni presjek n.n. vodova veći od 50 mm². U distribucijskoj mreži Hrvatske, ekvivalentni presjek n.n. vodova iznosi samo 32 mm² (L. 1), što još više pogoršava situaciju, obzirom na naponske prilike.

Izložene usporedbe sa n.n. mrežama u Francuskoj veoma su značajne, jer su zemljopisne karakteristike Francuske, te udio kabelske n.n. mreže slični kao u Hrvatskoj.

Na temelju prezentiranih činjenica, te ranije provedenih tehnokoekonomskih analiza (L. 1, L. 3) može se definirati pristup obnovi uništenih nadzemnih n.n. mreža:

- a) Potrebno je graditi stupne TS 10(20)/0.4 kV sa transformatorima male nazivne snage, što bliže potrošačima. Takvim rješenjem dužina n.n. mreže po TS 10(20)/0.4 kV smanjuje se na minimum, što je ekonomski gledano opravdano. Bolje je izgraditi više manjih stanica, sa kraćom n.n. mrežom, nego manje većih stanica, sa dužom n.n. mrežom.

Ovdje treba upozoriti na činjenicu da u Hrvatskoj postoji veliki broj veoma malih naselja kod kojih je opravdana primjena stanica sa transformatorima najmanje raspoložive nazivne snage.

- b) Nadzemne vodove niskog napona treba graditi uz upotrebu SKS-a. Korištenje golih vodiča (naročito na krovnim nosačima) treba izbjegavati. To se naročito odnosi na upotre-

bu golih vodiča na krovnim nosačima iz više razloga:

- na krovne nosače mogu se postaviti samo vodiči malog presjeka;
- održavanje takvih vodova je relativno skupo;
- prisutni su problemi sa vlasnicima kuća.

Navedene smjernice su općenitog karaktera, te se odnose kako na obnovu razorenih n.n. mreža, tako na sanaciju i razvoj n.n. mreža na područjima koja nisu pretrpjela ratne štete. Jedino je razlika u tome, što kod n.n. mreža koje nisu razorene, treba određena sredstva uložiti i u revitalizaciju postojećih (dotrajalih) n.n. vodova. Prethodno treba utvrditi udjel izrazito dotrajalih n.n. vodova na razmatranom području.

6. ZAKLJUČCI

Sanacija ratnih šteta u distribucijskoj mreži prioritetni je zadatak u toj djelatnosti Hrvatske elektroprivrede.

U prvoj fazi nužno je osigurati isporuku električne energije, kako bi se omogućila normalizacija života. Pri tome će biti nužno koristiti i improvizacije; no paralelno treba pripremiti i takva rješenja koja će se uklopiti u koncepciju dugoročnog razvoja distribucijskih mreža. Sigurno je, da bi bilo veoma loše privremena rješenja (improvizacije) trajno zadržati u pogonu.

Prijedlog koncepcije dugoročnog razvoja distribucijske mreže u Hrvatskoj može se obuhvatiti daljnjim smjernicama:

- a) Uvođenje u pogon napona 20 kV; prvenstveno u vangradske mreže, zatim u manje gradove, te velike gradove.
- b) U vangradskim mrežama treba kao prijelazno rješenje koristiti transformaciju 35/20 kV, prije uvođenja definitivnog rješenja - transformacije 110/20 kV.
U gradskim područjima treba uvoditi direktnu transformaciju 110/10(20) kV; u prvoj fazi koristit će se transformacija 110/10 kV, dok se ne stvore pretpostavke za uvođenje transformacije 110/20 kV.
- c) Za napajanje vangradskih područja dolazi u obzir primjena "fleksibilnih" rješenja, poput TS 110/10(20) kV sa jednim priključnim 110 kV vodom, te sa jednim ugrađenim transformatorom 110/10(20) kV. Također treba koristiti transformatore 110/35 kV sa tercijarima koji mogu napajati i nadzemne 10(20) kV mreže, uz kvalitetnu prenaponsku zaštitu.
- d) Svi novi nadzemni vodovi koji će raditi u postojećim 10 kV mrežama moraju se izvoditi sa 20 kV izolacijom. Posebno je značajno da se u buduću koriste samo 20 kV kabeli, bez obzira kada će konkretna mreža prijeći na pogon pod tim naponom. Također je potrebno nove transformatorske stanice i linijske rastavljače graditi uz upotrebu 20 kV izolacije.

- e) Nove vodove koji će raditi u 35 kV mrežama, u pravilu treba graditi kao vodove 110 kV.
- f) Transformatorske stanice 10(20)/0.4 kV u vangradskim mrežama treba graditi sa transformatorima male snage i što kraćom priključenom mrežom niskog napona. Potrebno je izbjegavati dosadašnji pristup gradnje TS 10(20)/0.4 kV sa transformatorima relativno velike snage, te sa priključenim dugačkim n.n. vodovima.
- g) Nadzemne niskonaponske vodove treba graditi uz upotrebu SKS-a. Valja izbjegavati korištenje vodova sa golim vodičima naročito na krovnim nosačima.

Predložene smjernice omogućavaju postupno uvođenje novih konceptijskih rješenja, uz maksimalno korištenje postojeće mreže, što je veoma važno sa gospodarskog stanovišta.

L i t e r a t u r a

- 1. Žutobradić S., Schenner R., Baldasari D. Dugoročni razvoj distributivne djelatnosti u Hrvatskoj do 2000. s projekcijom do 2005. godine, studija IE, Zagreb, 1990.
- 2. Žutobradić S., Schenner R., Wagmann L. Dugoročni razvoj distributivne djelatnosti Hrvatske elektroprivrede (detaljna područna analiza te izrada programskog paketa na PC računalu), studija IE, Zagreb, 1991.
- 3. Žutobradić S., Schenner R. Strategija sanacije i razvoja distribucijske mreže Hrvatske, studija IE, Zagreb, 1992.
- 4. Kratak opis šteta prouzrokovanih ratom na postrojenjima distribucije Hrvatske elektroprivrede, izvještaj Direkcije za distribuciju HEP-a, Zagreb, 1992.
- 5. Technique Electricite, Atlas-1989, EDF Pariz, 1990.
- 6. Lakervi E., Holmes J. Electricity distribution network design, P. Peregrinus, (knjiga) London, 1989.

HK CIGRÉ

STK 22 NADZEMNI VODOVI

NEKE IZVEDBENE MOGUĆNOSTI ZA BRZU SANACIJU
DALEKOVODA I PRAKTIČNI PRIMJERI PROVIZORNIH SPOJEVA

1. U V O D

Uslijed znatnih oštećenja prijenosne mreže, uglavnom svih naponskih nivoa, a u svrhu potrebe nužne opskrbe pojedinih područja električnom energijom bilo je potrebno maksimalno iskoristiti razgranatost postojeće mreže u smislu korištenja raspoloživih dalekovoda koji nisu teže oštećeni, odnosno nalaze se na području pod kontrolom naše vlasti. Na taj način, a ovisno o lokaciji pojnih točaka kojima se željelo isporučiti električnu energiju, izvedene su razne kombinacije. Drugim riječima korišteni su dalekovodi projektirani za viši naponski nivo pod nižim naponom (npr. 400 kV → 110 kV, 220 kV → 110 kV, 220 kV → 35 kV, 110 kV → 35 kV i sl.). Pojedina su rješenja zbog izuzetne važnosti bila i znatno radikalnija tj. dalekovodi projektirani za niži napon korišteni su pod višim naponskim nivoom (35 kV pod 110 kV). Ovo potonje je naravno iziskivalo odgovarajuća tehnička rješenja u svrhu potrebnih prilagođenja, a uz ispunjenje minimalnih tehničkih zahtjeva.

Kako bi se energija isporučila za određene potrošače bila su nužna međusobna prespajanja postojećih dalekovoda tzv. PROVIZORNI SPOJEVI koji su uglavnom izvođeni na najoptimalnijim lokacijama.

Pri tome je važno napomenuti da se optimalnost lokacije određivala na osnovu međusobne fizičke udaljenosti trasa dalekovoda koje se željelo povezati, uvažavajući međusobne udaljenosti pojedinih postojećih stupova, eventualno postojeća križanja (prelazi preko, odnosno prolazi ispod), a često je optimalnost trase bila diktirana fizičkom mogućnošću pristupa na odgovarajuće područje i ugroženošću šireg područja ratnim uvjetima.

Na osnovu iznesenog dati su detaljni prikazi nekih rješenja provizornih spojeva koji su usprkos svoje specifičnosti ipak karakteristični zbog rješenja koja u znatnoj mjeri mogu olakšati ubuduće pristup predmetnoj problematici.

Naime, provizorna rješenja su u svakom slučaju rješenja privremenog karaktera, te je s tog stanovišta i pristupano njihovoj realizaciji.

Ovisno o međusobnoj udaljenosti početne i krajnje točke koje se žele povezati odgovarajućim provizornim spojem, izvršeni su po mogućnosti direktni spojevi dvaju međusobno blizu lociranih stupova različitih dalekovoda, odnosno ugrađivan je između spomenutih krajnjih točaka odgovarajući broj novih stupova jednostavnih konstrukcija i praktičnih za izvedbu.

Jednostavnija rješenja obuhvaćala su ugradnju 1-2 novih stupova, međutim složenija rješenja tj. spojevi kod kojih su početna i krajnja točka spoja bile udaljenije iziskivale su ugradnju većeg broja novih stupova, a duljine trasa ovakvih provizornih spojeva iznosile su i preko 10 kilometara.

Provizorni spojevi koje je bilo moguće izvesti direktnim povezivanjem postojećih stupova različitih dalekovoda uglavnom su izvedeni na taj način da se ovisno o fizičkom rasporedu faza izvršilo međusobno povezivanje odgovarajućih faza. Pri tome su se kao prihvatne točke koristili pojasnici postojećih stupova na koje su izolatorski lanci spojeni preko tzv. "gužve", odnosno odgovarajuće omče od čeličnog užeta koje su ugrađivane na predviđenim mjestima oko pojasnika (noge) stupa.

Fizički spoj odgovarajućih faza ostvaren je pomoću strujnih mostova koji su izvedeni u rasponu a učvršćeni pomoću strujnih stezaljki uz postojeće vodiče.

Osim navedenog pojedina rješenja izvedena su i na taj način da su na postojećim stupovima izvršena stanovita prilagođenja u smislu ugradnje dodatnih konzola ili drvenih prečki. Iste su služile za prihvat vodiča provizornog spoja, dok su strujni mostovi izvedeni u rasponu prema odgovarajućoj fazi.

Neka rješenja izvedena su na način da je prihvat vodiča provizornog spoja izveden direktno na faze u neposrednoj blizini stupa postojećeg dalekovoda pomoću zatezne vijčane stezaljke.

Druga rješenja imala su tzv. "sabirničke spojeve" kod kojih je provizorni spoj izveden na novim stupovima i to tako da prolazi ispod ili iznad dalekovoda sa kojeg se želi izvesti spoj, a zatim su odgovarajuće faze međusobno direktno spojene u rasponu.

Stanovite poteškoće predstavljala je mogućnost fizičkog odvajanja faza pošto je isto načelno moguće izvesti na zateznim stupovima klasičnim odvajanjem strujnih mostova.

Međutim za izvedbu provizornih spojeva primjenjivana su odgovarajuća rješenja otvaranja strujnih mostova na nosnim stupovima.

2. STUPOVI I TEMELJI

Kao što je u uvodnom dijelu teksta navedeno, za izvedbu predmetnih provizornih spojeva pored ostalog korišten je i veći broj novih stupova jednostavnijih konstrukcija.

Provizorna rješenja sastojala su se u primjeni odgovarajućih konstrukcija drvenih odnosno čeličnoredkastih stupova.

2.1. Drveni stupovi

Najčešća varijanta primjene drvenih stupova bila je izvedba pomoću tzv. "Π" stupova. Na slici 1. prikazana je silhueta takovog stupa koji je primjenjivan na 110 kV provizornim spojevima.

Korištenjem raspoloživih drvenih trupaca dužine cca 12 m, u privremenoj "bazi" izrađivani su stupovi različite forme i u tako pripremljenim elementima prevažani do lokacije predviđene za ugradnju.

Na taj način skraćeno je vrijeme izgradnje na najmanju moguću mjeru. U funkciji primjenjenih užeta (Al/Č-120/20 mm², Al/Č-150/25 mm², Al/Č-240/40 mm²), a uvažavajući terenske prilike postizani su rasponi i do 200 m. Na nekim lokacijama zbog povećanih opterećenja (kutni i rasteretni stupovi) stupovi su dodatno sidreni. Ovakva rješenja pokazala su se primjenjivim, posebno na ravničarskim terenima (livade, oranice) gdje je bio moguć pristup mehanizacije za iskop temeljnih jama i podizanje stupova pomoću autodizalice.

Što se tiče same izvedbe temeljnih jama gdje god su to prilike dozvoljavale vršen je iskop temeljnih jama za preuzimanje kompletnih sila na stup (visina temeljne jame cca 1/6 visine stupa), odnosno, ako nije bilo moguće izvesti takove dubine vršene su dodatne stabilizacije pomoću sidara.

Nakon podizanja stupova temeljne jame su zatrpavane materijalom iz iskopa uz nabijanje.

Osim navedenog postoje i druga odgovarajuća rješenja primjene drvenih stupova za provizorna rješenja. Tako je na primjer moguće rješenje primjena drvenih stupova "jarbol" koji služe za prihvatanje svake faze posebno ovisno o terenskim prilikama. Stabilizacija takvih stupova vrši se sidrenjem, a moguća je primjena i za napone do 110 kV.

Kombinacijom prethodno navedenih rješenja moguće su izvedbe nosnih i zateznih zavješanja i rješavanje odgovarajućih provizornih spojeva.

2.2. Čeličnorešetkasti stupovi

Čeličnorešetkasti stupovi za izvedbu provizornih spojeva korišteni su u slučajevima ako se raspolagalo stupovima napuštenih dionica i s dalekovoda u izgradnji.

Pri ugradnji stupova imale su se u vidu nazivne visine raspoloživih stupova, te su visine istih korigirane odnosno prilagođene obzirom na potrebe uzdužnog profila provizornog spoja.

Prilagođenja su izvršena rezanjem pojasnika na potrebnu duljinu te postavljanjem horizontalnog prstena od raspoloživih profila, koji su međusobno spajani vijcima.

Prilikom određivanja trasa provizornih spojeva i same lokacije stupova vodilo se računa o blizini postojećih prometnica i poljskih puteva kako bi se omogućio pristup mehanizaciji u svrhu primjene iste pri transportu, iskopu temeljnih jama i samom podizanju stupova.

U slučaju da nije moguć pristup dizalici, montaža stupova je otežana tj. moguća je samo čelično rešetkastom iglom koja treba biti posebno oslonjena na stabilno podnožje i dodatno sidrena. Pri tome je prilikom montaže donje etaže stupa, istu potrebno provizorno usidriti.

Stupovi manjih dimenzija u cijelosti su transportirani do mjesta ugradnje i pomoću mehanizacije ugrađivani u već pripremljene temeljne jame. Stupovi većih dimenzija transportirani su u dijelovima ili po mogućnosti u etažama do mjesta predviđenog za ugradnju. Tu su na tlu kompletirani i također uz pomoć mehanizacije ugrađivani u prethodno pripremljene temeljne jame. Navedene temeljne jame nemaju funkciju preuzimanja kompletnog opterećenja stupa već samo služe u svrhu onemogućavanja horizontalnog pomaka stupa.

Horizontalni prsten na dnu pojasnika, koji se ukopava u zemlju, služi za ukrućenje stupa na kraju temeljnog dijela pojasnika te svojom širinom profila učestvuje u prenošenju vertikalne sile na tlo.

Prema terenskim uvjetima dubine iskopa temeljnih jama bile su od 0.3 m - 0.6 m. U slučaju većih opterećenja ili tla slabije nosivosti primjenjeni su spojevi horizontala i pojasnika s većim brojem vijaka. Također su povećane kontaktne plohe stupa na tlo na taj način da su u temeljne jame postavljeni jedan ili dva reda drvenih pragova.

Nakon postavljanja podnožja stupa na dno temeljne jame i sidrenja istoga temeljna jama je zatrpavana materijalom iz iskopa.

Stupovi su u svrhu stabilizacije sidreni pomoću četiri sidra od čeličnih užadi. Za prihvat sidara korištena su raspoloživa stabla oko lokacije stupa. Na lokacijama bez stabala za prihvat sidara kopani su rovovi dubine 1-1.5 m.

Obzirom da su stupovi sidreni, upotrebljeni su kao nosivi ili zatezni, linijski ili kutni, bez obzira na njihovu osnovnu namjenu za koju su ranije projektirani.

Provizorni spojevi izvedeni sa čeličnoretkastim stupovima, opisani u prethodnom dijelu teksta, uz primjenu vodiča Al/Č-120/20 mm², Al/Č-150/25 mm² odnosno Al/Č-240/40 mm² uz konkretne terenske prilike i raspoložive korisne visine omogućavali su postizanje raspona i do 400 m.

Za realizaciju provizornih spojeva, a u funkciji konkretnih rješenja, postoji mogućnost primjene svih vrsta čeličnoretkastih stupova.

Kao jedno od rješenja je primjena prilagođenih tipskih 10(20) kV čeličnoretkastih stupova.

Na osnovu iskustva u izgradnji ovakvih provizornih dalekovoda može se zaključiti da primjena sidrenih čeličnoretkastih stupova daje velike mogućnosti u pogledu brzine izgradnje.

Iste je na odgovarajući način potrebno prethodno prilagoditi ovisno o tipu (nosni ili zatezni) ugradnjom konzola na taj način da se maksimalno iskoristi raspoloživa visina stupa pri čemu je za zatezne stupove potrebno i posebno prilagođenje za pridržavanje strujnog mosta jedne od faza.

Osim navedenog, za realizaciju samog provizornog spoja ovisno o konkretnoj situaciji, u velikom broju slučajeva korištena je konstrukcija postojećih stupova između kojih su vršeni prespoji. Ovisno o tipu bilo je potrebno na stanoviti način prilagoditi se potrebama konkretnog provizornog spoja. Pri tome su rješenja maksimalno poštivala pogonske uvjete i sva prilagođenja vršena su na način da je jednostavnim prespojem strujnih mostova moguće ostvariti pogonsko stanje koje je bilo prije izvedbe provizornog spoja. U tu svrhu na postojeće stupove ugrađivane su dodatne konzole (prečke) od čeličnih profila ili od drvenih trupaca. Za njihovo učvršćenje korišten je raspoloživi materijal. Naime, dodatne konzole od čeličnih profila su direktno spajane na stup s vijcima uz prilagođavanje odgovarajućim pozicijama na stupu, dok su konzole od drvenih trupaca učvršćivane za pojasnike stupova pomoću čeličnog pletenog užeta ("gužve").

Ovisno o položaju provizornog spoja u odnosu na postojeće stupove sa kojih se, odnosno na koje se ostvaruje spoj, spomenute dodatne konzole (prečke) učvršćivane su bilo na stranicu X odnosno Y stupa dok su za neka rješenja ista ugrađena kroz trup stupa dijagonalno između dva pojasnika.

3. VODIČI I ZAŠTITNA UŽAD

U predhodnom dijelu teksta navedeno je da su za provizorna rješenja korišteni alučelični vodiči različitih presjeka (uže 120/20 mm², 150/25 mm², 240/40 mm²) ovisno o raspoloživosti i sagledivoj potrebnoj prijenosnoj snazi.

U pojedinim slučajevima svjesno je primjenjivan i manji presjek užeta kako bi se funkcionalnije iskoristili raspoloživi stupovi. Naime, na taj način uz ista naprezanja postizane su manje sile što je omogućavalo primjenu različitih vrsta stupova i druge opreme, ovisno o raspoloživosti istih. U svakom slučaju na taj način je smanjena prijenosna snaga ali je primjenom manjih opterećenja postignuta veća stabilnost provizornog rješenja.

Uvažavajući kompleksnost provizornog rješenja odabrana maksimalna radna naprezanja užeta kretala su se od 10-95 N/mm².

Manja odabrana maksimalna radna naprezanja primjenjivala su se za provizorna rješenja koja su povezivala postojeće stupove male međusobne udaljenosti. Pri tome su užeta ugrađivana na postojeće elemente stupa (npr. pojasnike), odnosno na dodatne prečke koje su opisane u prethodnom poglavlju.

Na taj način se uz osnovnu svrhu provizornog rješenja u najmanjoj mogućoj mjeri narušavala statička stabilnost postojećih stupova. Osim navedenog manja odabrana maksimalna radna naprezanja primjenjivala su se i za gotovo sva provizorna rješenja s drvenim stupovima, odnosno čeličnoredkastim stupovima koji u osnovi nisu dimenzionirani za naponski nivo i kombinaciju užeta za koje su u svrhu provizornog spoja primjenjivani.

Veća odabrana maksimalna radna naprezanja primjenjivana su uglavnom tamo gdje je i primjena ostalih elemenata dalekovoda to dozvoljavala, drugim riječima gdje su za izvedbu provizornog rješenja korišteni stupovi i ovjesna oprema upravo predviđeni i dimenzionirani za pogon pod naponom za koji se provizorno rješenje i realizira.

Tako su na primjer na dionici provizornog spoja gdje su ugrađivani tipski 110 kV stupovi, uz stabiliziranje istih primjenom sidara kako je to opisano u prethodnoj točki, te korištenje alučeličnih užeta 120/20 mm² s $S_{max} = 95 \text{ N/mm}^2$ postizani rasponi do 400 m.

Obzirom na karakter izvedbe provizornih spojeva zaštitna užeta u principu nisu ugrađivana.

Izvedba provizornih spojeva s zaštitnim užetom u svakom slučaju bila bi korektnija i osiguravala bi sigurniji pogon provizornim spojem. Međutim prilikom realizacije samih provizornih spojeva zbog tehnički znatno zahtjevnije izvedbe, a obzirom na nužnost potrebe provizornog spoja, uglavnom se odustajalo od njegove ugradnje.

Naime, ugradnjom zaštitnog užeta dodatno bi se komplicirala problematika izvedbe strujnih mostova na priključnim točkama provizornih spojeva, dok bi u pojedinim slučajevima (npr. sabirnički spoj) ugradnja zaštitnog užeta predstavljala tehnički potpuno neprihvatljivo rješenje. Slično je i u slučaju izvedbe provizornih spojeva s drvenim stupovima. Kod drvenih stupova ograničavajući faktor u svakom slučaju je korisna visina stupa u funkciji njegove statičke stabilnosti.

Ugradnja zaštitnog užeta u tom slučaju uvjetovala bi smanjenje korisne visine stupa, što obzirom na karakter provizornog spoja ne bi imalo ni tehničku a niti ekonomsku opravdanost.

Prilikom izvedbe provizornih spojeva, bez obzira na njihovu duljinu odnosno broj ugrađenih stupova, u maksimalno mogućoj mjeri poštivani su sigurnosni razmaci između užeta (vodiča), odnosno između vodiča i uzemljenih dijelova kako na samom stupu tako i duž raspona. Ovo potonje znači da su odabrana takova tehnička rješenja koja su u skladu sa ostvarenim provjesima rezultirala zadovoljavajućim razmacima između užeta ovisno o naponskom nivou predmetnog provizornog spoja.

Pri tome su prilikom dimenzioniranja, npr. drvenih stupova, razmaci između užeta na "glavi" stupa definirani obzirom na predviđene vodiče i maksimalne električne raspone koji u pravilu nisu veći od cca 200 m.

Za razliku od prethodno navedenih, za provizorna rješenja za koja su korišteni čeličnoredetkasti stupovi, sigurnosni razmaci su bili definirani na osnovu tipa ugrađenog stupa.

Ukoliko je primjenjivani stup ujedno bio i dimenzioniran za naponski nivo provizornog spoja, problematika osiguranja potrebnih sigurnosnih razmaka bila je bespredmetna obzirom da se tehničkim rješenjima provizornog spoja uglavnom nisu niti približno mogle iskoristiti raspoložive mogućnosti takovih stupova glede osiguranja sigurnosnih razmaka (maksimalni električki raspon). Međutim, ukoliko su se za realizaciju provizornih spojeva koristili neki drugi raspoloživi čeličnoredetkasti stupovi (dimenzionirani za niži naponski nivo) uglavnom su rađena odgovarajuća prilagođenja na samim stupovima bilo dogradnjom dodatnih detalja (produžetak konzole ili skraćenje zavješanja) kako bi se osigurali minimalno potrebni razmaci na samom stupu odnosno duž raspona. U tom slučaju kriteriji su uglavnom bili praktične naravi i osigurani su razmaci za koje se u normalnom pogonu pokazalo da su zadovoljavajući.

U ovom dijelu teksta važno je spomenuti da se prilikom izvedbe provizornih spojeva posebno vodilo računa o sigurnosnim visinama i udaljenostima u odnosu na okolni teren odnosno objekte, te da su u tom smislu uglavnom poštivane sve odredbe pravilnika koji tu problematiku reguliraju.

4. IZOLACIJA I OVJESNA OPREMA

Izvedba provizornih spojeva iziskivala je brza i pouzdana rješenja u onoj mjeri u kojoj se to obzirom na kompleksnost problematike moglo ostvariti. Iz tog razloga problematika izolacije je vrlo bitna budući da velikim dijelom sigurnost pogona predmetnog provizornog spoja ovisi upravo o kvalitetno izvedenoj izolaciji.

Posebna važnost iznesenim dodatno potencira činjenica da gotovo u pravilu na svim provizornim spojevima nije ugrađivano zaštitno uže, bez obzira o kojem naponskom nivou se radilo.

Promatrajući provizorne spojeve na dalekovodima višeg i visokog naponskog nivoa (35 kV na više), što je i predmet ovog referata, može se konstatirati da se izolacija u osnovi sastojala od kapastih bilo staklenih bilo porculanskih izolatora. Pri tome su korišteni svi raspoloživi izolatori bez obzira na to da li su već bili korišteni ili su bili potpuno novi (prednost se naravno davalo novim izolatorima).

Što se tiče tipa izolatora ugrađivani su oni tipovi koji su se i inače ugrađivani na postojećim dalekovodima ovisno o naponskom nivou i raspoloživosti istih (KT 120, K 120 M, K 170/280, U 120 BS, F8, F12 i sl.).

Broj izolatora u izolatorskom lancu ovisio je naravno o naponskom nivou samog provizornog spoja. Gdje su to tehnička rješenja omogućavala primjenjivan je onoliki broj izolatora u izolatorskom lancu kako je to bilo i uobičajeno ovisno naravno o naponskom nivou, a na temelju ispitivanja. Međutim pojedina tehnička rješenja provizornih spojeva nisu omogućavala da se fizički ugradi onolika količina izolatora koliko je to predviđeno za primjenjeni naponski nivo. U tim slučajevima svjesno je ugrađivan manji broj izolatora, tj. preuzet je stanoviti rizik obzirom na sigurnost pogona kako bi se provizorni spoj uopće mogao realizirati.

Tako su na primjer za neke provizorne 110 kV priključke korišteni izolatorski lanci s 6, 5 i 4 komada kapastih izolatora. Pri tome je važno napomenuti da se iz čisto praktičnog razloga težilo da na mjestu gdje je ugrađen bitno manji broj izolatora, u odnosu na uobičajeni, budu ugrađeni novi stakleni kapasti izolatori. Naime, na taj način je maksimalno izbjegnuta mogućnost da je poneki od izolatora već oštećen odnosno da ima snižene dielektričke karakteristike.

U slučaju proboja izolacije takvo mjesto se vrlo brzo može identificirati.

Zaštitna oprema za izolatorske lance uglavnom nije ugrađivana, odnosno ugrađivana je na izolatorske lance kada je bilo moguće postići puni izolacioni nivo.

Što se tiče ovjesne opreme pretežno je korištena oprema koja se može višestruko iskoristiti. U tom pogledu kao najprikladnije su se pokazala rješenja kod kojih su se primjenjivali za ovjesni materijal tzv. škopci, "U"-stremeni, karike i vilice, dok je za spojni materijal daleko najprikladnija bila vijčana spojna oprema.

Osim toga potrebno je istaknuti da se na licu mjesta u velikoj mjeri improvizirao ovjesni materijal. Naime kao što je u uvodnom tekstu ovog referata napomenuto korištene su tzv. "gužve" tj. kratki komadi čeličnog pletenog užeta koja je pomoću priključnih stezaljki (tzv. "pandji") ugrađivana na mjestima gdje se željelo ugraditi bilo zatezni lanci bilo dodatnu prečku.

Na taj način, uz relativno kratko vrijeme montaže, omogućeno je apsolutno prilagođenje bilo kojeg dijela opreme.

Od ostalog materijala važno je napomenuti da su u velikoj mjeri korišteni različiti tipovi (ovisno o promjeru vodiča) strujnih stezaljki i priključnih stezaljki, jer su se pomoću istih ostvarivale najrazličitije varijante mogućih strujnih veza koje su se prilikom realizacije provizornih spojeva nametale kao nužne.

Na ovom mjestu potrebno je istaknuti i neka praktična rješenja primjenjena u svrhu realizacije pojedinih provizornih spojeva. Ovo se prije svega odnosi na mogućnost odspajanja faza na novim stupovima. Naime, u uvodnom dijelu ovog referata spomenuto je da se ovakav problem pojavljivao i to prije svega zbog činjenice da fizički pristup do prvog idućeg zateznog stupa nije bio moguć, a odvajanje faza je iz pogonskih razloga bilo nužno izvesti.

Sam problem rješavan je na taj način da je na mjestu učvršćenja vodiča u nosnu stezaljku izolatorskog lanca, vodič prerezan i skraćen na obje strane upravo za dužine zateznih izolatorskih lanaca koji su također s obje strane dodatno ugrađeni. Tako je dobivena tzv. nosno-zatezna kombinacija pri čemu nije narušena statička slika na promatranom stupu, osim što je neznatno povećana vertikalna sila (upravo za težinu ugrađenih zateznih lanaca). Ugrađeni zatezni lanci s jedne i druge strane nosnog lanca potrebno je da imaju ukupno minimalno toliko ugrađenih izolatora koliko njihov broj iznosi uobičajeno za primjenjeni naponski nivo.

Na primjer za 110 kV naponski nivo uz osnovnu izolaciju 7 komada kapastih izolatora tj. 8 komada u električki pojačanoj verziji dovoljno je da u nosno-zateznoj kombinaciji zatezni izolatorski lanci imaju ugrađena po 4 komada kapastih izolatora.

Mogućnost odspoja faze što je i cilj izvedbe ovakvog rješenja ostvaruje se upravo između spomenutih novougrađenih zateznih izolatorskih lanaca

Pored navedenog za realizaciju nekih provizornih spojeva bila je potrebna izvedba strujnih mostova za koje je, radi spriječavanja eventualnih kontakata sa konstrukcijom ili sa nekom drugom fazom, bilo potrebno strujni most ukrutiti pomoću dodatnog nosnog izolatorskog lanca. Isti je u najvećem broju slučajeva ugrađivan preko dodatnih konzola montiranih na odgovarajućoj visini na stupu ili su za njegovo zavješnje korištene i postojeće konzole. Međutim, na nekim mjestima ni takova rješenja nisu davala zadovoljavajuće rezultate.

U tim slučajevima spomenuti dodatni nosni izolatorski lanac za pridržavanje strujnog mosta ugrađivan je direktno na neku od faza i to u neposrednoj blizini ovješnja. Sam izolatorski lanac ugrađen je na taj način da su na obje njegove strane prilagođene nosne vijčane stezaljke, te da je pomoću jedne od njih učvršćen na fazu a druga je služila za prihvatanje strujnog mosta zbog kojeg je takav spoj i vršen.

Odmah je uočeno da je u slučaju pogona ovakav izolatorski lanac "izložen" linijskom naponu te je u tu svrhu za razliku od uobičajenog broja kapastih izolatora, koji se ugrađuju u izolatorske lance ovisno o naponskom nivou, u ovakve izolatorske lance ugrađivan u pravilu barem jedan kapasti izolator više.

Tako na primjer za 110 kV naponski nivo takav izolatorski lanac treba sadržavati barem 9 komada kapastih izolatora, ukoliko je to fizički moguće izvesti.

5. UZEMLJENJE I OZNAČAVANJE

Stupovi provizornih spojeva u pravilu se nisu uzemljavali, ukoliko se izuzmu uzemljenja postojećih stupova sa kojih se, odnosno na koje se, provizorni spoj realizirao. Ova se konstatacija podjednako odnosi kako na drvene stupove tako i na ugrađene čeličnoredne stupove bez obzira na naponski nivo za koji su provizorni spojevi izvedeni. Činjenica je da bi korektno izvedeno uzemljenje sa tehničkog stanovišta predstavljalo u svakom slučaju povoljnije rješenje, podjednako i u pogledu sigurnosti pogona odnosno sigurnosti ljudi i materijalnih dobara koji se eventualno nalaze u neposrednoj blizini trase provizornih spojeva.

Međutim, prilikom same realizacije provizorija, sagledavajući kompletnu problematiku, uvažavajući rokove te konkretnu situaciju obzirom na potrebu što kraćeg zadržavanja ljudstva na pojedinim lokacijama problematika uzemljenja stupova svjesno je potiskivana u drugi plan obzirom da njena realizacija nije direktno uvjetovala mogućnost ostvarenja napajanja pojedinih

područja preko predmetnog provizornog spoja. Usprkos navedenom, u svrhu barem neke zaštite od eventualno neželjenih posljedica na većini provizornih spojeva ugrađivane su dodatne table za upozorenje odgovarajućih (povećanih) dimenzija koje su svojim tekstom nedvosmisleno upozoravale da je nepotrebno i opasno zadržavanje u okolini stupova provizornog spoja.

No potrebno je istaknuti da se problematici uzemljenja u buduće mora posvetiti, ukoliko to prilike budu dozvoljavale, dužna pažnja. Naime, smatra se da je izvedba uzemljenja barem u obliku jednog koncentričnog prstena, od čelične pocinčane trake, pogotovo oko čeličnoredkastih stupova i njihovih sidrenih užeta, ukoliko ista nisu na odgovarajući način izolirano učvršćena na konstrukciju stupa, korisno tehničko rješenje koje u znatnoj mjeri može preduhitriti eventualne poteškoće, pogotovo na terenima koji su s većim specifičnim otporom tla.

6. ZAKLJUČAK

U svrhu uspostavljanja bilo kakve elektroenergetske veze, a u vremenu ratnih razaranja, provizorni spojevi su se nametnuli kao jedina moguća i tehnički izvediva rješenja. Njihovoj realizaciji pristupilo se uz angažman kompletnog raspoloživog stručnog kadra kako na nivou Hrvatske elektroprivrede, tako i na nivou specijaliziranih firmi koje se bave projektiranjem i izgradnjom pored ostalog i nadzemnih vodova. Sva rješenja, od dogovaranja projektiranja, trasiranja, odabira stupova i same realizacije uglavnom su obavljana timski što znači da je za njihovu realizaciju zaslužan velik broj ljudi čak i onih anonimnih koji su gotovo svakodnevno na primjer dovozili hranu za djelatnike usprkos ratnih prilika direktno na teren, kako bi se radni dan svih angažiranih maksimalno iskoristio a vrijeme realizacije provizornog spoja svelo na najmanju moguću mjeru.

Većina od tehničkih rješenja navedenih ovim referatom uglavnom su praktične naravi.

Zamisao i realizacija istih provedena je direktno na terenu nerjetko uz stanovitu skepsu i sumnju u mogućnost same izvedbe. Često su i neki drugi faktori (neprijateljsko djelovanje) onemogućavali realizaciju pojedinih zamisli te su u tom smislu "izvorna" rješenja u vrlo kratkom roku prilagođavana novonastaloj situaciji.

U suštini gledano ovim referatom dat je poseban akcent na mogućnost izvedbe provizornih spojeva pomoću drvenih ili čeličnoredkastih stupova. Svako od navedenih rješenja ima svoje prednosti ali i nedostatke i odluka o realizaciji mora biti plod konkretne situacije te raspoloživog materijala i ljudstva. Provizorna rješenja izvedena na drvenim stupovima

jednostavne su konstrukcije i njihova izvedba je relativno lagana. Limitirajući faktor je u svakom slučaju korisna visina ovako konstruiranog stupa u funkciji njegove statičke stabilnosti, te iz tog razloga nemogućnost ostvarenja većih raspona, odnosno potrebe ugradnje većeg broja stupova po jedinici duljine trase. Provizorna rješenja izvedena na čeličnoredkastim stupovima stabiliziranih sidrima, pogotovo ukoliko su isti dimenzionirani za naponski nivo za koji se primjenjuju, u svakom slučaju pokazuje stanovite prednosti, međutim za realizaciju ovakvog provizorija neophodno je posjedovati već pripremljenu čeličnoredkastu konstrukciju stupova i odgovarajuću mehanizaciju.

Kao što je navedeno sama rješenja ponekad su usko specifična samo za lokaciju gdje su primjenjena ali generalno gledajući sva u sebi nose osnovnu nit a to je maksimalno moguća jednostavnost u funkcije što brže i kvalitetnije realizacije samog provizornog spoja.

Da je cilj i postignut to nedvosmisleno pokazuje i činjenica da se neki od provizornih rješenja uz stanovite početne pogonske probleme sada nalaze u pogonu već više mjeseci, a da ukupne duljine izvedenih trasa bez obzira na naponski nivo iznose nekoliko desetaka kilometara. Međutim moramo istaknuti da provizorna rješenja u svakom slučaju ne mogu biti trajnog pa niti privremenog karaktera u onom smislu tih riječi koje su u dosadašnjoj terminologiji korišteni. Takova rješenja rađena su isključivo za kraći vremenski pogonski rok. Ovo drugim riječima znači da će biti nužno paralelno sa smirivanjem ratnih operacija, u što je moguće kraćem periodu, otkloniti uzroke zbog kojih su predmetna provizorna rješenja i realizirana.

Međutim, realno je očekivati da će i u doglednom vremenskom periodu upravo zbog nepoznavanja opsega nastalih šteta a i obzirom na očekivanu tromost rješavanja kompletne političke problematike, već izgrađeni provizorni spojevi zadržati svoju funkciju, te da će se pojaviti i neka nova rješenja shodna situacijama koje nas očekuju. U tu svrhu biti će potrebno u svakom slučaju provesti odgovarajuće zahvate kako bi se već realizirani provizorni spojevi doveli u što je moguće povoljnije tehničke uvjete u odnosu na postojeće.

Ovdje se prije svega misli na kontrolu statičke stabilnosti ugrađenih stupova (sidara) zatim eventualnoj dogradnji uzemljivača, legalizaciji trasa i sl.

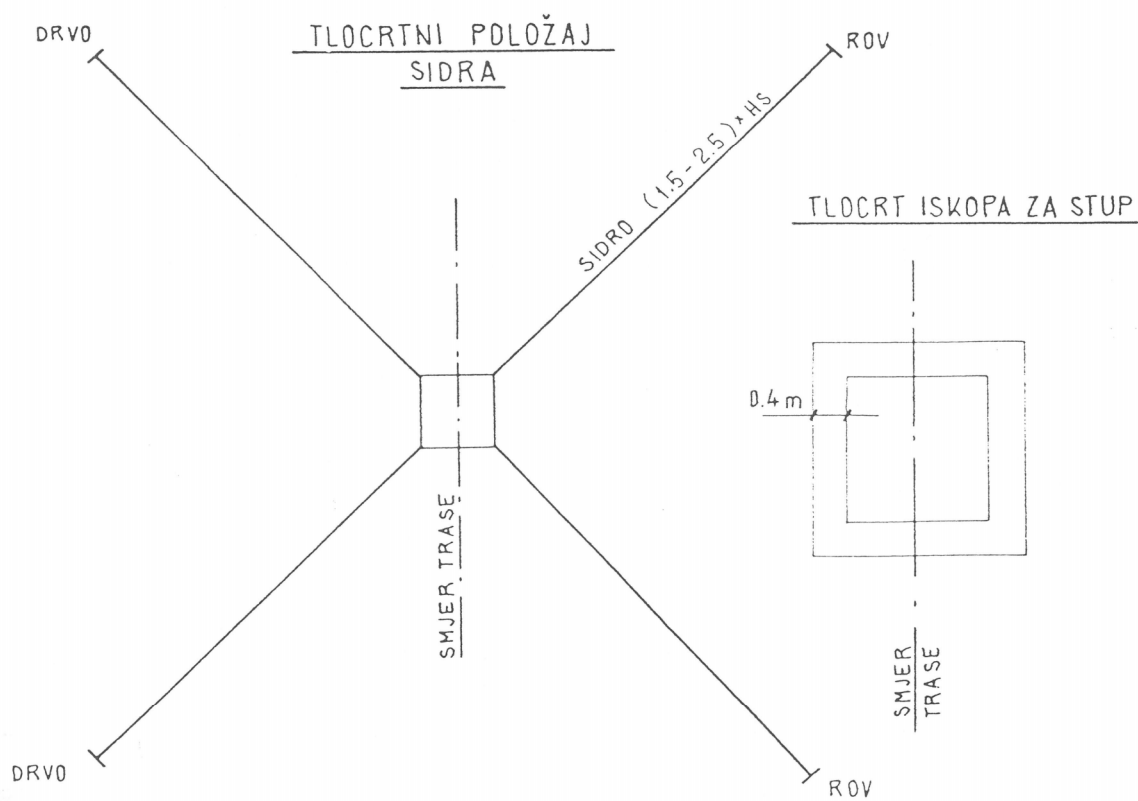
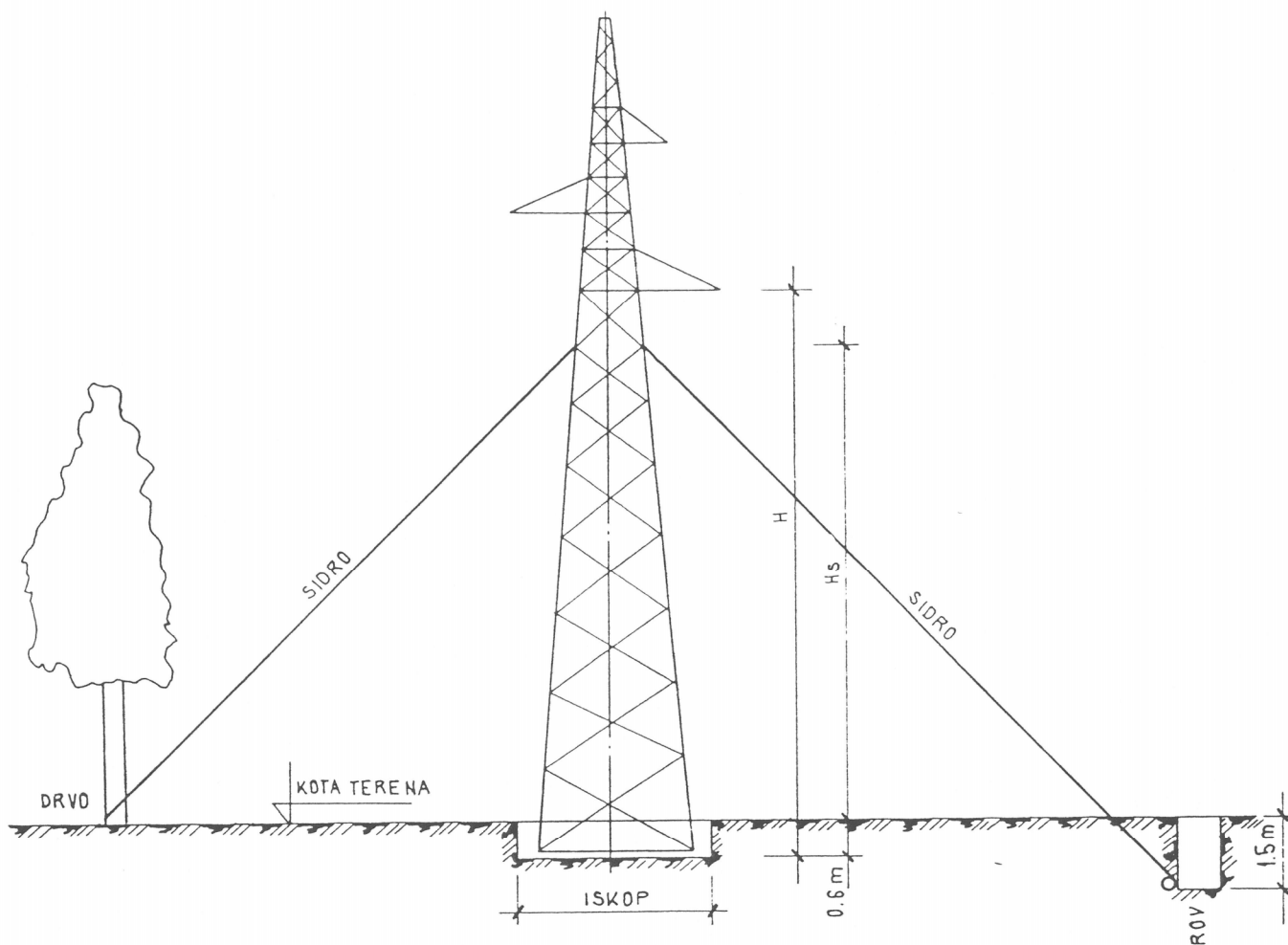
Na kraju smatramo potrebnim istaknuti da su ovim referatom obuhvaćena samo neka od mogućih rješenja izvedbe provizornih rješenja. Nadamo se da će vrijeme koje dolazi potvrditi njihovu opravdanost, te da će se eventualna buduća rješenja u svakom slučaju dijelom temeljiti na nekim od postavki iznesenih u ovom referatu. Također se nadamo da će čitatelji ovog referata osjetiti potrebu da iznesu i neka svoja praktična iskustva koja zbog opsežnosti nisu u ovom referatu obuhvaćena, ali će u svakom slučaju obogatiti diskusiju o navedenoj problematici.

Na izradi elaborata sudjelovali:

- | | |
|----------------------------------|--|
| - Ante Delonga, dipl.ing.el. | PrP "Elektroprijenos" Split |
| - Gordan Mirošević, dipl.ing.el. | "Dalekovod" Zagreb |
| - Ivica Modrić, dipl.ing.el. | PrP "Elektroprijenos" Osijek |
| - Predrag Pavlović, dipl.ing.el. | "Dalekovod" Zagreb |
| - Đorđe Raduka, dipl.ing.građ. | "Dalekovod" Zagreb |
| - Vinko Senjak, dipl.ing.el. | PrP "Elektroprijenos" Zagreb |
| - Ivo Šegvić, dipl.ing.el. | PO inženjering za prijenosnu mrežu Split |

NAPOMENA: U prilogu ovog referata nalaze se skice nekih od rješenja koja su navedena u samom referatu, a svaka skica sadrži odgovarajući opis koji se može povezati s tekstom u ovom referatu.

P R I L O G

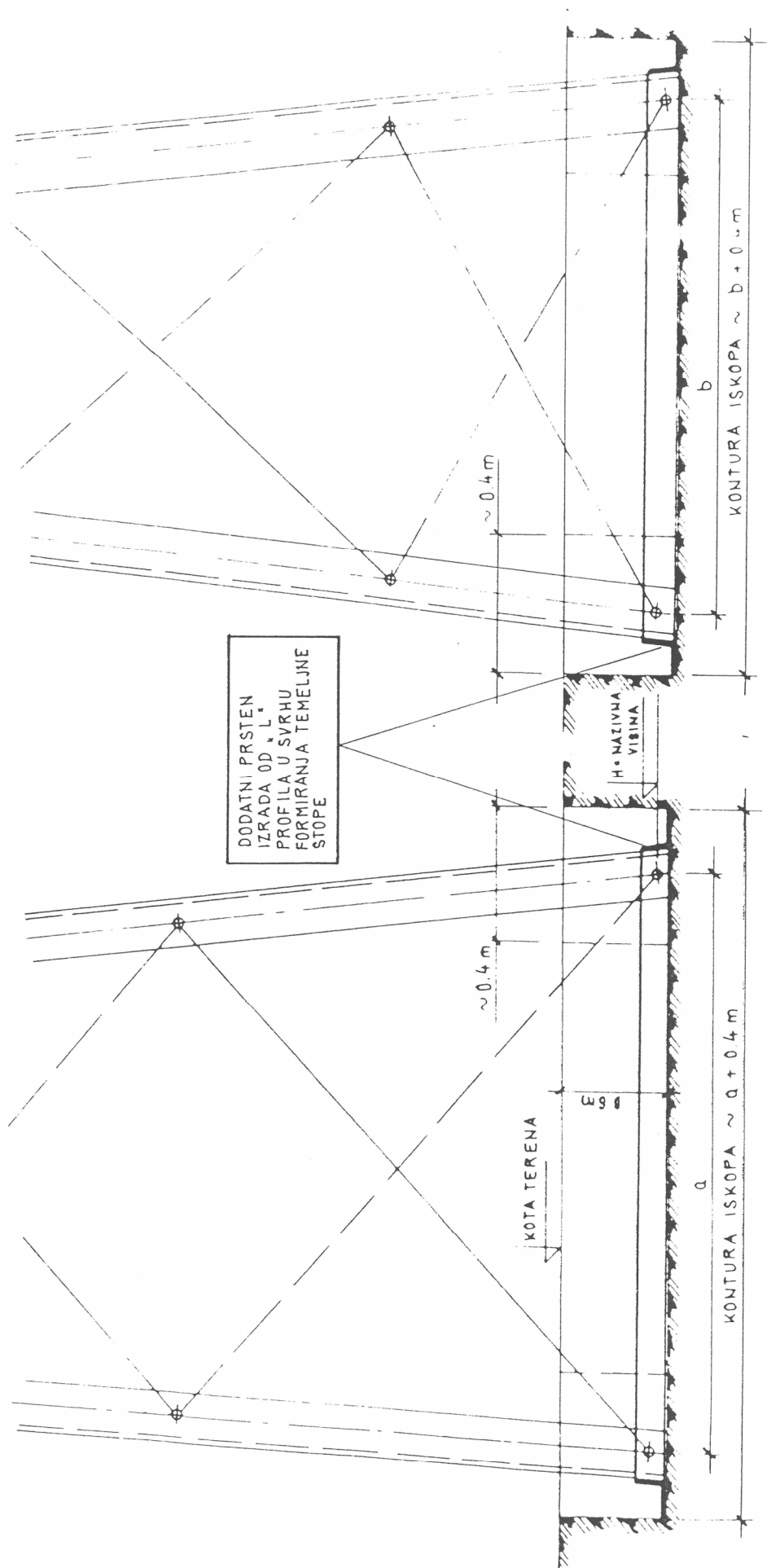


Čeličnorešetkasti stup tipa "jela" stabiliziran sidrima

Skica 3.

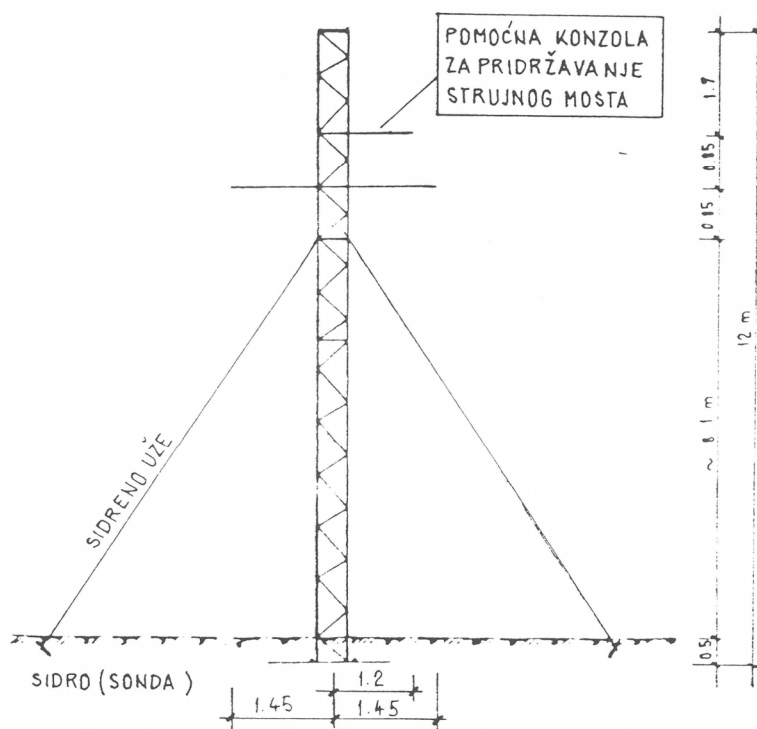
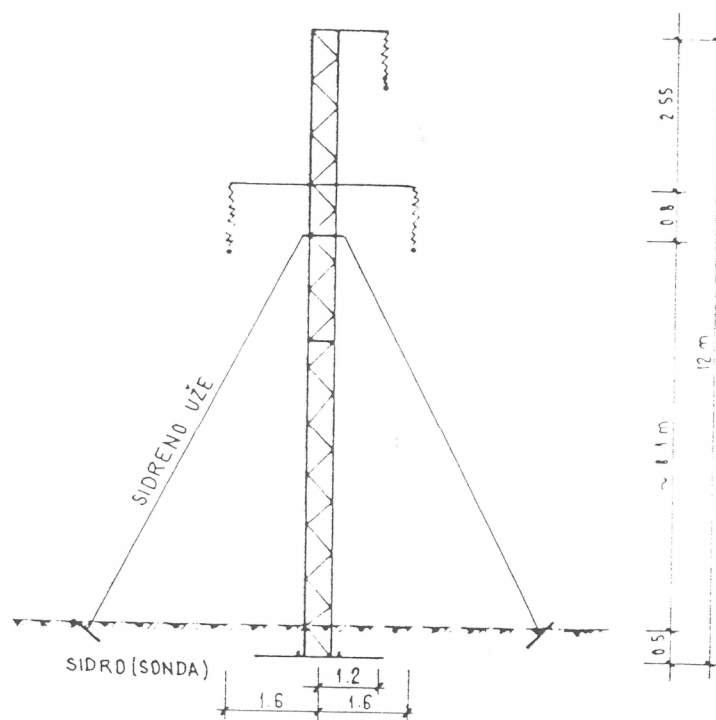
STRAWA X

STRANA Y



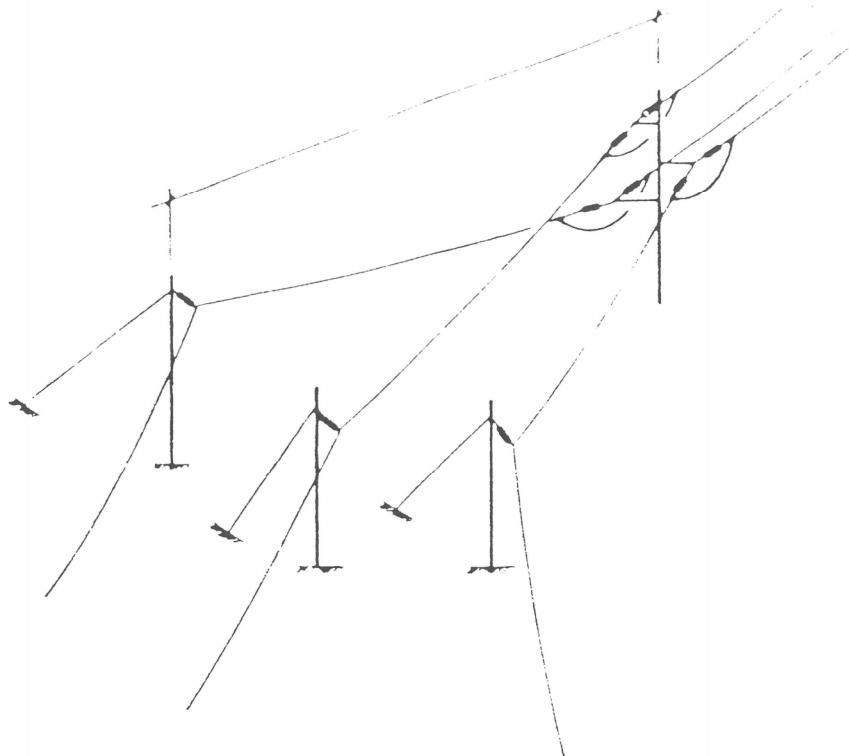
Temeljni dio čeličnorednog stupa tipa "jela"
stabiliziranog sidrima

Skica 4.



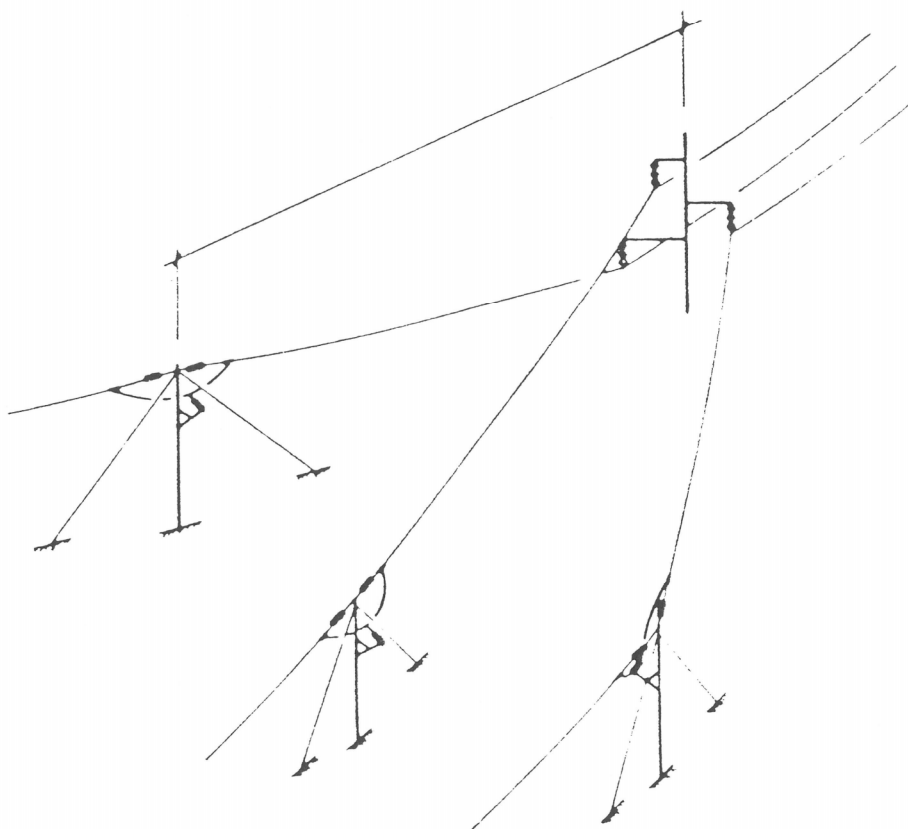
Silujete čeličnorešetkastog stupa tipizacije "Dalekovod 83" sa nekim osnovnim dimenzijama u nosnoj i zateznoj verziji primjene za provizorne spojeve napona viših od 35 kV

Skica 5.



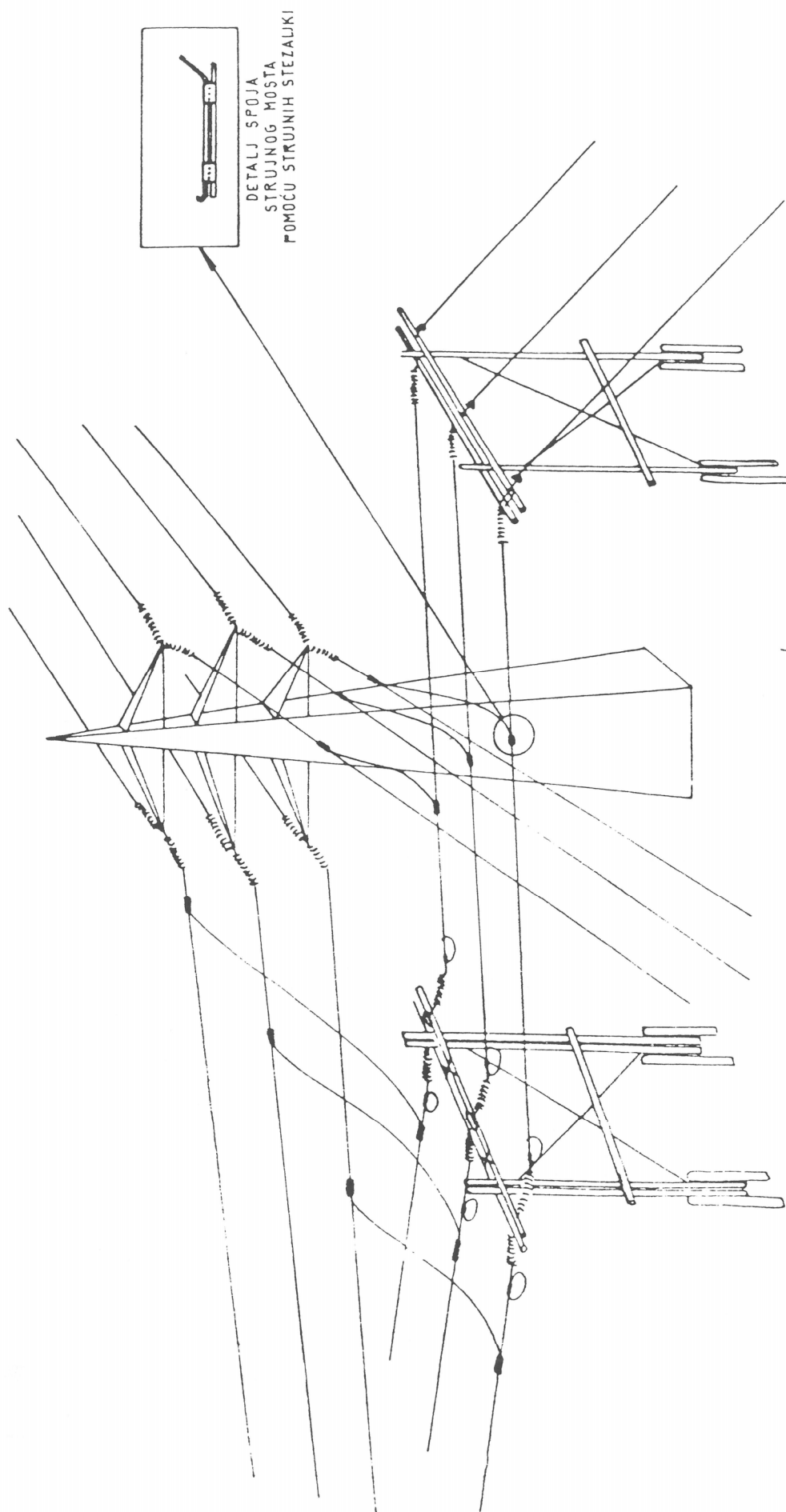
Prikaz varijante mogućeg korištenja "jarbolnih" drvenih stupova za provizorne spojeve na postojeći zatezni stup

Skica 6.



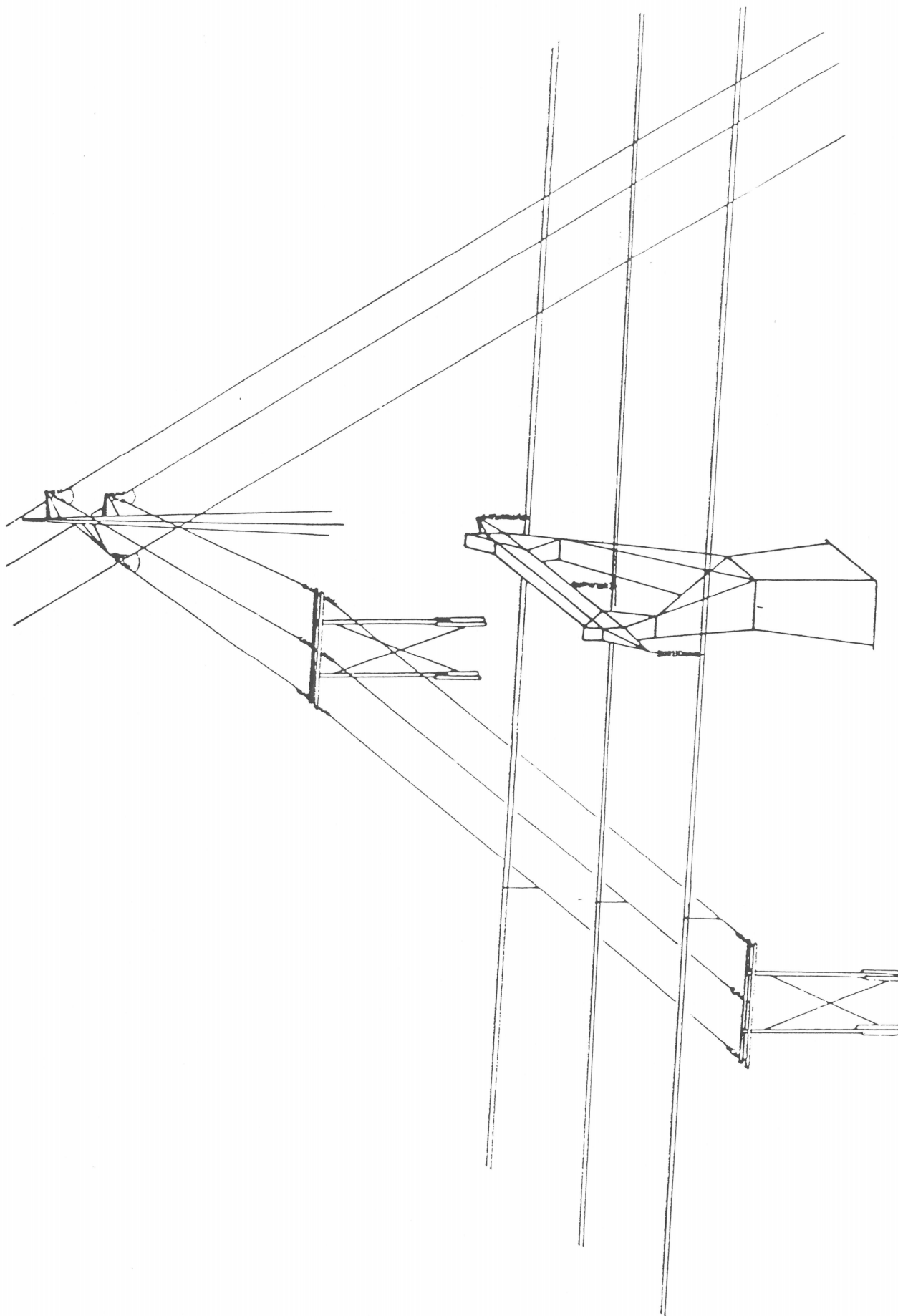
Prikaz varijante mogućeg korištenja "jarbolnih" drvenih stupova za provizorne spojeve na postojeći nosni stup uz primjenu pomoćnih konzola za pridržavanje strujnog mosta

Skica 7.



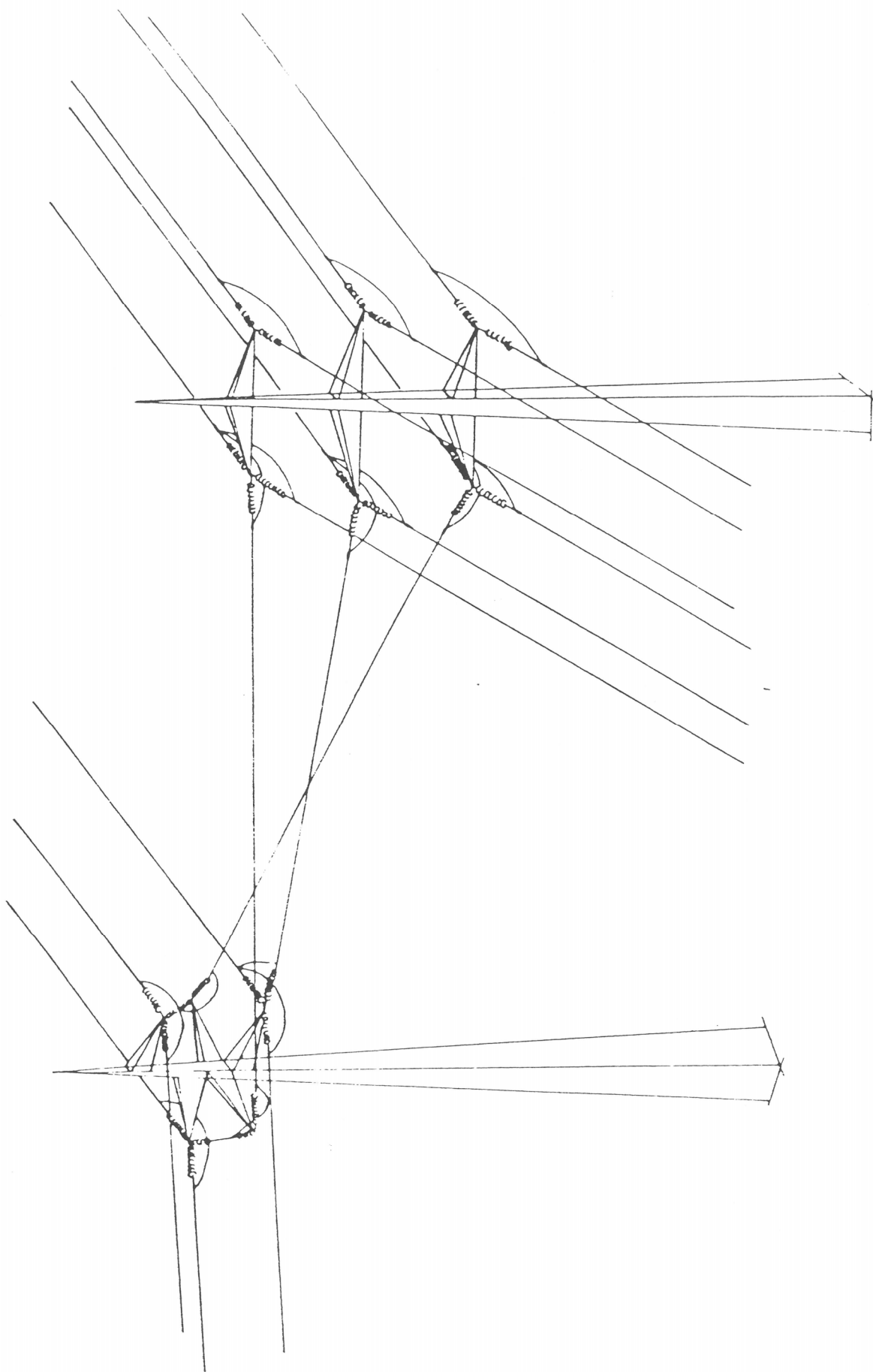
Prikaz korištenja drvenih "T" stupova za privremeni spoj na postojećem stup uz mogućnost varijantnih uvjeta pogona

Skica 8.



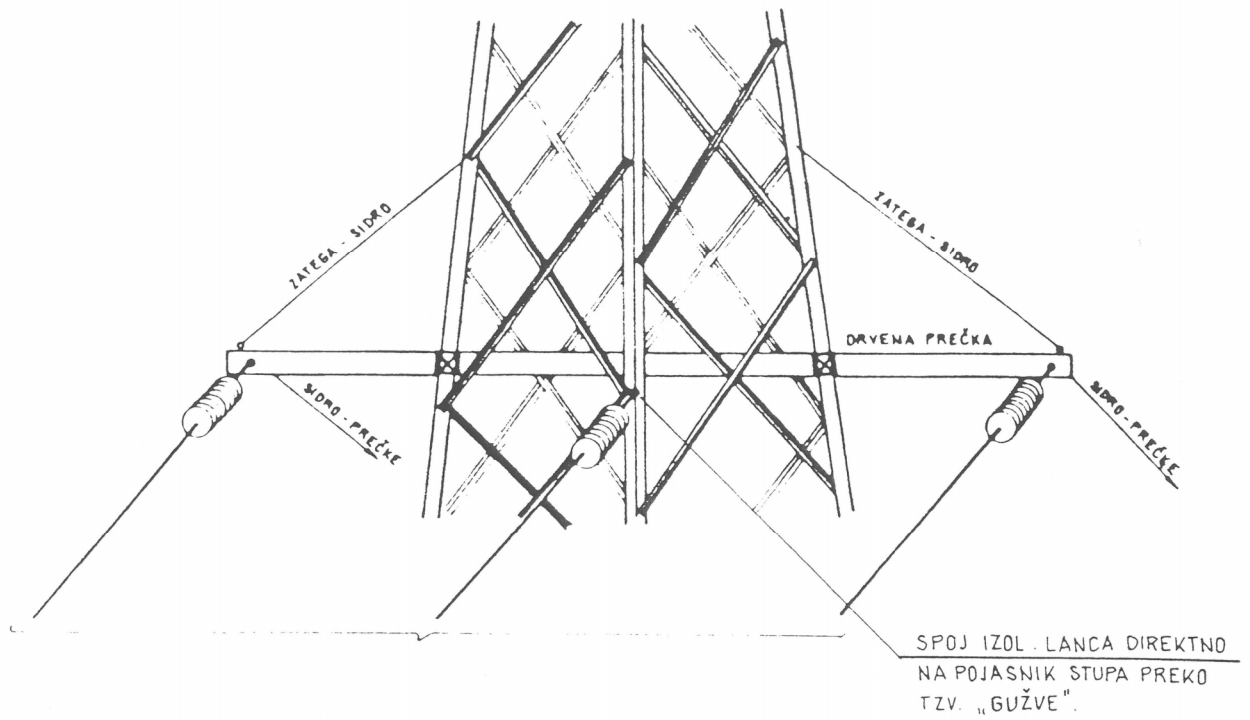
Prikaz korištenja drvenih "T" stupova za privremeni spoj između dvaju dalekovoda različitih naponskih nivoa uz korištenje tzv. "sabitničkog spoja"

Skica 9.



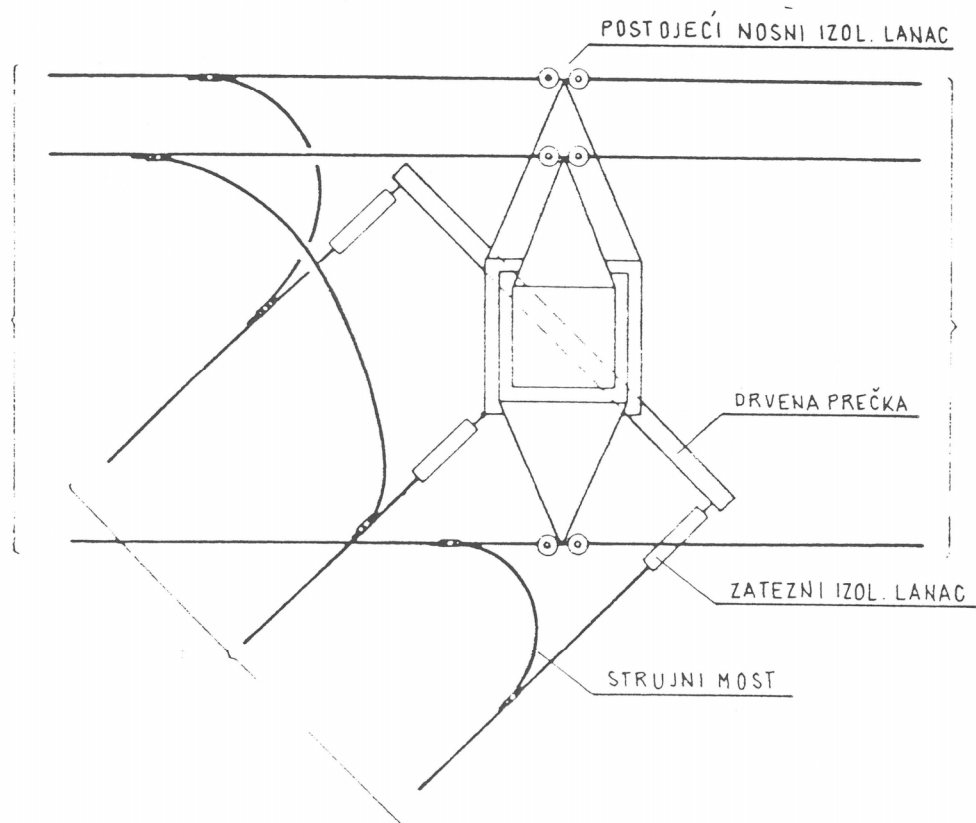
Prikaz varijante direktnog provizornog spoja između dva međusobno blisko locirana stupa različitih dalekovoda

Skica 10.



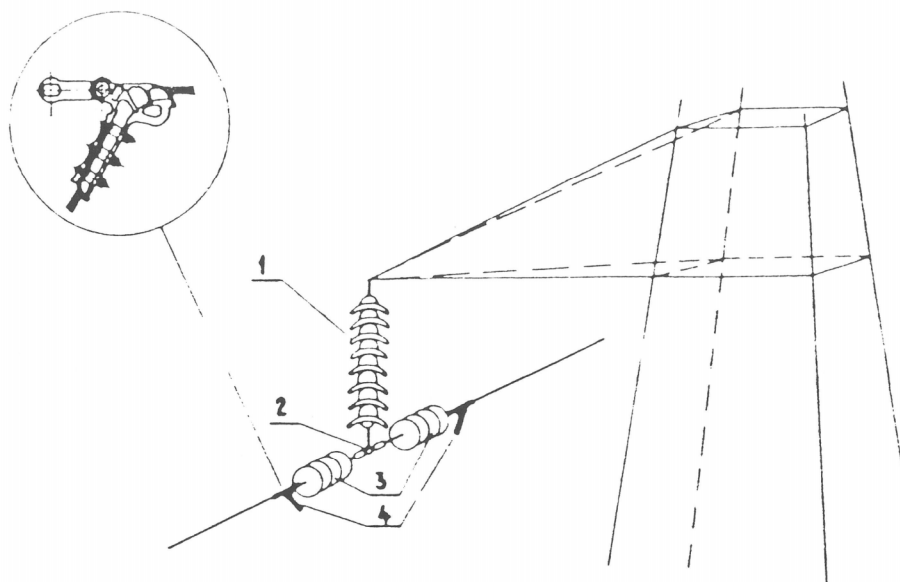
Prikaz dijagonalne ugradnje dodatne drvene prečke kroz trup postojećeg stupa s kojeg se vrši provizorni spoj

Skica 11.



Tlocrtni prikaz izvedbe strujnih mostova za slučaj ugradnje dodatne drvene prečke kroz trup postojećeg stupa

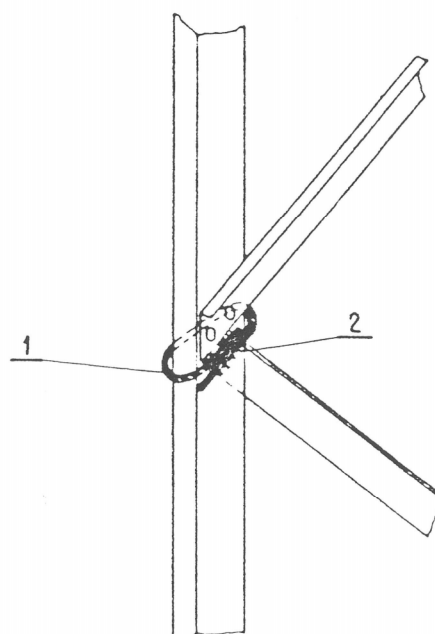
Skica 12.



- 1 - POSTOJEĆI 110 KV LANAC
- 2 - ŠKOPAC UMJESTO NOSNE STEZALJKE
- 3 - ZATEZNI LANAC (4 KOM. IZOLATORA U 120 BS)
- 4 - VIJČANA ZATEZNA STEZALJKA

Prikaz izvedbe odspoja faze na nosnom stupu ugradnjom dodatnih zateznih izolatorskih lanaca umjesto postojeće nosne stezaljke

Skica 13.



- 1 - ČELIČNO PLETENO UŽE
- 2 - PRIKLJUČNA STEZALJKA (TZV „PANDA“)

Prikaz montaže čeličnog pletenog užeta (tzv. "gužve") oko pojasnika stupa u svrhu prihvata vodiča provizornog spoja

Skica 14.

HK CIGRE
STK 22 NADZEMNI VODOVI

ISKUSTVA I PREPORUKE ZA OSPOSOBLJAVANJE RATOM PORUŠENIH
DALEKOVODA KOD PRIVREMENIH I TRAJNIH SANACIJA

1. U V O D

Početak agresije na Republiku Hrvatsku bio je, između ostalog, obilježen i nasrtajem na teško izgrađene, a od neprocjenjive koristi elektroenergetske objekte, koji svojom impozantnošću i visinom nadvisuju sve osim mržnje onih koji su ih rušili. Počelo je miniranjem elektroenergetskog prstena koji je nosio naziv eminentnog svjetskog znanstvenika i pronalazača, a ponosio se hrvatskom domovinom.

U našoj svijesti trebalo je stvoriti predodžbu dijela domovine koji treba da živi, da se opskrbljuje u uvjetima kada se dnevno dešavaju takova razaranja i uništavanja nacionalnog dobra mahnitim ponašanjem onih kojima smo do jučer gradili energetske sustav prioritarno, da im se stvore uvjeti razvoja, svjesni da bi ta izgradnja uslijedila iza niza objekata od gospodarskog i strateškog prioriteta u Hrvatskoj.

Imali smo neka iskustva kod popravka objekata razorenih elementarnim nepogodama ali pristup poslu u ovoj novoj situaciji ipak se veoma razlikuje u većini elemenata.

Sada je uzrok nešto drugo, nešto što se ponavlja od slučaja do slučaja: Terorizam i namjerno rušenje.

Namjerna oštećenja karakteristična su najčešće u postavljanju eksplozivnih naprava na noge (pojasnika) stupova, gađanju izolatora i užeta. Slučajna oštećenja nastala su prilikom eksplozije mina i granata u blizini dalekovoda ili udarom i eksplozijom u kontaktu s elementima dalekovoda. Posljedica tih činova u osnovi su bila oštećenja relativno manjeg opsega, međutim najčešće su dovela do prekida pogona i potrebe intervencije službe održavanja ili drugih organizacija koje su obavljale sanaciju oštećenih elemenata. Poseban problem predstavljala su oštećenja na okupiranim područjima, gdje je u početku agresije na Republiku Hrvatsku, pristup bio moguć samo uz posebno odobrenje, pratnju i mjere sigurnosti, a s eskalacijom agresije mjestu oštećenja bilo je nemoguće pristupiti.

U ovom prikazu pokušali smo iznijeti naša iskustva na otklanjanju posljedica razaranja na dalekovodima visokog napona i dati prijedlog određenih rješenja i preporuka pri sanacijama kao naš doprinos u ovom domovinskom ratu.

2. ORGANIZACIJSKI PRISTUP SANACIJAMA

Diverzije i razaranja su pogonski događaj, iako posebne kategorije za kojeg se energetska sustav treba postaviti i organizirati na način da potrošači najmanje osjete njegove posljedice.

Rješenja problema trebaju biti brza, jeftina i tehnički pouzdana, iako u svakoj situaciji vrijede posebni elementi odluke.

Osnovni kriteriji koje je trebalo poštivati bili su da se ljudstvo uputi i vrati na što je moguće sigurniji način, te da potrošač što kraće vrijeme ostane bez električne energije. U tu svrhu koristili smo svesrdnu pomoć MUP-a i zapovjedništva HV, ali u ni kojem slučaju ne smijemo zaboraviti odlučnost, hrabrost, vještinu i znanje djelatnika na svim poslovima. Svaki ispad voda sa sobom je nosio nova iskušenja, novu opasnost za ljudske živote što je iziskivalo opsežnije pripreme nego u mirnodobsko vrijeme.

Izuzetno je važno provesti dobru organizaciju posla kako bi se isti izveo brže i kvalitetnije.

Po registriranom pogonskom događaju (djelovanje zaštite, signalizacija lokatora greške, radarskim mjerenjem ili dojavama pučanstvu), vrši se uvid na terenu, kojim se ustanovljava opseg oštećenja.

Obično to obavljaju djelatnici službe održavanja, a u posebnim slučajevima specijalisti Hrvatske elektroprivrede i poduzeća "Dalekovod" Zagreb.

Tijekom uvida potrebno je evidentirati oštećenja na dionici ili elementima dalekovoda (temelji, konstrukcija stupa, užeta, izolacija i ovjesna oprema).

Pri tome koristiti shematizirani prikaz dijela oštećene trase, silhuete stupova, fotoaparata ili videokameru te izraditi skice oštećenja, posebno za stupove s osnovnim izmjerama i detaljima oštećenja (primjeri su dati u prilogu na skicama broj 1 i 2).

Izmjere na oštećenim stupovima mogu znatno pomoći da se identificira tip stupa, visina stupa i odgovarajući radionički nacrt, a posebno za vodove starije od 20 godina za koje je evidentan manjak odgovarajuće tehničke dokumentacije.

Osim toga, u slučaju da ne postoji radionički nacrt za taj tip stupa, izmjere u nivou temelja pomoći će da se dobije uvid u mogućnost da se na postojeće temelje ugradi konstrukcija drugog tipa stupa, približno iste širine, za koji postoje radionički nacrti.

Sastav ekipe djelatnika koji sudjeluju u uvidu u načelu mora biti takav da je ista osposobljena i opremljena za obavljanje manjih popravaka (nastavak i popravak užeta, izmjena izolacije i po mogućnosti sidrenje stupova).

Po obavljenom uvidu na terenu slijedi analiza događaja i donošenje rješenja, na osnovu:

- iskustava kod ranijih sanacija
- uvida u tehničku dokumentaciju
- konzultiranja projekatata (po potrebi)
- konzultiranja izvođača i njegovih mogućnosti (ukoliko ga je potrebno angažirati)
- uvida u zalihe i raspoloživi materijal za sanaciju
- konzultacije civilne i vojne vlasti na terenu o mogućnosti rada i o načinu osiguranja djelatnika

Nakon analize događaja i donošenja rješenja o sanaciji vrši se organizacija rada.

Odabire se privremena operativna baza za smještaj materijala i mehanizacije i organizira smještaj djelatnika. Ovakovoj organizaciji pristupa se za slučaj većih oštećenja na stupovima ili vodičima.

U bazi za skladištenje materijala treba imati opremu za mogućnost manjih zahvata na konstrukciji. U tom smislu potrebno je osigurati napajanje baze električnom energijom iz mreže ili putem agregata.

Osim navedenog potrebno je odabrati najpovoljniju tehnologiju u odnosu na teren i odnose dogovorene na terenu. U principu poželjno je da se što više posla napravi u pripremi (bazi) kako bi se radovi pri sanaciji na terenu sveli na minimum.

Materijal koji se doprema na teren treba biti solidno pripremljen u smislu kvalitete izrade, količina (uvijek pripremiti nešto više materijala i alata) i prateće dokumentacije.

Svakako koristiti mehanizaciju (velike dizalice, rovokopače, vitla za montažu isl.) ukoliko je to moguće.

Sustav veza (telefonija, VF, mobilne UKV radio stanice) treba biti na raspolaganju u funkciji izvršenja zadatka, kako bi se brzo otklanjali nastali problemi na terenu i omogućila komunikacija sa dispečerskom službom glede slobodne linije.

3. ANALIZE I PREPORUKE KOD OŠTEĆENJA ELEMENATA DALEKOVODA

3.1. Stupovi

U slučaju oštećenja dalekovodnih stupova razumljivo je da se postavlja zahtjev što brže sanacije dalekovoda tj. dovođenja u pogonsko stanje.

Dosadašnje iskustvo pokazuje da su eksplozivne naprave postavljane na pojasnike stupova neposredno iznad temelja ili do visine 1-1,5 m.

Učinak eksplozivnih naprava je zavisno od vrste različit, a upotrebljavane su specijalne vrste eksploziva (detonirajući štapin i plastični eksploziv).

Teža oštećenja pojasnika na jednoj, na dvije pa čak i tri noge ne moraju dovesti do rušenja stupa. Bilo je slučajeva da su tri pojasnika na stupovima presječena, a stup je preko presječenih pojasnika "sjeo" na glave temelja i samo se malo nagnuo. Pritom vodiči i zaštitno uže imaju stabilizirajući učinak.

Sa sigurnošću se može konstatirati da su većina diverzija (miniranja) izvedena stručno sa velikim oštećenjima konstrukcije.

Evidentirana oštećenja moguće je podijeliti u slijedeće grupe:

- Znatno oštećenje konstrukcije podrazumjeva zamjenu konstrukcije stupa u cijelosti.

Iskustvo uz ocjenu izvođača ukazuje na to da je zbog bržeg odvijanja radova pri sanaciji oštećenih stupova racionalnije ugraditi kompletnu novu konstrukciju, a oštećenu eventualno dopremiti u "bazu" i odvojiti pozicije koje je moguće koristiti.

Kod pojasnika se nastoji oštećenje sanirati zamjenom kompletne pozicije. Tu treba istaći problem spojnice jer se pojasnici stupa mijenjaju i montiraju između montažnih nastavaka (spojnica).

Ako je dovoljna dužina pojasnika iznad temelja neoštećena, najmanje u dužini 0,3-0,5 m, zavisno od potrebnog broja i dimenzija vijaka, spojnica se izvodi na tom dijelu. Odreže se neoštećeni pojasnik na potrebnu duljinu, izbuše se rupe za vijke te se izvede montaža novog pojasnika odgovarajuće dužine (slika 3).

U nepovoljnijem slučaju, kada su pojasnici oštećeni neposredno iznad temelja, bilo eksplozijom bilo da su savinuti prilikom rušenja stupova, nova spojnica za zamjenu oštećenog pojasnika izvodi se u temelju.

U tu svrhu je potrebno izvesti iskop tla oko temelja u dubini 0,8 m te razbiti beton oko temeljnog dijela pojasnika, pazeći pritom da se ne ošteti armatura temelja. Odreže se temeljni dio pojasnika na duljini 0,3-0,6 m (zavisno od potrebnog broja i dimenzije vijaka) od vijka za vezu donje dijagonale na pojasnik. Na donjem kraju temeljnog dijela pojasnika izbuši se potreban broj rupa za vijčanu vezu sa novim pojasnikom (slika 4).

Prilikom izrade nove konstrukcije prisutni su problemi nestašice čeličnih profila na tržištu. U niz navrata zbog brze isporuke nije se radila antikorozivna zaštita već je konstrukcija isporučena u "crno". Premazivanje montirane konstrukcije antikorozivnim sredstvima ostavljeno je za neku drugu povoljniju priliku.

Izvedba antikorozivne zaštite cinčanjem produžava rok isporuke konstrukcije na gradilište najmanje za 1-2 dana.

Ipak bi bilo dobro, u nedostatku vremena za izvedbu vrućim cinčanjem, da se na konstrukciju nanese temeljni premaz, ako ništa drugo, barem na mjestima gdje su predviđeni spojevi s vijcima.

- Djelomično oštećena konstrukcija podrazumjeva oštećenja na konstrukciji koja nisu prouzrokovala rušenje stupa.

Kod ovakvih oštećenja unatoč oštećenju pojasnika i dijelova konstrukcije vodič i zaštitno uže pridržavaju konstrukciju stupa pa se sanacija može odvijati na nekoliko načina.

Za sanaciju oštećenih pojasnika primjenjuju se oba načina popravka opisana za grupu znatno oštećene konstrukcije, s tim da je zamjenu pojasnika moguće izvesti bez demontaže vodiča, zaštitnog užeta i gornjih dijelova neoštećene konstrukcije.

Odgovarajućim sidrenjem stupa ili pomoću igle, naginjanjem stupa i prebacivanjem težina na neoštećenu stranu stupa, mogu se, uz odredjeni rizik, obaviti sve radnje na sanaciji oštećenog dijela.

Kod narudžbe konstrukcije racionalnije je koristiti cijele nove etaže nego istu rezati i bušiti rupe za montažu spojnika na pojasnicima.

- Manja oštećenja konstrukcije nastaju kod pogotka granata i drugih projektila u konstrukciju stupa.

Dosta ovakvih oštećenja nije niti registrirano jer ona obično ne uzrokuju ispade vodova.

Ova oštećenja nije neophodno odmah sanirati, međutim kod oštećenja statički važnijih pozicija najčešće se pristupa zamjeni istih. U ovakovim slučajevima korisno je primjeniti i sidrenje stupa kako ne bi došlo do znatnijeg oštećenja konstrukcije i eventualnog rušenja.

Moguće je kao provizorno rješenje kod ovakovih oštećenja primjeniti i potpore, "longete" kao i drvene grede. Ova provizorna rješenja primjenjuju se za brzo osposobljavanje voda do prve moguće situacije (slobodnog pristupa ili mogućnosti prekida voda) za trajnu sanaciju stupa.

Tijekom radova na sanacijama potrebno je registrirati sve izvršene radove i iste unijeti u pogonsku dokumentaciju objekta.

3.2. Temelji

Iz iskustva na svim registriranim oštećenjima temelja moguće je izlučiti neka tipična oštećenja. Također je karakteristično da su početne diverzije na stupovima bile upravo usmjerene na temelje kao jedan od vitalnih elemenata stupa.

Procjena oštećenja donosi se na osnovu uvida o:

- površini i dužini oštećenja
- nosivosti tla
- sili opterećenja stupa i temelja
- sigurnosti djelatnika, odnosno vremenskom ograničenju sanacije
- dostupnosti lokacije stupa
- raspoloživosti materijala (beton, konstrukcija i sl.)
- raspoloživosti specijaliziranih stručnih ekipa

U slučaju velike površine i dubine oštećenja, male nosivosti tla, većim silama opterećenja i znatnih oštećenja same konstrukcije stupa pristupa se sanaciji temelja (i stupa) na istoj ili novoj lokaciji.

Na osnovu dosadašnjeg iskustva za ovakav slučaj povoljnije je odabrati novu lokaciju stupa.

Na taj način uz minimalni prekid pogona može se kompletno ili djelomično oštećena konstrukcija stupa prenijeti na nove temelje. Pri tome treba napomenuti da se uz određeno stabiliziranje oštećenog stupa (sidrenje) dalekovod održava u pogonu.

Ovakovim pristupom uz uvažavanje tehničke regulative tijekom priprema i izvedbe radova osigurava se konačna sanacija i omogućava legalizacija novoizvedenog stanja.

U slučaju manjeg oštećenja temelja (do dubine od cca 30% ukupne dubine temelja), a na terenu s većom nosivosti tla i manjim silama opterećenja te ograničenim vremenom, materijalom i raspoloživim djelatnicima pristupa se saniranju postojećih temelja. Pri tome se koristi neoštećeni dio temelja uz zamjenu eventualno oštećenog temeljnog dijela konstrukcije stupa novom armaturom temelja te se uz njeno namještanje vrši betoniranje istog. U najvećem broju slučajeva betoniranje temelja i zatrpavanje iskopa izvedeno je naknadno, drugi dan ili nekoliko dana nakon što je vod pušten u pogon. Iz tih razloga preporuča se, naročito za zatezne kutne stupove, u nivou neposredno iznad glave temelja, izvesti ukrućenje od horizontalnih profila, koji se nakon stvrdnjavanja betona mogu i demontirati.

Uz uvažavanje navedenih rješenja moguće je legalizirati izvedeno stanje i ako se pojedine faze rada ne moraju izvesti odmah (betoniranje, uzemljenje, antikorozivna zaštita).

3.3. Vodiči i zaštitna užad

Oštećenje vodiča i zaštitne užadi najčešće su slučajevi oštećenja na dalekovodima. Uzrokovani su namjernim ili nenamjernim djelovanjem eksplozivnih naprava, artiljerijskog i drugog oružja i rušenja stupova.

Tisuće oštećenja užadi evidentirano je na područjima na koje se i uz visok stupanj rizika moglo pristupiti, dok se na privremeno okupiranom području pretpostavlja znatno veći broj oštećenja.

Oštećenja vodiča mogu se podjeliti na:

- Prekid vodiča koji je uvijek i najčešće uzrokom ispada dalekovoda.

Saniranje ovog oštećenja obavlja se uobičajeno pomoću kompresionih nastavnih spojnica, ali vremenski tjesnac ili neki drugi faktori (blizina neprijatelja, otežan donos prese na mjesto rada i sl.) mogu biti razlogom primjene i drugih rješenja (popravlak umetkom vodiča spojenog strujnim stezaljkama i priključnim stezaljkama "panda" - skica 5, bikoničnim prutevima i slično), ali samo kao provizorno rješenje do prve moguće prilike za popravlak kompresionom nastavnom spojnicom.

Moguće temeljite sanacije raspona s desecima nastavnih i popravnih spojnica i značajnijim oštećenjima vodiča te dovođenje vodiča u propisane provjese sačekat će mirnije dane, ali ih obavezno treba planirati kao kompletnu zamjenu vodiča na tim dionicama.

- Oštećenje vodiča bez prekida

U principu se ne intervenira odmah (jer nema ni pokazatelja zaštite) nego tek nakon što se uoči oštećenje.

Saniranje oštećenja obavlja se kompresionim spojnica, za popravak ili "bandažiranje" (omotavanjem vodiča).

Ako se tijekom saniranja ustanovi znatnije oštećenje čelične jezgre uputno je popravak obaviti kompresionom nastavnom spojnicom.

Ukoliko je uočeno oštećenje vodiča, a u nemogućnosti popravka treba voditi računa o strujnom opterećenju kako ne bi došlo do prekida vodiča usljed zagrijavanja.

- Poseban slučaj je prekid jednog vodiča u snopu, koji nije uzrokom ispada dalekovoda, a moguće ga je provizorno sanirati na mjestu prekida učvršćenjem pomoću elastičnih odstoynika i strujnih stezaljki uz neprekinuti vodič. I u ovom slučaju treba voditi računa o smanjenoj strujnoj opteretivosti dalekovoda.

Provizorna sanacija ne mora biti uzrokom smanjenog strujnog opterećenja ukoliko se na improviziranom učvršćenju uz neprekinuti vodič učvrsti dodatni komad vodiča kao premoštenje prekida.

Kod trajnog saniranja ovog oštećenja treba kompenzirati prokliznuće u elastičnim odstoynicima i nosnim stezaljkama, a spajanje prekinutog vodiča izvesti kompresionom nastavnom spojnicom.

- Oštećenja zaštitnog užeta treba razmatrati odvojeno, a sama činjenica da nepostojanje zaštitnog užeta na dalekovodima ne dovodi u pitanje prijenos električne energije, daje pretpostavku da u određenim situacijama, posebno u prilikama kad se ne može izvesti kvalitetan popravak ili obnova, dalekovod koristi i bez zaštitnog užeta.

Zaštita od prenapona, utjecaj na telekomunikacijske vodove kao i ugrožene stabilnosti stupa ne mogu biti presudnim u odluci za održavanje dalekovoda u pogonu.

U situaciji kada dalekovod treba u kratkom vremenu "ići" u pogon potrebno je otkloniti mogućnost da preostali dio zaštitnog užeta ugrožava pogon. To znači da uže treba demontirati ili tako pričvrstiti na stup ili sidriti da ne dovodi u pitanje mogućnost preskoka i dodirivanje faznih vodiča. Ako se uže demontira do zateznih stupova onda je s velikom vjerojatnošću postignuta dovoljna statička stabilnost stupa dionice na kojoj je demontirano zaštitno uže.

3.4. Izolacija

Svi prijenosni vodovi u Hrvatskoj opremljeni su izolatorskim lancima sastavljenim od kapastih staklenih ili porculanskih izolatora.

Kod vodova s potpornim izolatorima evidentno je da prekid ili proboj potpornog izolatora dovodi do kvara na vodu te da isti treba zamijeniti.

Kod vodova s kapastim izolatorima, posebno gdje su u nizu 2 i više izolatora, a to je slučaj s vodovima napona 35 kV i višeg, postoje stanovite mogućnosti za pogon dalekovoda s oštećenim izolatorima. Kod toga treba napomenuti da konkretna ispitivanja izolatorskih lanaca s oštećenim izolatorima nisu obavljena, već su niže navedeni podaci i konstatacije dobiveni na osnovu spoznaje iz prakse gdje su korišteni rezultati razvojnih ispitivanja ili pak atestiranja izolatorskih lanaca za puni stupanj izolacije.

Važno je napomenuti da je većina pretpostavki i preporuka proisteklih ovim kriterijima potvrđena i u praksi.

Budući da su podnosivi naponi industrijske frekvencije primjenjenih izolatora na 10 kV i 20 kV dalekovodima, veći od najvišeg napona koji se u ispravnoj mreži realno može pojaviti, praktički jedan ispravan članak upotrebljenih kapastih izolatora dovoljan je za pogon pod 10 i privremeni pogon 20 kV.

Postavlja se pitanje što za pogonsku sigurnost znači ako je jedan ili više izolatora u izolatorskom lancu oštećeno ili uništeno, odnosno u funkciji izolatorskog lanca je preostalo N-1, N-2 ili N-n izolatora.

Budući da normativi za izolaciju nadzemnog voda propisuju odgovarajuće naponske prilike vezane uz naponski nivo (napon industrijske frekvencije, atmosferski udarni prenapon i sklopni prenapon), te obzirom na specifičnost problematike, ovdje je samo analiziran slučaj vezan uz napon industrijske frekvencije i to prema faznom naponu.

Na osnovu toga, a u funkciji propisane efektivne vrijednosti najvišeg napona opreme dobiju se odgovarajući efektivni fazni naponi, odnosno tjemene vrijednosti istih.

Nazivni napon (kV)	Najviši napon opreme (Um) (kV)	Efektivni fazni napon (Uf=Um/√3) (kV)	Tjemena vrijednost faznog napona (Utj=Uef.√2) (kV)
35	38	22	31
110	123	71	101
220	245	142	201
400	420	243	344

Na dalekovodima nazivnog napona 35 kV primjenjivani su u osnovi izolatorski lanci u sastavima kojih su zaštitne armature (gornja i donja), samo donja armatura ili ih uopće nema. Na pojedinim dionicama nekih dalekovoda ugrađeni su radi koordinacije izolacije umjesto zaštitnih rogova regulaciona iskrišta.

U sastavima izolatorskih lanaca u osnovi primjenjeni su izolatori tipa K 170/280, KT 120 (U 120 BS), KT 120 M, F 12, F 12 P.

Ne računajući na udar groma u dalekovod osnovna pretpostavka je funkcioniranje u normalnim pogonskim uvjetima. Za najviši pogonski napon opreme Um (efektivna vrijednost) od 38 kV, proizlazi da je tjemena vrijednost faznog napona cca 31 kV. Budući da prema raspoloživim rezultatima ispitivanja izolatora isti izdrže više od 40 kV, to je evidentno da već samo jedan izolator u normalnim pogonskim uvjetima, bez posebnih onečišćenja, može održavati izolaciju u takvim uvjetima pogona.

Dalekovodi 110 kV u osnovi su opremljeni zaštitnim armaturama u obliku rogova. Za osnovnu izolaciju voda u pravilu je primjenjeno:

- 6 kom izolatora K 170/280 (porculanski kapasti izolator)
- 7 kom kapastih staklenih izolatora
- (svi primjenjeni tipovi izolatora)

Na osnovu raspoloživih ispitivanja izolatorskih nizova s izolatorima KT 120 (U 120 PS) i pripadnom opremom za priključak na stup i uže, bez zaštitnih rogova, pokazalo se da niže navedeni nizovi izolatora u nosnim zavješanjima izdrže slijedeće napone.

Broj izolatora	Napon ind.frek. pod kišom (max podnosivi) (kV)	Udarni napon (50%) kV
3	115 (162*)	349
5	217 (305*)	491

* - tjemene vrijednosti

Već sami podaci pokazuju da bi se s izolacijom od 3 kom izolatora mogao postići traženi izolacijski nivo. Međutim, uvaživši kriterij N-1, tj. dopustiti da je jedan od članaka oštećen, te da takav izolatorski lanac može podnijeti 110 kV pogon, za očekivati je da bi traženim uvjetima privremenog pogona i ograničenog vremena uz preuzimanje odgovarajućeg rizika zadovoljila primjena 4 kom izolatora u nizu. Budući da nema velike razlike u podnosivim naponima između nosnih i zateznih izolatorskih lanaca (čak što više zatezni su za koji postotak povoljniji) te kako nema ni velike razlike između izolatora KT 120 i U 120 BS, a kod KT 120 M su rezultati i povoljniji, to se može pretpostaviti da svi od navedenih triju kapastih staklenih izolatora, koji su u uobičajenoj primjeni na dalekovodima 110 kV u Hrvatskoj, mogu u normalnim pogonskim uvjetima zadovoljavati netom navedenim kriterijima.

Za slučaj primjene kapastih porculanskih izolatora (K170/280), koristeći rezultate ispitivanja 35 kV izolatorskih lanaca s 2, 3 i 4 izolatora K 170/280, sa i bez zaštitnih armatura, rezultati pokazuju da se s tri (3) izolatora u nizu premašuju normalni pogonski efektivni fazni naponi, što znači da bi izolatorski lanac s tri ispravna izolatora morao izdržati naponske prilike u normalnom pogonu.

Iz prethodnih analiza, bez konačnih zaključaka, a koristeći i praktična iskustva s privremenim pogonima, gdje su u ratnim uvjetima za prijenos 110 kV napona korišteni 35 kV dalekovodi i izolacija s 4 kom kapastih staklenih izolatora, te da posebnih problema s izolacijom nije bilo, upućuje na činjenicu da 2-3 oštećena izolatora u 110 kV izolatorskom lancu ne ugrožuju prijenos energije u normalnim pogonskim uvjetima.

Za 220 kV dalekovode s tjemenom vrijednosti faznog napona od 200 kV, moglo bi se pretpostaviti da bi već izolatorski lanac s opremom za 110 kV i 7 komada izolatora U 120 BS u idealnim uvjetima mogao zadovoljiti za pogon pod naponom od 220 kV. Međutim, treba uvažiti činjenicu da su rezultati ispitivanja 110 kV izolatorskih lanaca pokazali da je raspodjela napona po izolatorima (za 7 izolatora) cca 15-20% po izolatoru.

Kod toga je izolator uz vodič najopterećeniji i "preuzima" najveći napon, tj. nešto manje od 20%. Kako su izolatori U 120 BS deklarirani s podnosivim naponom industrijske frekvencije od cca 45 kV to bi bio prevelik rizik ići na takvo rješenje.

Ne smije se zanemariti činjenica da izolatorski lanci za 110 kV imaju u pravilu zaštitne armature u obliku zaštitnih rogova. Forma i položaj rogova na 110 kV izolatorskom lancu za razliku od opreme kod 220 kV (prsteni ili reketi) ne utječu znatnije na formiranje polja i povoljniju raspodjelu napona po izolatorima u lancu.

Za očekivati je da bi moglo doći do proboja pojedinih članaka ili pak do onečišćenja izolacije čime bi se izolacijske karakteristike lanca znatno smanjile i još više opteretile izolator uz vodič, što bi moglo dovesti do preskoka, odnosno proboja izolacije.

Nakon provedenih analiza mišljenje je da bi za pogon pod naponom 220 kV, uz uvažavanje ratnih uvjeta i privremenog pogona, bilo korisno primjeniti izolatorski lanac s 10 kom izolatora U 120 BS ili alternativno KT 120 ili F 12 Sediver. Radi oblikovanja potencijala, naročito radi povoljnije raspodjele napona na izolatore u nizu, bilo bi korisno da se primjeni barem na donjem dijelu izolatorskog lanca zaštitne armature u obliku "reketa", odnosno onakve kakve se inače koriste kod 220 kV izolatorskih lanaca.

U slučaju da se u potrebnom trenutku i hitnoj potrebi ne može imati na raspolaganju takva oprema, jer se 220 kV oprema rijede primjenjuje, mišljenje je da bi se uz nešto nepovoljniju raspodjelu napona, a obzirom na uvjete privremenog pogona, zadovoljila i klasična oprema 110 kV izolatorskog lanca (rogovi).

Provedena analiza upućuje na zaključak o potrebi ili mogućnosti odgode intervencije na 220 kV dalekovodu a u svrhu popravka, izmjene ili dopune izolatora u lancu. Iz navedenog nameće se realna pretpostavka da u slučaju oštećenja do 3 komada kapastih staklenih izolatora u izolatorskom lancu, a u slučaju izuzetnih prilika i nemogućnosti intervencije, pogon u normalnim naponskim prilikama neće biti ugrožen, a sama intervencija se može odgoditi za povoljnije vrijeme.

Dakako, potrebno je uvažiti činjenicu da se prilikom provedenih analiza nije vodilo računa o eventualnim popratnim pojavama koje se mogu reflektirati povećanim naprezanjima smanjene izolacije.

Tu se prije svega misli na povećanu mogućnost za pojavu korone i radio smetnji.

Nepoželjne popratne pojave su to vjerojatnije što je napon konkretnog voda viši.

Svjesni da ovom analizom ne možemo deciderano i dokumentirano s tehničke i pravne strane "stajati" iza odgovarajućih preporuka, nepobitna činjenica da 400 kV dalekovod u praksi funkcionira s djelomično oštećenom izolacijom upućuje na pretpostavku, da bi u uvjetima nemogućnosti hitnog popravka izolacije trebalo imati kakve-takve kriterije za daljnju eksploataciju takve izolacije.

Uvažavanjem podatka da je u praksi evidentiran rad 400 kV dalekovoda s oštećenom izolacijom gdje su nedostajala dva pa i tri izolatora u lancu, moglo bi se to stanje pretpostaviti kao polazna ocjena za kriterij. Ako se uzme u obzir činjenica da je u ovisnosti o tipu izolatora za osnovnu izolaciju primjenjeno 17 ili 19 komada kapastih staklenih izolatora, to bi trebalo pretpostaviti kriterij da će izolatorski lanac s 14 komada izolatora U 160 PS ili 16 komada U 160 BS zadovoljavati u normalnim pogonskim uvjetima.

Uvažavanjem rezultata ispitivanja provedenih s 220 kV izolatorskim lancima uz sve moguće popratne pojave proistekle eksploatacijom za pretpostaviti je da se u privremenom pogonu i nemogućnošću zamjene oštećenih izolatora, a u ograničenom periodu, u normalnim pogonskim prilikama može vršiti prijenos 400 kV dalekovodom u slučaju da su u izolatorskom lancu oštećena do 3 izolatora.

Na kraju ovih analiza, eksploatacije dalekovoda s oštećenom ili smanjenom izolacijom, moraju se uvažiti navedene pretpostavke i kriteriji takove eksploatacije dalekovoda. Međutim, sama formulacija stavka 45, važećeg Pravilnika, kojom se navodi da izolacija na konkretnom nadzemnom vodu mora udovoljavati odgovarajućim propisanim vrijednostima, a činjenica da s oštećenom i smanjenom izolacijom taj zahtjev nije postignut, navodi na zaključak da pogon u takvim uvjetima može uslijediti uz prethodno sagledavanje kompleksnog problema i suglasnost nadležnih elektroprivrednih stručnjaka i inspeksijske službe.

Mišljenja smo da bi odluka o pogonu sa smanjenom izolacijom za sve nadležne koji donose takvu odluku, bila puno jednostavnija i donjeta s puno manje rizika, kada bi se raspolagalo s konkretnim ispitivanjima izolatorskih lanaca s manjim brojem ili oštećenim izolatorima u izolatorskom lancu.

3.5. Uzemljenje

U uvjetima potrebe hitnog uspostavljanja pogona i izvedbe provizornih spojeva, postavlja se pitanje uzemljenja stupova i eventualno drugih pomoćnih metalnih dijelova (sidara) kod nekih rješenja stabilizacije stupova.

Za vodove s kruto uzemljenom nul točkom važeći propisi ostavljaju mogućnost da se uzemljivač ne izvodi ako za isti nema racionalnog opravdanja. Iako se ta mogućnost povezuje s

nemogućnošću postizanja odgovarajućeg otpora na terenu s velikim specifičnim otporom tla, smatra se da se za slučaj hitnog privremenog pogona, takova mogućnost može opravdati. Posebno se to može opravdati ako se radi o nepristupačnoj lokaciji i izvan komunikacija. U protivnom bi trebalo ugraditi barem jedan prsten oko stupa.

Za vodove s neuzemljenom nul točkom ili uzemljenom preko otpora za ograničavanje struje zemnog spoja, propisi zahtjevaju ugradnju uzemljivača, postizanje odgovarajućeg otpora uzemljenja, ali i olakšavajuće okolnosti. Prekoračenje propisanog otpora uzemljenja moguće je uz ispunjavanje određenih uvjeta (upotrebe štapnih izolatora, redovne kontrole izolacije, ugradnje uređaja za signalizaciju zemljospoja automatsko isključenje dalekovoda u kvaru). Za ovakove vodove, posebno za stupove u blizinama kuća, prometnica, ako je udaljenost manja od 15 m, mišljenje je da bi trebalo ugraditi uzemljivač u obliku barem jednog prstena oko stupa. Za eventualna sidra, koja služe za stabilizaciju stupa, mišljenje je da bi trebalo postupiti na isti način kao i za stup. U slučaju da se u sastavu sidra nalazi kapasti izolator, a radi se o vodovima do 35 kV u tom slučaju sidra ne bi trebalo uzemljivati.

Posebna dodatna mjera upozorenja na opasnost od napona trebala bi biti ploča za upozorenje, a koje treba ugraditi na vidljivom mjestu na stupu i to na jednoj strani, ili čak na više strana ako to zahtjevaju konkretne prilike.

4. UREĐENJE KORIDORA DALEKOVODA

I u mirnodopsko vrijeme uređenje koridora predstavlja značajan problem u održavanju dalekovoda, kako po opsegu radova tako i po financijskom izdvajanju.

Raspoloživost dalekovoda za siguran prijenos električne energije u izravnoj je ovisnosti o kvaliteti uređenosti koridora dalekovoda. Drugim riječima jedno drvo ili grana može prouzročiti ispad voda, te uspješan ili neuspješan APU, a u vrlo teškom režimu vođenja i ispad cijelog elektroenergetskog sustava. Član 117. Pravilnika određuje propisane uvjete udaljenosti dijelova pod naponom od okolnih dijelova šume i pojedinačnih stabala.

Za dalekovode nižeg napona, tj. za naše prilike do 35 kV, sigurnosna udaljenost treba iznositi 3 m. Konkretno to se odnosi na udaljenost otklonjenog užeta od susjednih stabala.

Ove uvjete iz praktičnih razloga i sigurnosti, te uz uvažavanje činjenice da preskok napona s dalekovoda na susjedna stabla nije vjerojatan ako su međusobne minimalne udaljenosti cca 0,2 m, smatra se da bi trebalo uvažiti, čak i za slučaj privremenih pogona dalekovoda.

Za dalekovode napona 110 kV i više po propisima potrebno je sigurnosne udaljenosti, održavati i u slučaju pada stabla pri čemu se sigurnosna udaljenost mjeri od neotklonjenih vodiča.

Pri tome propisane sigurnosne udaljenosti iznose 3,0 m (za 110 kV), 3,75 m (za 220 kV) i 5,0 m (za 400 kV).

Za slučajeve privremenih pogona, posebno na eventualna premoštenja nekih paralelnih dalekovoda, čije trase privremenih pogona prolaze kroz šumske pojaseve ili uz pojedinačna stabla, i koji se po prestanku takovih pogona napuštaju, smatra se da ne bi trebalo uvažavati mogućnost rušenja stabala.

Činjenica je da smo u hitnim intervencijama na sanacijama dalekovoda bili svjedoci bezumnog razaranja naših objekata, ali suočeni smo s još jednom opasnošću kojoj neznamo ni opseg ni snagu, a to su zaostala neaktivirana eksplozivna sredstva u koridorima dalekovoda.

Ako želimo dalekovode s okupiranih područja ponovo uključiti u naš elektroenergetski sustav, a moramo i hoćemo, moramo se suočiti s mnogo problema vezanih uz sam pristup u koridor, pa do njegovog dovođenja u valjan odnos s važećim propisima koji su također u funkciji sigurnosti voda.

Najprimjereniji način pristupa uređenja koridora na okupiranom području je korištenje usluga specijalno obučених ljudi za detekciju i uklanjanje eksplozivnih sredstava (inženjerci i pirotehničari). Oni će uz pomoć tehničkih pomagala (detektor i dr.), te uz naš nadzor, prema već unaprijed određenom popisu dalekovoda odnosno dionica, te njima pristupnih puteva izvršiti pregled i potrebne zahvate. Potom se može prići samoj realizaciji uređenja trase.

Samu organizaciju o korištenju specijalističkih ekipa najlakše je provesti na razini HEP-a (Sektor za prijenos) i pretpostavljenog Ministarstva za obranu, a angažiranje istih na razini prijenosnih područja.

5. USKLAĐENOST RJEŠENJA S VAŽEĆOM REGULATIVOM

Uvjeti realizacije sanacije na dalekovodima ostvareni su u skladu s mogućnostima prihvatljivih tehničkih rješenja a s tim u svezi usklađivanje s važećom regulativom. Ove mogućnosti uvjetovane su hitnošću uspostave pogona i raspoloživosti ljudstva, materijala i lokalnim uvjetima na terenu. Naš stav je da je usaglašavanje s važećom regulativom moguće tretirati na slijedeći način:

a) Provizorna rješenja

Provizorna rješenja ne poštivaju dio tehničkih normativa

odnosno uvažavaju tehničke normative koliko im to omogućavaju terenske i druge prilike. Kod realizacije ovih provizornih tehničkih rješenja potrebna je najuža suradnja svih zainteresiranih učesnika (elektroprijenos, distribucija, elektroenergetska inspekcija, civilne i vojne vlasti, te eventualne druge institucije).

Za ovakova rješenja ne postoje propisi te u određenim situacijama ta činjenica može predstavljati određene poteškoće, odnosno za isto treba ishoditi mišljenje elektroenergetske inspekcije.

b) Privremena rješenja

Ova rješenja moraju poštivati sve odredbe zakonske regulative, a ako se neke mjere ne mogu odmah realizirati (uzemljenje, antikorozivna zaštita i sl.) treba ih planirati u skorim akcijama održavanja.

Ratne prilike zahtijevale su i prilagodbu svih nadležnih organa uprave tim prilikama.

S tim u svezi Ministarstvo zaštite okoliša, prostornog uređenja i graditeljstva Republike Hrvatske izdalo je naputak klasa: 362-01/91-02/06, urbroj: 531-01/1-91-1 od 3. listopada 1991.g. za postupanje građevinsko-urbanističkih inspektora u ratnim prilikama glede objekata koji se grade ili su izgrađeni bez odobrenja za građenje.

Naime, člankom 26. Zakona o izgradnji objekata ("Narodne novine" broj: 54/86). propisano je da se građenju odnosno rekonstrukciji objekta može pristupiti bez građevinske dozvole u slučaju neposredne ratne opasnosti uz obvezu uklanjanja objekta kad prestane potreba njegovog korištenja odnosno naknadnog pribavljanja građevinske dozvole ako je potrebno da objekat ostane kao stalan.

Prema navedenom naputku građevinsko-urbanistički inspektori se upućuju da za investicijske popravke objekata koji su pretrpili ratna razaranja treće i četvrte kategorije (od građevinskih elemenata sačuvano oko 70% odnosno 30%) ne zahtjevaju pribavljanje odobrenja za građenje, već jedino stalni građevinski nadzor iskusnih stručnjaka za tu vrstu radova.

U slučaju građenja novih u pravilu privremenih objekata građevinsko-urbanistički inspektori se upućuju da ne zahtjevaju pribavljanje odobrenja za građenje ukoliko je tu izgradnju odredio nadležni organ zaštite u DPZ, odnosno inspektori se trebaju uključiti u pripremu gradnje tih objekata kako bi se što je više moguće ti objekti gradili sukladno prostornim planovima. Ujedno, ovlašteni su zahtjevali stalni građevinski nadzor iskusnih stručnjaka za tu vrstu radova.

O navedenim izuzetnim postupcima građevinsko-urbanistički inspektori dužni su odmah obavijestiti Republičku građevinsko-urbanističku inspekciju, koja je povodom tih obavijesti ovlaštena izvršiti odgovarajuće provjere.

Nadalje Ministarstvo energetike i industrije Republike Hrvatske dopisom klasa: 361-04/91-01/09, urbroj: 526-02-91-1 od 30. prosinca 1991.g. obavijestilo je Hrvatsku elektroprivredu da će na način koji je utvrđen u nalogu Ministarstva zaštite okoliša, prostornog uređenja i graditeljstva Republike Hrvatske postupati i elektroenergetski inspektori u vršenju nadzora iz svoje nadležnosti utvrđene člankom 1. Zakona o elektroenergetskoj inspekciji (Narodne novine broj 32/85, 27/87).

Člankom 1. Zakona o elektroenergetskoj inspekciji propisano je da elektroenergetska inspekcija obavlja nadzor tijekom izgradnje i upotrebe prijenosnih objekata elektroenergetskog sustava.

Temeljem odredbi Uredbe o prostornom planiranju i uređivanju prostora za vrijeme ratnog stanja ili u slučaju neposredne ugroženosti neovisnosti i jedinstvenosti Republike Hrvatske ("Narodne novine" broj 55/91) donose se mjere iz oblasti uređivanja prostora, a za spriječavanje, smanjenje i otklanjanje posljedica ratnih razaranja, osiguranja i nadzora njihovog provođenja.

U slučaju rekonstrukcije i izgradnje privremenih dalekovoda potrebno je o istom obavijestiti građevinsko-urbanističku inspekciju, a prije izrade tehničkih rješenja, temeljem prethodno navedene Uredbe ishoditi uvjete uređenja prostora.

Za izgradnju objekata za koje se ocijeni da ostaju kao stalni mora se naknadno pribaviti građevinska dozvola, pa je osim obavijesti građevinsko-urbanističke i elektroenergetske inspekcije prije početka izgradnje, potrebno tijekom prethodnih radova, izrade tehničke dokumentacije i građenja pribaviti dokumentaciju u pogledu kvalitete izvedenih radova i ugrađenog materijala kojom se dokazuje stabilnost, sigurnost i kvaliteta izgrađenog objekta.

6. ISKUSTVA I PREPORUKE

Većina elemenata koji su činioci preporuka za obnovu porušenih dalekovoda navedeni su u prethodnim poglavljima. U ovom poglavlju istakli bi zato posebno:

- Problematika rezervnog materijala i opreme

I) na razini HEP-a

Konstrukcija za izradu stupova u određenoj količini treba biti

pohranjena kod mogućeg isporučioaca (u ovom slučaju "Dalekovod") i to u količini od cca 200 tona. Asortiman profila spojnih ploča i vijaka trebaju odrediti projektanti i investitor uvažavajući dosadašnje iskustvo. Također se ocjenjuje potreba zalihe kapastih staklenih izolatora (cca 1000 komada U 160 BS, cca 3000 komada U 120 BS).

Smatra se da neugrađena oprema s objekata u gradnji predstavlja na neki način rezervu te se u nedostatku iste može koristiti za odgovarajuću sanaciju.

Veće količine vodiča nije potrebno skladištiti niti držati na zalihama jer su ih proizvođači spremni u relativno kratkom vremenu proizvesti.

II) Na razini prijenosnih područja

Uvažavajući unaprijed iznesene prijedloge zaliha opreme i materijala na razini prijenosnih područja treba također za neposredne intervencije, a u ratnim uvjetima imati slijedeće zalihe:

- Konstrukciju u asortimanu različitih profila u količini od cca 10 tona
- 2-3 kompletna stupa za napon 110 kV
- Vodiči svih zastupljenih presjeka, ali ne manjoj količini od 4-6 tona
- Izolatora u minimalnoj količini 500 komada U 160 BS i 1000 komada U 120 BS
- Ovjeshni materijal zadržati na razini postojećih zaliha
- Spojni materijal treba popuniti sa količinama 2-3 puta većih od normalnih zaliha, a minimum 50 komada po tipu spojnica
- Ovisno o specifičnim uvjetima svakoga područja razmotriti potrebe vozila, alata, agregate i dr.
- Osposobljenost i djelokrug rada ekipa za održavanje HEP-a i specijaliziranih firmi u odnosu na osposobljenost, opremljenost i brojnost ljudstva, alata i vozila.

- Djelokrug rada može se podijeliti na:

a) Razina rada ekipa HEP-a

- Sva oštećenja vodiča i izmjene vodiča
- Sva oštećenja i izmjene zaštitnog užeta
- Sva oštećenja izolacije i zamjena izolatorskih lanaca
- Manja oštećenja konstrukcije (uključuje izmjenu pozicija na stupu)

b) Razina specijaliziranih firmi

- Radovi u betonu (iskop i betoniranje)
- Radovi na zamjeni i sanaciji stupova
- Veći zahvati na vodičima

- Grupe djelatnika koji idu na izvršenje kompleksnijih zadataka moraju biti ukomponirane za univerzalne poslove (el.monteri, bravari, monter, mineri, betonirci, kopači i sl.)

tako da ne dođe do zastoja zbog eventualne potrebe nekog posebnog posla.

- Poželjno je da mehanizacija izvođača bude raspoređena po regijama (vitlo i igla za dizanje stupova), a posebno na području Dalmacije zbog prometne izoliranosti.
- Aktivnosti na sanacijama pokazale su da je potrebno proširiti sadržaj tehničke dokumentacije za održavanje dalekovoda sa više podataka o čeličnoj konstrukciji stupova, dok je stanje sa radioničkim nacrtima stupova veoma zabrinjavajuće
- Može se zaključiti da se sadržaj mini projekata treba proširiti sa više podataka o čeličnoj konstrukciji stupova i to:
 - mala skica stupa sa upisanim kotama vertikalnog rastera dijagonala (iz radioničkog nacрта), upisane širine stupa od vijka do vijka (po radioničkom nacrtu iste dimenzije pojasnika sa označenim mjestima montažnih nastavaka)
 - točni podaci o proizvođaču stupova, te na osnovu kojih radioničkih nacрта su stupovi izrađeni (datum i reg.broj nacрта)
- Iz gore navedenog vidi se važnost postojanja i čuvanja tehničke dokumentacije dalekovoda a posebno važnost postojanja radioničkih nacрта stupova, u svezi čega treba poduzeti odgovarajuće konkretne korake za obnovu i kompletiranje istih jer je stanje alarmantno.
- Treba imati izrađene podloge svih približavanja i križanja vodova u elektroenergetskom sustavu, kako bi se mogla ostvariti određena prespajanja u slučaju potrebe.
- Razmotriti mogućnost korištenja vodova ili dionica vodova s nižim, a u posebnim slučajevima i s višim naponom.
- Razmotriti prespajanje vodova u blizini transformatorskih stanica kako bi se u slučaju razaranja moglo izvršiti obilazak postrojenja.
- Način naručivanja radova i postupak obračuna s izvođačem standardizirati za sva područja. U suštini dogovarati cijene na razini HEP-a, a na razini područja voditi dnevnike utroška rada i materijala na terenu.
- Način komuniciranja s javnošću i objava podataka u sredstvima javnog informiranja treba biti strogo definirana, jer neprimjereni postupci mogu otežati rad i dovesti u opasnost radnike HEP-a i izvođače.

7. ZAKLJUČAK

Ratna razaranja u Republici Hrvatskoj, posebno na područjima sukoba, rezultirala su oštećenjem većeg broja dalekovoda. Oštećenja su poprimila najrazličitije oblike. Od manjih oštećenja užeća i opreme do rušenja pojedinih stupova i čitavih dionica dalekovoda.

Ovakva situacija uvjetovala je specifičan pristup rješavanju pojedinih problema, organizaciji, projektiranju i izvedbi sanacije, u svrhu funkcioniranja elektroenergetskog sustava.

Osnovni kriteriji koje je trebalo poštivati bili su da se ljudstvo uputi i vrati na što je moguće sigurniji način, te da potrošač što kraće vrijeme ostane bez električne energije.

Uvažavajući teške okolnosti nije bilo moguće, a ni opravdano poštivati sve kriterije važećih propisa, pravilnika i normativa. Stoga su pojedina primjenjena tehnička rješenja izvedena u skladu s pozitivnom praksom, a temeljem iskustva svih sudionika.

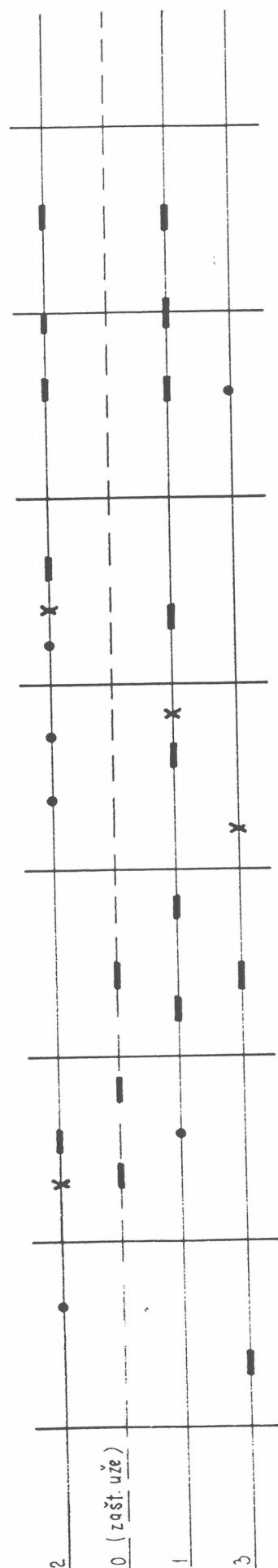
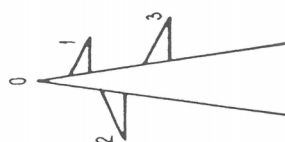
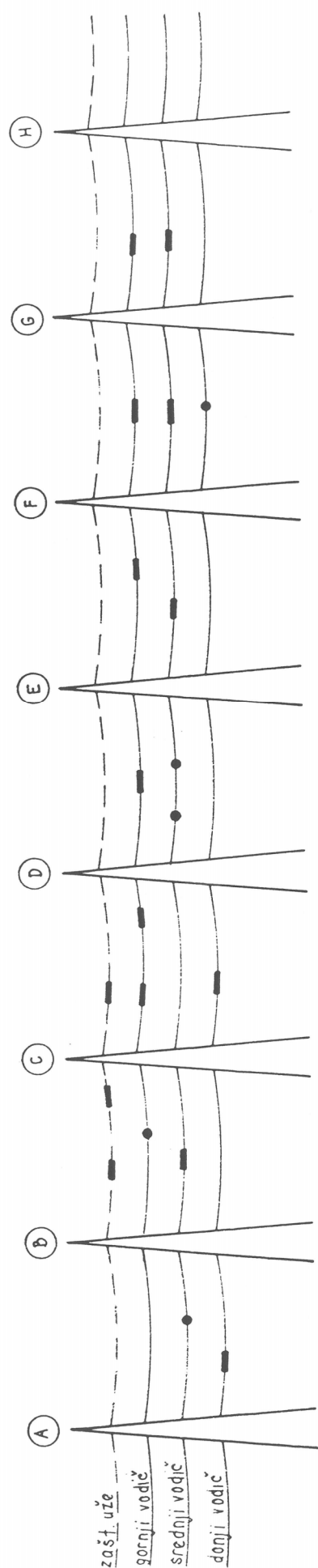
Između ostalog ovim referatom navedena su neka iskustva i preporuke, uglavnom praktične naravi koja su se tijekom proteklog perioda pokazala prihvatljivim tj. omogućila su funkcioniranje elektroenergetskog sustava u datim uvjetima.

Shodno navedenom smatramo uputnim predložiti hitno utvrđivanje tehničkih normativa za izgradnju, održavanje i pogon nadzemnih elektroenergetskih vodova u ratnim uvjetima i slučajevima elementarnih nepogoda, kako bi se slični problemi efikasnije i kvalitetnije u budućnosti rješavali.

Na izradi referata sudjelovali:

- | | |
|----------------------------------|--|
| - Ante Delonga, dipl.ing.el. | PrP "Elektroprijenos" Split |
| - Gordan Mirošević, dipl.ing.el. | "Dalekovod" Zagreb |
| - Ivica Modrić, dipl.ing.el. | PrP "Elektroprijenos" Osijek |
| - Predrag Pavlović, dipl.ing.el. | "Dalekovod" Zagreb |
| - Đorđe Raduka, dipl.ing.građ. | "Dalekovod" Zagreb |
| - Vinko Senjak, dipl.ing.el. | PrP "Elektroprijenos" Zagreb |
| - Ivo Šegvić, dipl.ing.el. | PO inženjering za prijenosnu mrežu Split |

P R I L O G

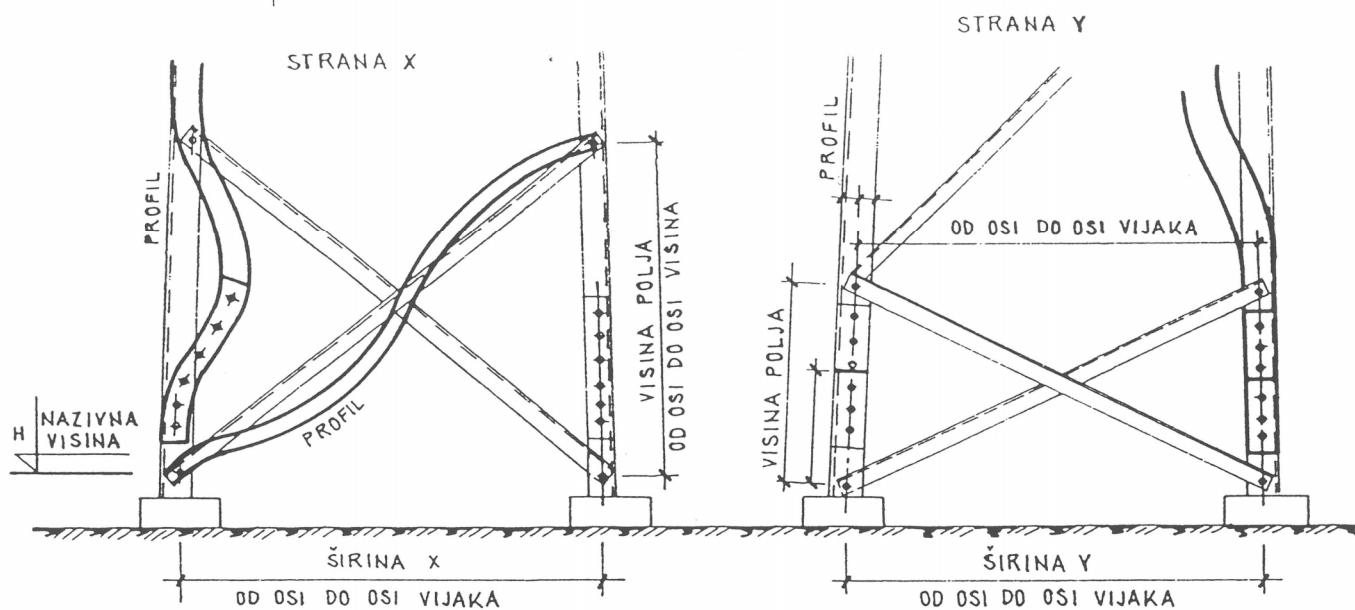
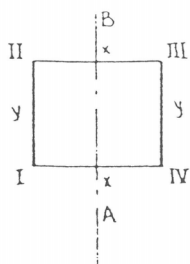


NAZIV DALEKOVODA
ZATEZNO POLJE

TUMAČ

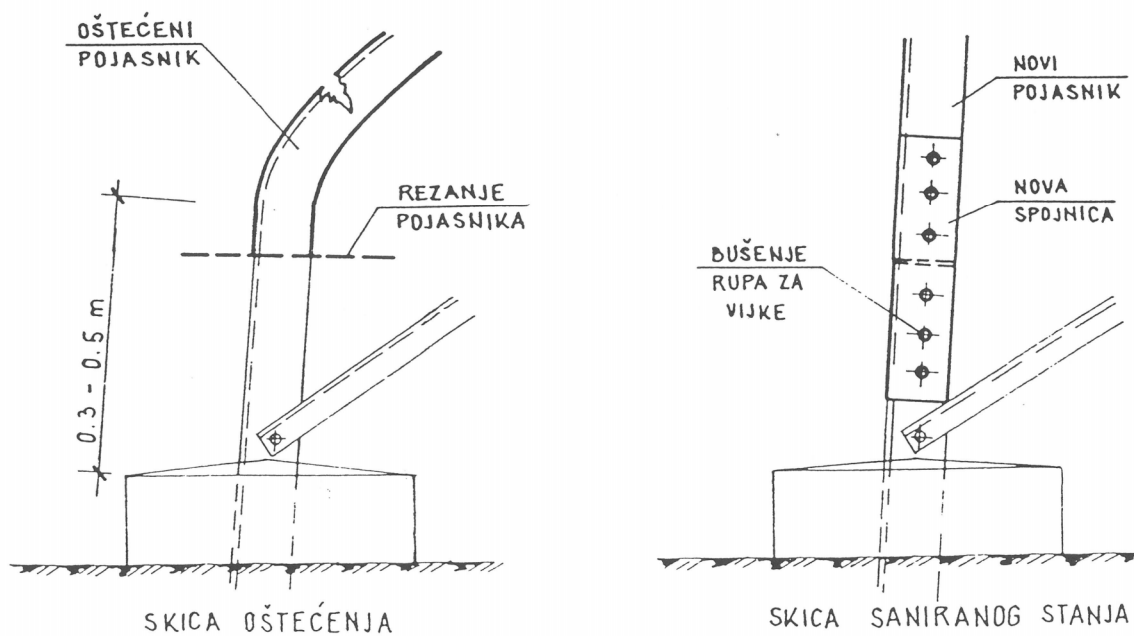
- OŠTEĆENJE
- x PREKID
- UGRADENA NASTAVNA (POPRAVNA) SPOJNICA

Podloge za definiranje nastalih šteta u nekom zateznom polju
Skica 1.



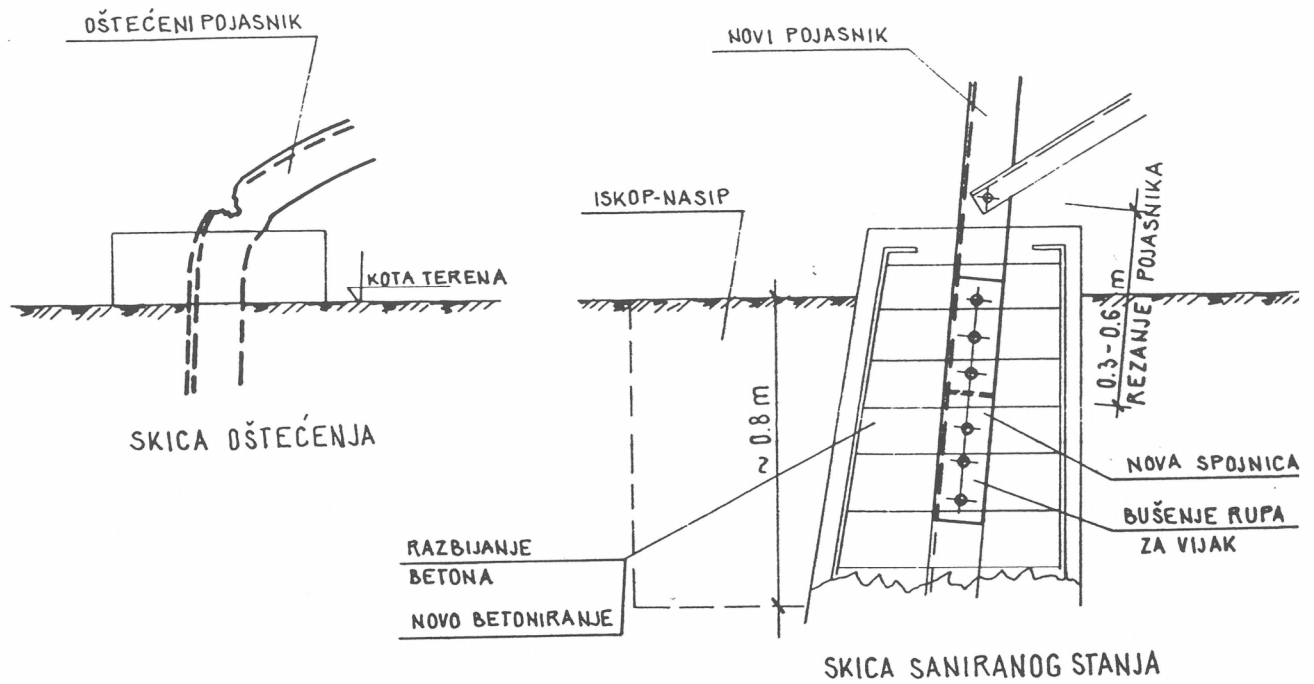
Najčešća oštećenja konstrukcije

Skica 2.



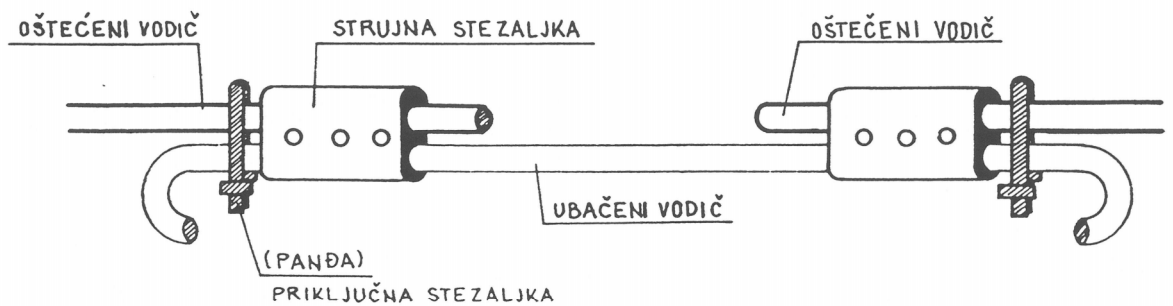
Oštećenja pojasnika (noge) stupa iznad temelja i način saniranja tako nastalog oštećenja izradom spojnice

Skica 3.



Oštećenja pojasnika (noge) stupa u razini temelja i način saniranja tako nastalog oštećenja izradom spojnice u temelju

Skica 4.



Privremeni popravak puknutog vodiča u rasponu

Skica 5.

Božidar Radmilović, dipl.ing.el.

HRVATSKA ELEKTROPRIVREDA

Direkcija za razvoj, inženjering
i informatiku

Sektor za razvoj

SADAŠNJE STANJE I MOGUĆA OBNOVA TE RAZVOJ PRIJENOSNE
MREŽE HRVATSKE U NOVONASTALOJ GEOPOLITIČKOJ
SITUACIJI

Zagreb, travnja 1992.

Božidar Radmilović, dipl.ing.
HRVATSKA ELEKTROPRIVREDA
Direkcija za razvoj, inženjering
i informatiku
Sektor za razvoj

SADAŠNJE STANJE I MOGUĆA OBNOVA TE RAZVOJ PRIJENOSNE
MREŽE HRVATSKE U NOVONASTALOJ GEOPOLITIČKOJ
SITUACIJI

Dva prijatelja razgovaraju ovih dana:

- Još nikako ne mogu shvatiti da živim u zemlji gdje su Beograd, Ljubljana i Sarajevo inozemstvo, reče jedan.
- Ni moja baka nije svojedobno mogla shvatiti da Beč, Budimpešta, Prag i Zagreb nisu više u istoj državi, odgovori drugi.

1. UVODNA RAZMATRANJA

Prijenosna mreža na području Hrvatske razvijala se u posljednje tri decenije, a što se napose odnosi na njen interkonektivni dio (mreža 220 i 400 kV), kao dio tzv. "JESS"-a (gdje se "J" može čitati kao "jugoslovenski" ali i "jedinstveni"), što je jasno vidljivo iz grafičkih priloga.

Posljedično karakterističnom obliku i položaju Hrvatske u sklopu bivše Jugoslavije, hrvatska prijenosna mreža ostvarila je brojne interkonekcije sa prijenosnim mrežama na području Srbije, Slovenije i (napose) Bosne i Hercegovine kao i Mađarske, oblikujući tako jednu mrežu sa višeslojnim međuovisnostima na svim razinama: lokalnim, republičkim, državnim pa i međunarodnim. Ovakav razvoj mreže doveo je međutim do velike ovisnosti u pogledu napajanja pojedinih područja (Slavonija, južna Dalmacija, zapadna Istra) o stanju mreža i parcijalnih energetskih sustava izvan područja Hrvatske, što se sada u ratnim prilikama a na kritičnim područjima bolno osjeća.

Ne raspoložujući kvalitetnim izvorima primarnih energenata, Hrvatska je na različite načine investirala u izvore električne energije izvan teritorija Republike Hrvatske, odnosno u izvore koji nisu izravno priključeni na prijenosnu mrežu HEP-a. Tako je izgrađeno oko 1000 MW pretežno temeljnih elektrana sa godišnjom proizvodnjom reda 6.000 GWh što predstavlja oko 40% potrošnje električne energije u Hrvatskoj prije rata (15.000 GWh).

Promjena političko-državnog ustrojstva na prostoru bivše Jugoslavije koje su sada u jednom burnom tijeku značajno se mijenja geopolitički položaj Hrvatske obzirom na promjene karaktera granica kao i kvaliteta njenog okruženja, a što će imati velikog odraza i na elektroprivredne odnose između novonastalih država, te će u svakom slučaju osjetno utjecati i na karakter te daljnji razvoj prijenosne mreže u Hrvatskoj.

Ove će promjene također imati odraza i na ostale magistralne infrastrukturne sustave (napose iz domene prometa) kao što su željeznice, ceste, riječni i zračni promet, poštanske, informatičke, radijske i televizijske mreže, ali i na druge slične sustave kao što su magistralni naftovodi, plinovodi i ostali cijevni transporti. Prema tome stanje prijenosne mreže u Hrvatskoj (napose one interkonektivnog i veleprijenosnog značaja) trebati će u budućnosti (bližoj i daljnjoj) razmatrati u kompleksu cjelokupne navedene infrastrukture i odgovarajućih odnosa sa susjedima (manje ili više prijateljski odnosno neprijateljski orijentiranih prema Republici Hrvatskoj).

Mi još uglavnom nismo svjesni novo-nastalih kvalitetnih promjena i jedan značajni broj ljudi smatra da je ovaj rat samo epizoda koja upravo prolazi i da će se sve nastaviti isto kao i prije, eventualno na novim društveno-gospodarskim načelima. Ti ljudi nisu svjesni da je ovaj kratki period, u trajanju manje od 2 godine, bio izrazito kataklizmičan gdje se je rušilo i uništavalo sve: materijalna dobra, ljudi, odnosi, običaji, principi, te da to ne može proći bez dugotrajnih i značajnih posljedica. Jedna dosta uobičajno upotrebljavana izreka u nas kaže da poslije ovog rata ništa neće biti isto kao prije. To se u svakom slučaju odnosi i na hrvatski elektroenergetski sustav, a time i na njegovu prijenosnu mrežu.

Trpeći značajna razaranja tijekom dosadašnjih ratnih operacija na teritoriju Republike Hrvatske, u obnovi prijenosne mreže postavljaju se, a vezano uz njenu sada još neutvrđenu ali sigurnu promjenu funkcija na nekim područjima, slijedeće dileme:

- da li sve oštećene objekte obnavljati na način i sa kapacitetima kakvi su isti bili do početka sukoba,

- da li odmah po prekidu ratnih operacija započeti s obnovom i sanacijom kao za definitivni pogon ili to izraditi na neki provizorni način,
- da li, iako je obnova globalno gledano aktivnost najvišeg perioriteta, dati prednost izgradnji nekih novih objekata prijenosne mreže, čak i na štetu obnove nekih drugih objekata.

Takoder bi se trebalo unaprijed utvrditi sa kojim se stupnjem pouzdanosti treba obnavljati naš EES, a time i njegova prijenosna mreža. Očito je da veoma dugo nećemo moći, na određenim pa i širim područjima, doseći prijeratni nivo sigurnosti od (N - 2) za sustav (neraspoloživost jednog izvora i jednog voda) odnosno (N - 1) za prijenosnu mrežu (neraspoloživost jednog voda ili jednog transformatora), a u doba maksimalnog opterećenja. Sigurno je da ćemo se duže vrijeme morati zadovoljiti i s mrežom odnosno sustavom gdje će neraspologanje i s jednim kritičnim elementom mreže (vod, transformator) značiti redukciju napajanja potrošača pa i potpuni prekid dobave iz javnog EES-a!

Da bi se moglo odgovoriti na ova pitanja, a pogotovo na pitanja daljeg razvoja prijenosnog sustava Hrvatske trebalo bi prvenstveno raspolagati sa stručnim procjenama i prognozama daljeg odvijanja političko-vojnih događaja na teritoriju Republike Hrvatske i njenog okruženja, prognozama stupnja političkih odnosa sa susjedima kao i procjenama rizika od diverzantskih i sličnih akcija.

Takoder bi trebalo raspolagati sa procjenama buduće sigurnosti u pojedinim sadašnjim kriznim područjima, tempa obnove i razvoja postojeće i nove privrede, intenzitet povratka pučanstva ili eventualnog njegovog prelociranja i sve drugo što je bitno za procjenu optimalnog investiranja u obnovu i dalji razvoj prijenosne mreže na određenim područjima.

Sve ove prognoze, koje bi trebale biti izrađene od strane za to nadležnih stručnih institucija izvan elektroprivrede, a koje bi trebale biti i u više varijanti, omogućile bi da se pride izradi planova i programa te nužne osnovne dokumentacije i pripremih zahvata, i za više objekata nego što to treba u ovom trenutku. Time bi se omogućilo da se, nakon boljeg uvida u stvarno stanje i njegove tendencije razvoja, pride detaljnom projektiranju ovih objekata koji su obzirom na to stanje optimalni. Time bi se ujedno onemogućile akcije bazirane na panici, improvizaciji i voluntarizmu za što se već sada vide izvjesne tendencije.

Na taj bi se način mogla izraditi i taktička studija o obnovi, dogradnji i razvoju prijenosne mreže u bliskoj budućnosti, uvažavajući pri tome postavljene (ali realne) kriterije minimalne sigurnosti napajanja potrošača.

U ovom elaboratu pokušati će se, a kroz prikaz stanja u nekoliko kritičnih područja, dati konkretne prijedloge za obnovu i daljnji razvoj prijenosne mreže u novonastaloj situaciji.

2. ANGAŽMAN PRIJENOSNE MREŽE HRVATSKE

U prijašnjim "mirnodopskim" prilikama mreža za prijenos električne energije u Hrvatskoj ostvarila je, obzirom na svoju izgrađenost, slojevitost i povezanost sa susjednim područjima sve one funkcije koje se od jedne takove mreže očekuju u energetske smislu:

- prijenos električne energije proizvedene u elektranama u Hrvatskoj do mjesta predaje distribuciji i direktnim potrošačima (TS 110/x kV)
- prihvata od okolnih elektroprivreda i daljnji prijenos do potrošačkih čvorova štata nedostajuće električne energije proizvedene u elektranama izvan Hrvatske (druge republike i treće zemlje)
- prijenos električne energije (tranzit) u svezi razmjene iste između pojedinih republičkih elektroprivreda
- prijenos električne energije (tranzit) u svezi uvoz-izvoza iste za pojedine republičke elektroprivrede
- prijenos električne energije (tranzit) za potrebe elektroprivreda trećih zemalja.

Navedene funkcije kvantificirati će se kroz analizu instaliranih snaga elektrana i bilancu električne energije EES Hrvatske u 1989. godini. Navedena godina uzeta je kao zadnja "mirnodopska" godina, gdje su doduše bili vidljivi efekti gospodarsvene krize, ali još nije bilo efekata ratnih djelovanja. To je vidljivo iz elektroenergetskih bilanci (izvršenje, plan) za posljednjih nekoliko godina:

- 1989. godina izvršenje 15.007 GWh (100%)
- 1990. godina izvršenje 14.805 GWh (96,6%)
- 1991. godina procjena 13.050 GWh (86,9%)
- 1992. godina predviđanja 12.517 GWh (83,4%)

Vršna snaga potrošnje od prijeratnih ~ 2500 MW pala je na nekih (procjenjenih) 1700 MW.

Hrvatska elektroprivreda raspolagala je prije rata sa:

- | | |
|---|-------------|
| - TE na području Hrvatske | oko 1300 MW |
| - HE na području Hrvatske | oko 2000 MW |
| - elektranama izgrađenim izvan Hrvatske | oko 1000 MW |

odnosno ukupno oko 4300 MW instaliranih u različitim izvorima, a što bi, na prvi pogled, trebalo u potpunosti zadovoljiti konzum s vršnom snagom reda 2500 MW i potrošnjom od 15.000 GWh ($T_{Pmax} = 6.000 \text{ h}$).

Detaljnije analize međutim pokazuju da EES Hrvatske (a na području Republike Hrvatske) doduše ima dovoljno snage, ali ne i energije, tako da je za podmirenje zahtjeva za električnom energijom u Hrvatskoj bio nužan značajni "uvoz" iste.

Bilanca električne energije u EES Hrvatske za 1989. godinu, koja je nešto drugačije prikazana nego što je to uobičajeno (pr. 3.), pokazuje da su u podmirenju konzuma od 14.956 GWh (energija na pragu prijenosne mreže) elektrane instalirane na području Hrvatske proizvele 6.883 GWh (46%), dok je preostala električna energija od 8.073 GWh (54%) uvezena iz drugih područja bivše Jugoslavije ili iz inozemstva. Tu može od godine do godine dolaziti do izvjesnih oscilacija, no višegodišnje analize pokazuju da se uvijek samo oko 50% konzuma zadovoljava iz elektrana instaliranih na području Republike Hrvatske dok je preostalih 50% uvoz iz inozemstva (s današnjeg gledišta), bez obzira u kakvim i čijim je elektranama ta "uvozna" energija proizvedena.

Za 1991. godinu učešće vlastitih elektrana na području Hrvatske u pokrivanju potreba konzuma iznosilo je doduše 59%, a u 1992. godini predviđa se sa 70%, no ovdje se radi o osjetno smanjenim potrošnjama u usporedbi s onom predratnom (za do 17%) uz očito veoma optimističku prognozu mogućnosti proizvodnje u vlastitim elektranama.

Daljnje analize za 1989. godinu o ukupnom angažmanu hrvatske prijenosne mreže pokazuju njegovu ulogu u tranzitu električne energije za potrebe susjeda.

Navodimo odavde samo neke podatke koji su ali veoma znakoviti:

- potrošnja Hrvatske	14.956 GWh	100%
- proizvodnja unutar Hrvatske	6.883 GWh	46%
- tranzit preko Hrvatske za potrebe drugih	5.075 GWh	34%
- svekoliki angažman prijenosne mreže Hrvatske	20.031 GWh	134%

Što znači da je svekoliki angažman prijenosne mreže Hrvatske bio u 1989. godini oko 3 puta veći nego li proizvodnja električne energije u elektranama na području Hrvatske.

Ovi tokovi grafički su (na osnovu izvoda iz publikacija ZJE) prikazani veoma ilustrativno u prilogu 4.

Ovi podaci riječito govore o slabostima ali i kvalitetama ovog EES, a posljedično tome i prijenosnog sustava Hrvatske, sa čime treba računati prigodom strateških procjena o stanju, mogućnostima ali i ugroženosti istog u sadašnjim i predvidivim budućim uvjetima.

3. POVEZANOST PRIJENOSNE MREŽE HRVATSKE SA MREŽAMA SUSJEDNIH ZEMALJA

3.1. S r b i j a

Povezanost mreža Hrvatske i Srbije je, gledano po broju vodova, veoma slaba. Radi se o jednom DV 400 kV (RP Mladost • Obrenovac - Ernestinovo) i jednom DV 110 kV (Šid - Nijemci - Vukovar).

Niti u prije sagledivoj budućnosti nije se predviđalo neko jače povezivanje, osim kada se je razmatralo uklapanja NE Dalj u mreže Hrvatske i Vojvodine. Bilo je ideja o podvostručenju 400 kV veze Obrenovac - Ernestinovo, izgradnji DV 400 kV Subotica - Ernestinovo i eventualnom produženju budućeg DV 110 kV Nijemci - Ilok prema Bačkoj Palanci.

Međudim ovaj jedini intekonektivni vod 400 kV (DV Obrenovac - Ernestinovo) je vod koji je nerijetko bio terećen i preko 1000 MW (termička granica vodova 400 kV mreže u nas je 1100/1300 MVA) obzirom da se je značajni izvoz električne energije iz Srbije prema "zapadu" obavljao preko toga voda. Tako je u 1989. godini taj izvoz iznosio (ukupno):

Srbija - Hrvatska	2.137 GWh
Srbija - Slovenija	457 GWh
Srbija - B i H	558 GWh
Srbija - Italija	1.177 GWh
Srbija - Austrija	14 GWh
Srbija - Švicarska	520 GWh

U K U P N O:	4.863 GWh
--------------	-----------

Najveći dio ovog izvoza obavljao se je preko navedenog voda 400 kV (vidi pr.1).

Ova energija koja je ekvivalent $1/3$ konzuma Hrvatske predstavlja godišnju proizvodnju jedne temeljne elektrane raspoložive snage 800 MW ($800 \text{ MW} \times 600 \text{ h} = 4.800 \text{ GWh}$).

Obzirom da je izvoz Srbije na "zapad" preko Mađarske otežan zbog konfiguracije ali i karaktera pogona mađarske mreže koja je još uvijek čvrsto vezana na neka-
dašnji OESSEV, ove bi činjenice trebalo posebno koristiti prigodom eventualnih
pregovora sa srbijanskom elektroprivredom. Dodatno uz to trebati će uzimati u
obzir da se (uglavnom) preko toga voda ostvaruje povezanost Srbije i ostalih is-
točnih republika no i Albanije i Grčke sa sustavom UCPT, što njihovim EES-ima
garantira kvalitetnu frekvenciju, čije je održavanje sada sigurno veliki problem
pri izoliranom pogonu.

Naš interes u pogonu ovog voda je uvoz oko 2.000 GWh, pretežno proizvedenih u
"hrvatskom" bloku od 305 MW u TE Obrenovac A ($P_{\text{rasp}} = 280 \text{ MW}$, $T_{\text{Pras}} = 6000-7000$
h, $W \text{ god.} = 1.680 \div 1.960 \text{ GWh}$), kao i moguće kratkotrajne i havarijske ispomoći,
te povećana sigurnost EES-a u cijelosti.

3.2. Bosna i Hercegovina

Povezanost EES Hrvatske i B i H (postojeća i saglediva) ostvaruje na oko 20 pra-
vaca, što je posljedica komplementarnih geografskih oblika ove dvije republike,
lokacije izvora (HE i TE) a posljedično tome i razvoja prijenosnih mreža.

Preko (danas nepostojećeg) "povijesnog" DV 2x110 kV Jajce - Zagreb izvedeno je u
12. mjesecu 1957. godine prvo povezivanje tada (kao i sada) razdvojenih "zapadnog"
i "centralno-istočnog" dijela tadašnje jugoslavenske mreže u jedan zajednički EES.

U Bosni i Hercegovini elektroprivreda Hrvatske sudjelovala je, na različite na-
čine, u izgradnji slijedećih elektrana:

Elektrana	P_{inst} (MW)	$P_{\text{rasp.}}$ (MW)	U_{mr} (kV)
HE Dubrovnik	216	86/46	220 (*)
TE Tuzla IV	200	182	220
TE Kakanj II	50	46	110
TE Gacko	100	96	400
U k u p n o:	566	410/370	-

(*) Hrvatskoj pripada 22% proizvodnje HE Dubrovnik; u svezi raspoložive snage
ove HE za potrebe EES-a Hrvatske navode se različiti iznosi, HE Dubrovnik je
vezana na prijenosnu mrežu B i H (TS 400/220/110/35 kV Trebinje) i nema iz-
ravne veze sa prijenosnom mrežom HEP-a (pr. 1, 2.).

Navedena povezanost ova dva EES-a ostvaruje se preko slijedećih vodova (postojeći i predvidivi):

DV 400 kV

- * Ugljevik - Ernestinovo - izvan pogona
- * Mostar - Konjsko - izvan pogona
- * Banja Luka - Zagreb ili
Banja Luka - Prijedor - Zagreb - u studiranju, definitivni dogovor nije bio postignut.

DV 220 kV

- * Tuzla - Đakovo } - u pogonu, bili oštećeni u B i H
- * Gradačac - Đakovo }
- * Prijedor - Međurić - izvan pogona
- * Jajce - Mraclin - na području pod kontrolom HEP-a
izvan pogona
- * Mostar - Zakućac - izvan pogona
- * HE Dubrovnik - Trebinje 1, 2 - blok priključak agregata u HE Dubrovnik
na TS Trebinje, djelomično u pogonu.

DV 110 kV

- * Brčko - Županja - vod u pogonu
- * B. Brod - Sl. Brod - izvan pogona
- * Topola - N. Gradiška - vod 110 kV, povremeno u pogonu
pod 35 kV, sada izvan pogona
- * B. Luka/Prijedor-Pračno - "povijesni" DV 2x110 kV, izvan pogona od
1987. godine zbog velikih oštećenja us-
lijed snijega na dionici Pračno - Una,
budućnost neizvjesna
- * Vrnograč - Glina - jedno vrijeme veoma aktualan perspektivni
vod za osiguravanje napajanja konzuma
"Agrokomerc" V. Kladuša, budućnost zavisi
od političko-ekonomskih faktora
- * Knin - Strmica - vod vjerojatno u pogonu
- * B. Blato - Livno - vod u pogonu

./..

- * Imotski - Grude - vod bio duže vremena izvan pogona zbog stanja dionice Imotski - rep. granica; sada u pogonu
- * Ljubuški - Vrgorac - vod 110 kV u pogonu s 35 kV, radijalno napajanje TS 35/10 kV Vrgorac
- * Opuzen - Čapljina - vod izvan pogona
- * Opuzen/Ston - Neum - priključak TS 110/x kV Neum (B i H) na DV Ston - Opuzen (ulaz/izlaz), u pogonu samo DV Ston - Neum
- * Trebinje - Komolac - u pogonu pod 35 kV radi oštećenja TS 110/35/10 kV Komolac

OPASKA: pogonska stanja DV-a prema saznanjima od sredine 04. mjeseca 1992.god.

Elektroprivreda B i H sigurno je zainteresirana za normalizaciju stanja navedene povezne mreže, obzirom na značajne razmjene sa "zapadom", koja je u 1989. godini iznosila:

	izvoz	uvoz
B i H - Hrvatska	1.724 GWh	-
B i H - Slovenija	1.229 GWh	119 GWh
B i H - Italija	64 GWh	116 GWh
B i H - Austrija	31 GWh	7 GWh
B i H - Švicarska	28 GWh	43 GWh
Ukupno:	3.076 GWh	285 GWh

odnosno ukupni "promet" od 3331 GWh što obzirom na netto konzuma BiH-a u 1989. godini od 11.684 GWh predstavlja 28,5% istoga.

I elektroprivreda BiH osjetno je pogođena ratnim razaranjima navedene povezane mreže zbog prekida sa sustavom UCPT-e a time gubitkom kvaliteta frekvencije.

Elektroprivreda B i H, a napose njena prijenosna djelatnost, održavala je prisne i stalne kontakte s odgovarajućim institucijama u Hrvatskoj, bilo da se je radilo o sustavnim pitanjima bilo o pitanjima pojedinih vodova (na pr. u zadnje vrijeme DV 110 kV Glina-Vrnograč, DV 400 kV B. Luka - Zagreb, pojačanja 110 kV mreže na relaciji Dubrovnik - Trebinje).

Bilo bi od obostranog interesa (a napose od našeg) u pogodno vrijeme ponovno oživit i zajedničko sagledavanje problematike prijenosne mreže Hrvatska - B i H, no pri tome treba imati u vidu da će se sadašnje kaotično stanje u toj državi kao i vjerovatna "kantonizacija" B i H odraziti i na njenu elektroprivredu, što je i do sada postjalo na nekim područjima (na pr. polunezavisni položaj RO "Hidroelektrane na Trebišnjici" Trebinje koja u svom sastavu osim HE ima i prijenosnu mrežu).

3.3. Slovenija

Sa slovenskom elektroprivredom postoji duga, skoro 65 godišnja tradicija elektroprivredne kooperacije, počevši od prve 35 kV veze između HE Fala preko Ormoža do Varaždina i Lepoglave (1928.), DV-a 110 kV Brestanica - Zagreb (1943/46.) te zatvaranje zamki Slovenija - Hrv. Primorje - zapadna Hrvatska - Slovenija na nivou 110 kV (1952.), 220 kV (1963.) i sada 400 kV (1992.).

Značajni primjer toga zajedništva je izgradnja i pogon NE Krško (664 MW) po principu suvlasništva (50-50%) kao i povezivanje iste sa DV 2x400 kV sa zagrebačkom TS 400/110 kV Tumbri (1978/80. god.), preko čega se isporučuje Hrvatskoj elektroprivredi godišnje oko 2.300 GWh što zadovoljava cca 15% našeg konzuma.

U današnjim kritičnim situacijama u mreži, EES Slovenije jedini podržava naš parcijalni EES zapadne (ali i istočne) Hrvatske, Hrv. Primorja i Istre. U najkritičnijim situacijama u našem sustavu (na pr. prigodom raketiranja i ispada iz pogona TS Tumbri sa tadanjih 350 MW injektiranja u 110 kV mrežu), restitucija našeg EES-a brzo je obavljena uz pomoć iz Slovenije preko preostalih DV 220 i 110 kV (čak i prastarog DV 110 kV Brestanica - Samobor koji je bio terećen i preko termičke granice).

Preko hrvatske prijenosne mreže vršila se je intenzivna razmjena električne energije između EES Slovenije i istočnih republika, pa je u 1989. godini bilo:

	uvoz	izvoz
Slovenija - B i H	1.229 GWh	119 GWh
Slovenija - Srbija	457 GWh	59 GWh
Slovenija - Makedonija	15 GWh	19 GWh
Slovenija - C. Gora	3 GWh	8 GWh
Ukupno:	1.704 GWh	205 GWh

./..

odnosno ukupni promet od 1909 GWh što predstavlja oko 13% konzuma Hrvatske u 1989. godini.

Preko slovenske prijenosne mreže i njenih interkonektivnih vodova prema Austriji i Italiji (2 x 220 kV, 3 x 400 kV) obavlja se cjelokupna razmjena električne energije bivšeg JEES-a (a time i HEP-a) sa sustavom UCPT-e.

U 1989. godini ovaj je promet preko slovenske mreže, a za potrebe njenih "istočnih" susjeda iznosio 1677 GWh uvoza i 2030 GWh izvoza odnosno ukupnog prometa od 3707 GWh što je ekvivalent od 35% ukupnog konzuma Slovenije za tu godinu.

Povezanost EES-a Slovenije i Hrvatske danas se ostvaruje preko slijedećih vodova:

DV 400 kV

- * Tumbri - Krško - (dvosistemski vod)
- * Melina - Divača

DV 220 kV

- * Mraclin - Cirkovce
- * Pehlin - Divača

DV 110 kV

- * Nedeljanec - Formin
- * Samobor - Brestanica
- * Matulji - I. Bistrica
- * Buje - Koper

U različitim fazama razmatranja su slijedeći mogući novi povezni DV-i:

- DV 2 x 400 kV Žerjavinec - Beričevo u funkciji izgradnje tranzitnog 400 kV sustava Mađarska - Hrvatska - Slovenija/Austrija - Italija, a za potrebe prijenosa 1500 MW na potezu bivši SSSR- Italija,
- DV 110 kV Straža - R. Slatina
- DV 2 x 110 kV Samobor - Brežice kao zamjena za dotrajali "povijesni" DV 110 kV na drvenim stupovima Samobor - Brestanica, a u svezi izgradnje TS 400/110 kV Krško i lanca HE na Savi,
- DV 110 kV od TS Pokuplje (Karlovac) ili EVP Moravice do određene točke na području Slovenije (Metlika, Kočevje),
- DV 110 kV ili 2 x 110 kV od Buja do određene točke na području Slovenije (Portorož, Koper).

Hrvatska elektroprivreda bi trebala biti posebno zainteresirana za DV-e 2 x 400 kV u sklopu tranzita SSSR - Italija (mada to najmanje zavisi od nas) te za pojačanja u 110 kV interkonekciji Samobor - Brestanica, Straža - R. Slatina, a napose Buje - Koper od kojeg zavisi rješenje napajanja veoma perspektivne umaške rivijere.

U tome bi smislu trebalo obnoviti kontakte sa slovenskom elektroprivredom (ELES Ljubljana), koji su prije rata bili veoma intenzivni i obostrano korisni.

3.4. Crna Gora

EES-i Hrvatske i Crne Gore nisu izravno povezani. Postoji izvjesna mogućnost realizacije takove veze na nivou 110 kV ili niže (35, 20 kV) između buduće TS 220/110/35 kV Plat i TS 110/x kV Herceg Novi odnosno za osiguranje dvostranog napajanja TS 35/10 kV Pločice, krajnje istočne TS na dubrovačkom području.

Kontakti sa predstavnicima elektroprivrede C. Gore u tome smislu nisu održani, a ne vidi se u dogledno vrijeme pogodna prilika za to.

3.5. Mađarska

Između mreže HEP-a i Mađarske postoji 110/120 kV veza već od 1958. godine (DV Nedeljanec - Söjtör). Svojedobno je taj vod imao ambicija za izvoz električne energije u Mađarsku (ograničeno na 50 MVA zbog snage autotransformatora 120/100 kV u TS Nedeljanec, malog presjeka vodiča - AL/č 150 mm² i relativno velike dužine voda reda 50-60 km), no u zadnjih nekoliko godina funkcije toga voda su bile manje interventne ispomoći u lokalnom snabdjevanju električnom energijom. Kako je navedeni autotransformator uništen prigodom ratnih operacija u Varaždinu danas je ta interkonekcija izvan pogona.

U zadnjih nekoliko decenija bilo je nekih ideja o pojačanju 110 kV veza između EES-a Hrvatske i Mađarske (vodovi od naših čvorišta Virovitica, B. Manastir i planirane HE Đurdevac), no dalje od početne ideje nije se išlo.

Oštećenja i nesigurni pogon prijenosne mreže u Slavoniji ponovno je pobudio ideje o čvršćem povezivanju s mađarskim EES-om na tome području, no sve to neke konkretizacije.

Veći je interes (barem u nas) pobudila 400 kV veza u sklopu tranzita SSSR - Italija (DV 2 x 400 kV Zalaszentjakab - Žerjavinec), gdje smo mi prišli i istraživanju mogućih trasa, no odaziv mađarske strane na naša konkretna pitanja bio je veoma rezerviran.

Obzirom na moguću energetska-političku atraktivnost svih tih interkonekcija trebalo bi nastojati za to više zainteresirati mađarsku elektroprivredu, koordinirajući te zahvate s istim takovim prema slovenskoj strani kada se radi o DV 2 x 400 kV.

4. SUPERPONIRANO - INTERKONEKTIVNA MREŽA (220 i 400 kV)

Daljnji razvoj (ali i sanacija) objekta superponirano - interkonektivne mreže (220 kV, te napose one 400 kV) izravno zavisi od razvoja vojno-političko-elektroenergetske situacije i odnosa na području bivše Jugoslavije ali i šire (pr. 1, 5.1, 5.2).

Obzirom na današnje stanje (sredina 04. mjeseca 1992. godine) kada je EES Hrvatske "razdrobljen" na 3 odvojena dijela (zapadna Hrvatska + Hrv. Primorje + Istra - Dalmacija - Slavonija), od prvenstvene je važnosti zatvaranje 400 kV prstena Zagreb - Rijeka - Obrovac - Split - Mostar - Sarajevo - Tuzla - Osijek - Zagreb (pr. 1.).

No zbog ratnih djelovanja najprije u Hrvatskoj, a sada i u B i H znatan broj vodova kao i čvorišta u ovom prstenu je oštećen odnosno nalazi se izvan kontrole hrvatske ili herceg-bosanske elektroprivrede i veoma je neizvjesno kada će se tu prilike toliko popraviti da ovaj sustav opet proradi u cijelosti. Funkcioniranje daljnjih 400 kV krakova ovog prstena prema Istoku (DV Ernestinovo - Obrenovac, DV Mostar - Gacko - Trebinje) još je neizvjesnije.

S aspekta daljnje interkonekcije od interesa je (i to više za B i H nego za nas) vod 400 kV od Banja Luke do Zagreba (izravno ili preko Bihaća), no izgradnju istoga treba uvjetovati pojačanjima 400 kV mreže na području B i H (na pr. DV 400 kV Sarajevo - Kakanj - Zenica - B. Luka), kako bi se izbjeglo da jedan dugački "omnibus" vod 400 kV na 3-4 TS 400/110 kV u B i H ostane "visiti" na hrvatskoj 400 kV mreži u slučaju smetnje na drugom kraju istoga (pr. 5.2).

Daljnja pojačanja 400 kV mreže došla bi u slučaju izgradnje snažnih izvora na "istoku" (blokovi snage 600-1000 MW), a za potrebe konzuma na "zapadu" (Hrvatska i Slovenija, a i dalje) za što sada nema nikakvog izgleda.

Interkonekcija 400 kV Mađarska - Hrvatska - Slovenija u sklopu veleprijenosa električne energije bivši SSSR - Italija (pr. 5.2) kao u tome slučaju i pripojenja EES Mađarske UCPTE-u pozitivno bi djelovao i na prijenos "istok-zapad" (prema zap. Evropi ali i Hrvatskoj, te Sloveniji). Time bi cjelokupna 400 kV mađarska mreža odgovarajući pojačana postala izvjesni "bypass" za 400 kV mrežu na potezu "istok-zapad" bivše Jugoslavije (što je pokazano na odgovarajućim modelskim ispi-

tivanjima), a što bi bilo od velike koristi napose u slučaju da diverzantsko oštećivanje i rušenje stupova vodova prijenosne mreže ostane i dalje općeprihvaćena metoda iskazivanja neslaganja lokalnog pučanstva s nekim političkim rješenjima (ovo se ne odnosi samo na područje Hrvatske nego i šire - na B i H, dijelove Srbije, C. Gore i drugo).

Na području Hrvatske mogu se očekivati lokalna proširenja 400 kV mreže, obzirom na priključak proizvodnih blokova veće snage (na pr. većih od 300 - 350 MW) ili novih TS 400/110 kV na većim urbanim područjima (na pr. Zagreb gdje se u definitivu predviđa 3-4 takova postrojenja).

U zadnje se vrijeme intenzivnije spominje jedna stara ideja o pregradnji (barem dijela) DV 220 kV Mraclin (Zagreb) - Cirkovce (Slovenija - Maribor) na 400 kV, a u svezi jačeg vezivanja na EES Austrije po izgradnji DV 2 x 400 kV Maribor - Kainchtal. Međutim u tom slučaju se otvara 220 kV prsten Zap. Hrvatska - Slovenija, TS 220/110 kV Cirkovce ostaje radijalno priključena na TS Podlog a pitanje je što se time može dobiti iz Austrije zbog (sadašnje) slabe i samo parcijalno izgrađene 400 kV mreže u štajerskom dijelu Austrije.

U svakom slučaju daljnji razvoj 400 kV interkonektivne mreže više će zavisiti od prilika u našem okruženju negoli od prilika u nas.

Na stanje i razvoj ove mreže u Hrvatskoj može bitno djelovati i pozicija HEP-a u evropskom sustavu UCPTE kao i orijentacije našeg EES-a u evropsko interkonektivno-tranzitnom smislu. Pri tome osim postojeće mreže i već spomenutog DV 2 x 400 kV Mađarska - Hrvatska - Slovenija - Italija te tranzitiranja električne energije iz Srbije za zapadnu Evropu treba uzimati u obzir i želje za bolju povezanost EES-a Grčke pa i Turske (no i Bugarske, Rumunije i Albanije) sa ujedinenim zapadno evropskim EES-oma - UCPTE, a što se danas može ostvariti samo pomoću 400 kV interkonektivnih vodova preko Hrvatske. U tome smislu trebalo bi politički djelovati i kod zainteresiranih okolnih elektroprivreda ali i vlada (Grčka, Albanija), koje su veoma zainteresirane za restituciju nekadanjeg pod-sistema SUDEL i njihovo kvalitetno vezivanje na UCPTE.

Na naponskoj razini 220 kV ne mogu se očekivati neki spektakularni novi zahvati. Taj naponski nivo pokazao se je u svim većim energetske sustavima kao nepodoban te dolazi do stagnacije njegova razvoja pa čak i nazadovanja (na pr. u Italiji pretvorba nekih DV 2 x 220 kV u DV 400 kV ili pretvorba prijenosnih DV 220 kV u razdjelno-distribucijske uz transformaciju 220/20 kV na na pr. u Francuskoj - Pariz).

U nas se mogu očekivati manji razvoji 220 kV mreže u Istri (DV 2 x 220 kV Plomin - Vodnjan) ili u južnoj Dalmaciji (DV 220 kV Plat - Neretva - Zakućac/Čapljina) i nekoliko TS-ca 220/110 kV (Vodnjan, Plat, Neretva, Vrboran/Split, eventualno Karlovac). S aspekta "alimentacije" mreže 220 kV, ukoliko u istoj izostane izgradnja novih izvora, moguća je i pojava novih TS 400/220 kV (na pr. na području Zagreba) o čemu se već duže vrijeme razmišlja, no za što još nema elemenata za donošenje odluke.

Ono što u današnjoj situaciji najviše zabrinjava je velika, čak i potpuna ovisnost napajanja pojedinih područja o stanju 400 i 220 kV mreže (djelomično Zagreb, Osijek i Slavonija u potpunosti), a što traži donošenje urgentnih odluka. Za ta je područja jedna realna ocjena daljeg razvoja naše vojno - političke situacije a time i potencijalnih ugroženosti našeg EES-a od presudne važnosti za poduzimanje daljnjih akcija u saniranju sadašnjeg veoma kritičkog stanja kao i daljnjeg razvoja ove mreže.

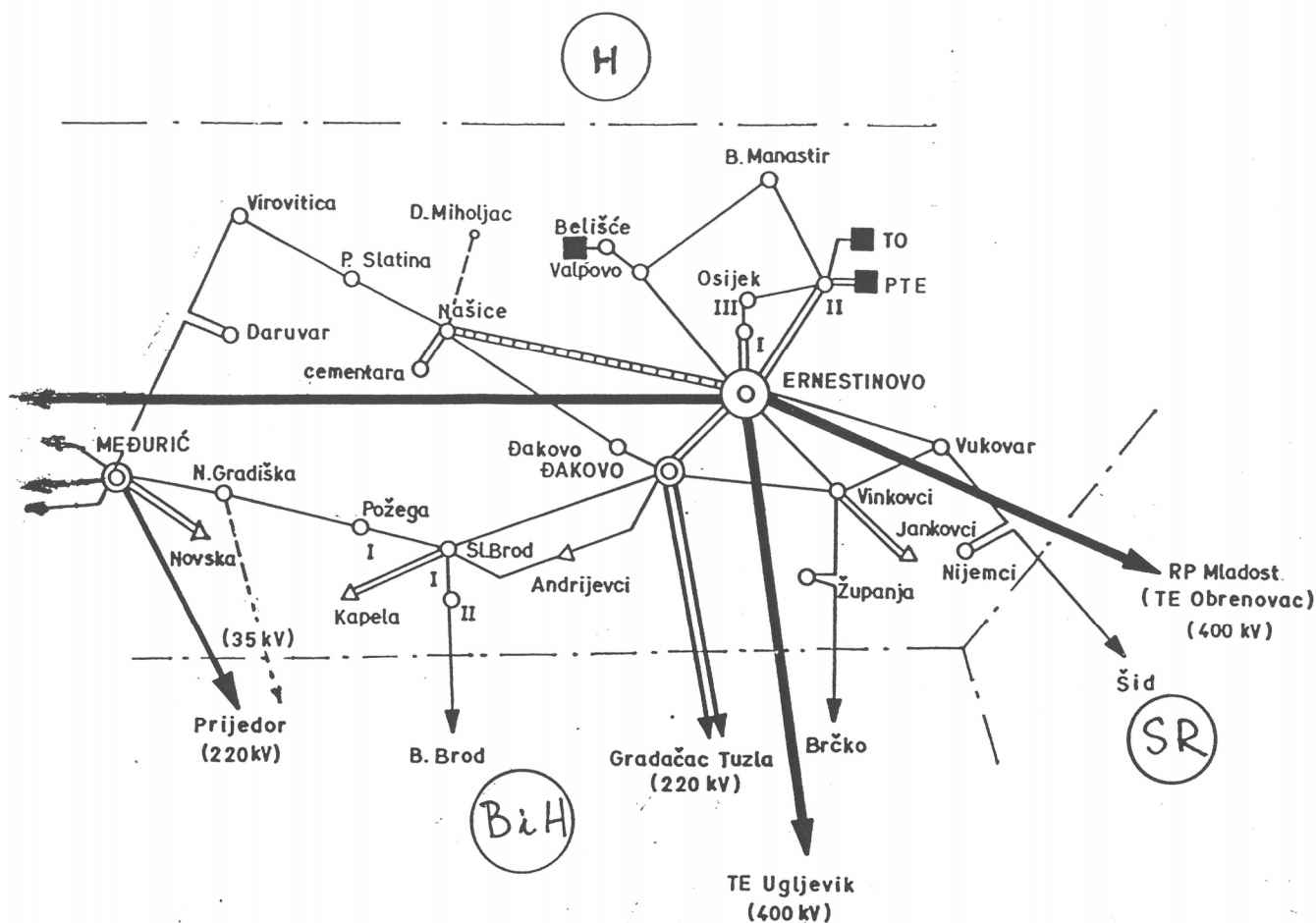
5. PRIJENOSNE MREŽE POJEDINIH PODRUČJA

Na primjeru nekih područja i podsustava 110 kV ilustrirati će se prije izložena problematika ovisnosti sigurnosti i pouzdanosti napajanja potrošača (a što se čini uglavnom pomoću prijenosne mreže) od daljnjeg predvidivog razvijanja političko - vojne situacije kao i obnove te daljeg razvoja privrede. Područja koja će se u tome smislu razmatrati su:

- Slavonija i Baranja globalno, te Vukovar detaljnije
- sjeverna Dalmacija (Šibenik - Zadar)
- područje Dubrovnika
- područje sjevernog Jadrana
(Istra i kvarnersko-primorski otoci, industrijsko područje Rijeke)
- područja koja su privremeno izvan kontrole hrvatskih vlasti (Banija, Kordun, Lika, područje Knina i Dalmatinske zagore, zapadna Slavonija).

5.1. Područje Slavonije i Baranje

Ovo je jedno značajno područje ($P_{\max} \approx 350$ MW, 14% konzuma Hrvatske prije rata) čije je napajanje električnom energijom skoro u potpunosti ovisno o izvorima izvan toga područja (uglavnom u Srbiji i BiH) kao i o stanju prijenosne mreže napona 400, 220 i 110 kV, što se je zorno (ali i bolno) pokazalo u ovo ratno vrijeme.



Kao što je poznato, područje naznačeno na gornjoj slici, a koje se u povijesnom, geografskom ali i sadašnjem elektroenergetskom smislu može smatrati "Slavonija" bilo je poprište ratnih akcija, pa su od ratnih razaranja brojni objekti prijenosne mreže stradali i nalaze se izvan pogona, a neki čak i (privremeno) izvan kontrole HEP-a.

Na istočnom dijelu izvan kontrole HEP-a (a vjerojatno i izvan pogona) su TS 400/110 kV Ernestinovo (glavna pojna točka razmatranog područja), TS-ce 110/x kV Vukovar, Nijemci i B. Manastir te EVP Jankovci. Nalazeći se na rubu ratnih zona teško su oštećeni (no pod nadzorom su HEP-a i djelomično su u pogonu) TS-ce 110/x kV Vinkovci, te Osijek 1, 2. i 3.

Svi vodovi unutar ratne zone su oštećeni i izvan su pogona. Diverzantskim djelovanjem oštećeni su i bili su izvan pogona svi DV-i od interesa za napajanje ovog područja, a na teritoriju BiH. Napajanje električnom energijom područja istočne

Slavonije obavlja se sada uz velike poteškoće maksimalnim korištenjem djelomično sačuvanih objekata (TS 220/110 kV Đakovo uz oštećene DV 220 kV iz BiH) te uz forsirani pogon preostale ispravne 110 kV mreže napajane iz TS 220/110 kV Međurić (DV 110 kV Međurić - Daruvar - Virovitica - P. Slatina - Našice). Realna je opasnost da se ovo stanje još pogorša zbog mogućih (ponovnih) oštećenja napojnih DV 220 kV na području BiH gdje se sada vode ratne operacije (sjeverna Bosna), ili da se raketno-artiljerijskim napadima oštetiti TS 220/110 kV Đakovo.

Na zapadnom dijelu Slavonije zbog ratnih operacija bili su oštećeni i bili su izvan pogona DV 400 kV Tumbri - Ernestinovo, DV 110 kV Daruvar - Virovitica, te DV 110 kV Međurić - N. Gradiška. U momentu pisanja ovog elaborata izvan pogona je ostao samo DV 110 kV Međurić - N. Gradiška, dok su ostala dva voda popravljena i spremni su ili se nalaze u pogonu sa 110 kV.

DV 220 kV Međurić - Prijedor kao i dvofazni DV 110 kV za napajanje EVP Novska su oštećeni i izvan su pogona.

Od tri bloka u TE-TO - PTE Osijek (1x45 + 2x23 MW) a koji su vezani na 110 kV sabirnice TS Osijek 2, u pogonu je samo jedan plinski blok koji napaja dio konzuma Osijeka.

Za sanaciju objekata prijenosne mreže kao i njen daljnji razvoj na području Slavonije bitne su procjene razvoja vojno-političke situacije obzirom na opisani način napajanja i navedena oštećenja tih objekata.

Moguće su dvije ekstremne solucije:

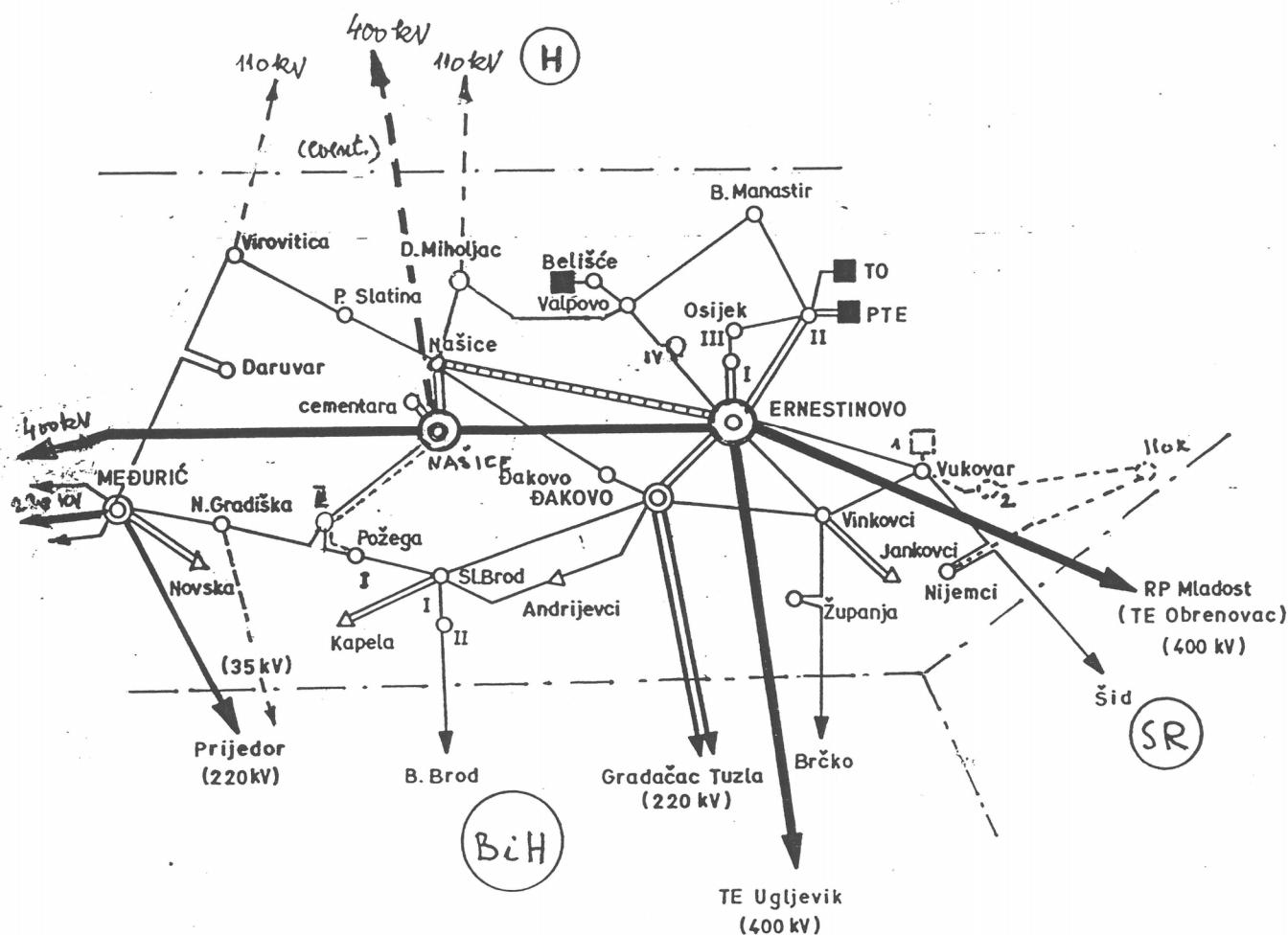
- brzi povratak na stanje prije ratnih operacija, obzirom na ekonomsko-političku zainteresiranost Srbije za ponovno stavljanje u pogon 400 kV mreže preko Slavonije u svezi njenog izvoza električne energije na "zapad"
- daljnje intenzivno ometanje stabilizacije elektroenergetskih prilika na ovom području kao jedno od sredstava pritiska i rata na ovom području Hrvatske.

Između ove dvije krajnosti (koji su kao takove i najmanje vjerojatne ali ne i nemoguće) postoji mnogo mogućih međustanja, koja čak mogu prelaziti iz jednog u drugi tijekom vremena. Potrebno je, a na osnovu prije spomenute političko-vojne analize, ovakova moguća stanja što točnije detektirati, kvantificirati njihovu vjerojatnost pojave i trajanja i na osnovu toga poduzeti odgovarajuće korake, procjenjujući pri tome polučene efekte, ali i novac, te napose vrijeme za izvođenje takovih zahvata.

Navodimo jedan mogući zahvat:

Danas su u jednoj TS 400/110 kV u Slavoniji (TS Ernestinovo) instalirana dva transformatora 400/110 kV po 300 MVA.

Obzirom da se na području Slavonije vidi potreba za trećim transformatorom 400/110 kV, 300 MVA (predvidivo 1995. odnosno 2005. godine zavisno o predviđenom opterećenju), te kako se, prema jednom starijem planu, na području Našice - Kutjevo predviđala izgradnja jednog 400 kV postrojenja, bilo bi moguće razmišljati o jednoj TS 400/110 kV Našice (uslovno), s tim da bi se odgovarajuća pojačanja u 110 kV mreži izvodila u skladu sa već postojećim planovima za to.



Ovako ostaju svi vodovi 400 kV u funkciji s tim naponom (osiguran tranzit), transformacija 400/110 kV u Slavoniji je decentralizirana na 2 lokacije što je sigurno bolje, no za realizaciju svega toga treba mnogo sredstava s aktivnosima koje bi

trajale 3-4 godine (u idealiziranim okolnostima). Međutim pouzdanost napajanja na razini 400 kV ostaje uglavnom kao do sada (s aspekta vodova), pa su opet nužne političke procjene u svezi toga, uključivo i procjenu mogućih diverzantskih napada na DV 400 kV na prolazu kroz današnja krizna područja (na pr. Bučje)!

Krajnje istočno subpodručje ovog dijela Hrvatske (Vukovar - Nijemci - Ilok) sa maksimalnim opterećenjem reda 45 MW (1988. godine) trebalo bi, s aspekta 110 kV mreže, rješavati tako da isto bude neovisno o 110 kV povezanosti s mrežom Srbije (sada DV 110 kV Nijemci - Šid, u budućnosti je bio predviđen DV 110 kV Ilok - B. Palanka). Nameće se kao prirodno izvedba jedne prstenaste 110 kV mreže Vukovar 1 (postojeća TS) - Vukovar 2 (planirana TS) - Ilok (predvidiva TS) - Nijemci (postojeća TS) - Vukovar 1. Napajanje ovakovog podsistema osiguralo bi se iz TS 400/110 kV Ernestinovo preko postojećih i pojačanih DV 110 kV te iz TE-TO Borovo (25 MW), uz koju se je, radi poboljšanja toplinske iskoristivosti, razmatrala i dogradnja 1-2 plinska bloka po 46 MW (priključak na TS 110/x kV Vukovar 1).

Za opravdanje izgradnje jedne takove mreže trebaju se razmotriti slijedeći čimbenici:

- razvoj vojno-političke situacije na razmatranom području i njegovom okruženju
- tempo sanacije ratnih oštećenja
- opća sigurnost na tome graničnom području prema Srbiji, te opća politika obnove i izgradnje nekih većih potrošača električne energije (negativno slično iskustvo na području Slavonije u periodu 1948-1955.)
- budućnost Kombinata Borovo kao velike industrije (20.000 uposlenih) i velikog potrošača električne energije, te u svezi toga daljnja izgradnja navedene TE-TO sa osnovnom (25 MW) i eventualno dodatnom snagom (1÷2x46 MW)
- odnosi (budući) s elektroprivredom Srbije.

U slučaju da se odluči na izgradnju takove mreže kao i PTE Borovo priključenu na 110 kV dodatno treba razmotriti kako obnavljati TS Vukovar 1 - sa glavnim i pomoćnim sabirnicama 110 kV kao do sada ili sa 2 sustava glavnih sabirnica 110 kV što je primjerenije za jednu takovu središnje-pojnu točku 110 kV mreže.

Dakle opet veoma mnogo pitanja koja sva počivaju na osnovnom pitanju, čiji odgovor mi (HEP) ne znamo: razvoj vojno-političke-sigurnosne situacije na širem području Vukovara!

U izgradnji su pojedine dionice DV 110 kV preko otoka Krk, Rab i Pag do Nina, neke u provizornom pogonu sa 35 kV.

Vršna opterećenja navedenih perifernih TS-ca bila su (1988. godina):

- TS Zadar (+ Nin): 58 MW
- TS Biograd : 14 MW

Na navedenom području neprijatelj se je koristio sistematskim napadajima na elektroenergetska postrojenja kao metodom pritiska na hrvatsko pučanstvo. Tako je:

- zrakoplovima napadnuta i oštećena TS 220/110/35 kV Bilice,
- u stalnom su prekidu svi DV 110 kV prema području pod nazdom federalne vojske i srbijanskih snaga:

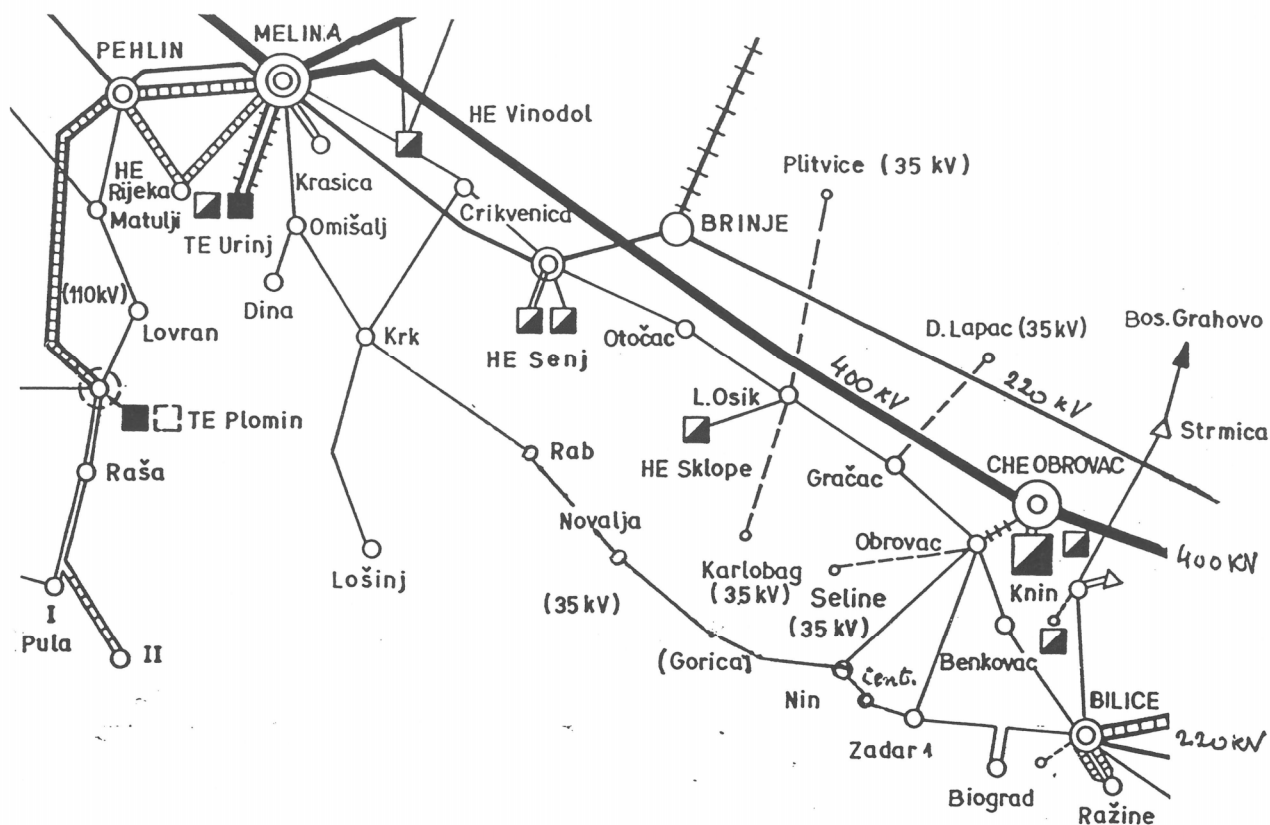
- * DV Bilice - Knin
- * DV Bilice - Benkovac
- * DV Obrovac - Zadar
- * DV Obrovac - Nin

- jedini za to područje napojni DV 110 kV Bilice - Biograd - Zadar bio je predmet sistematskih vojnih i diverzantskih akcija, pa je bilo nužno izvesti odgovarajuće provizorne zahvate na tome vodu kako bi se zaobišla najkritičnija ratna zona.

U normalnoj situaciji napajanje područja Zadar - Nin (a time i Paga) primarno je ovisno o stanju TS 400/110 kV Obrovac i 110 kV vodova iz iste, a koji su sada izvan pogona.

Ispitivanja su pokazala da bi se preko otoka Krk, Rab i Pag mogao napajati značajni dio konzuma Nin - Zadar - Biograd (reda 50 MW) uz prihvatljive napone na kraju voda. Međutim za realizaciju navedene otočke veze nužno je izgraditi više dionica zračno-kabelskih vodova 110 kV (Rab - Novalja, Gorica - Nin, Nin - Zadar) kao i više TS-ca 110/x kV (Rab, Novalja, Zadar - Centar), a za što u idealnim prilikama treba 4-5 godina. Međutim, kako izgradnja ovog voda dugoročno rješava napajanje otoka Raba i Paga, ovu ideju treba podržati kao sistemski korisnu.

./..

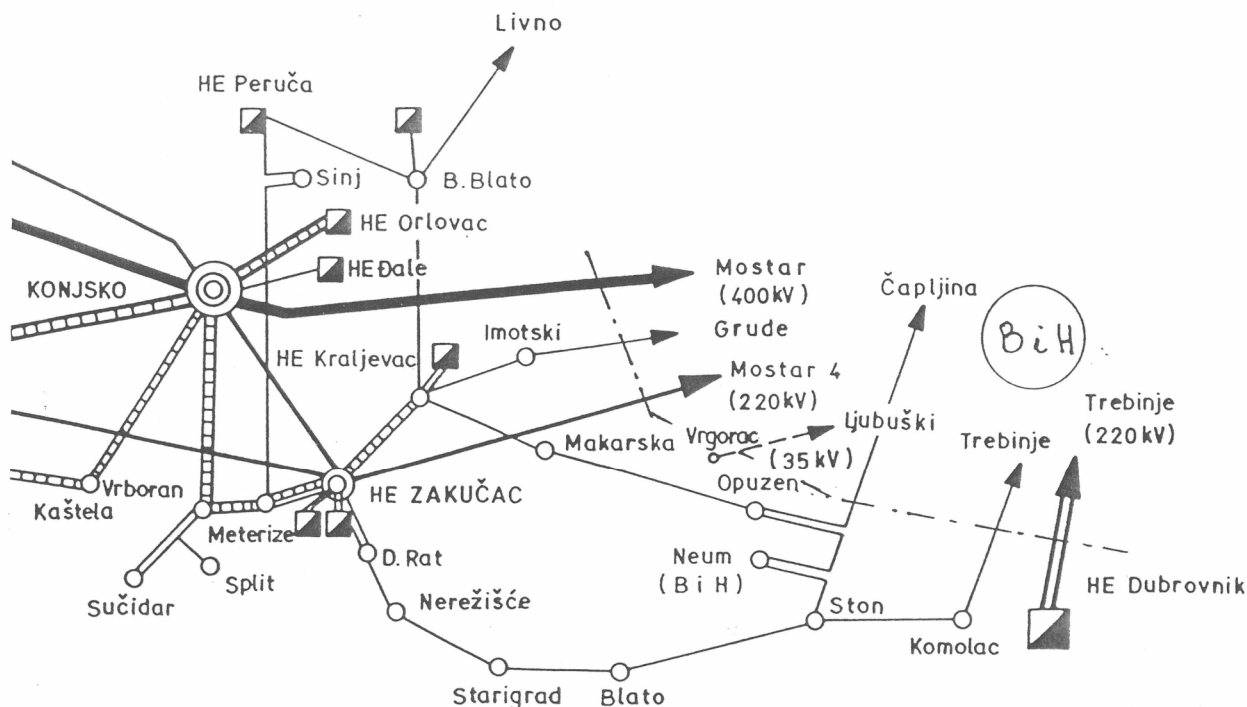


Prema tome i ovdje je uredno napajanje razmatranog područja izravno ovisno od načina i vremena saniranja vojno-političke situacije na okolnim kriznim područjima (prvenstveno Obrovac).

5.3. Područje Dubrovnika

Područje Dubrovnika (grad i okolica) napaja se iz TS 110/35/10 kV Komolac (2x40 MVA, 1963. god.) za koju je osnovna pojna točka TS 400/220/110/35 kV Trebinje (B i H) s vezom preko DV 110 kV Trebinje - Komolac (Al/č 150 mm² 18 km, 1969.).

Druga pojna točka je TS 400/220/110 kV Mostar odnosno HE Zakućac, no obzirom na dugačke 110 kV vodove od istih sa mnogo interpoliranih TS-ca 110/x kV iz tih smjerova se ne može u potpunosti snabdjevati ovaj konzum koji je u II mjesecu 1991. godine dosegao iznos od 41,5 MW. Normalni tokovi energije su bili od TS Trebinje preko TS Komolac do TS Ston pa i dalje.

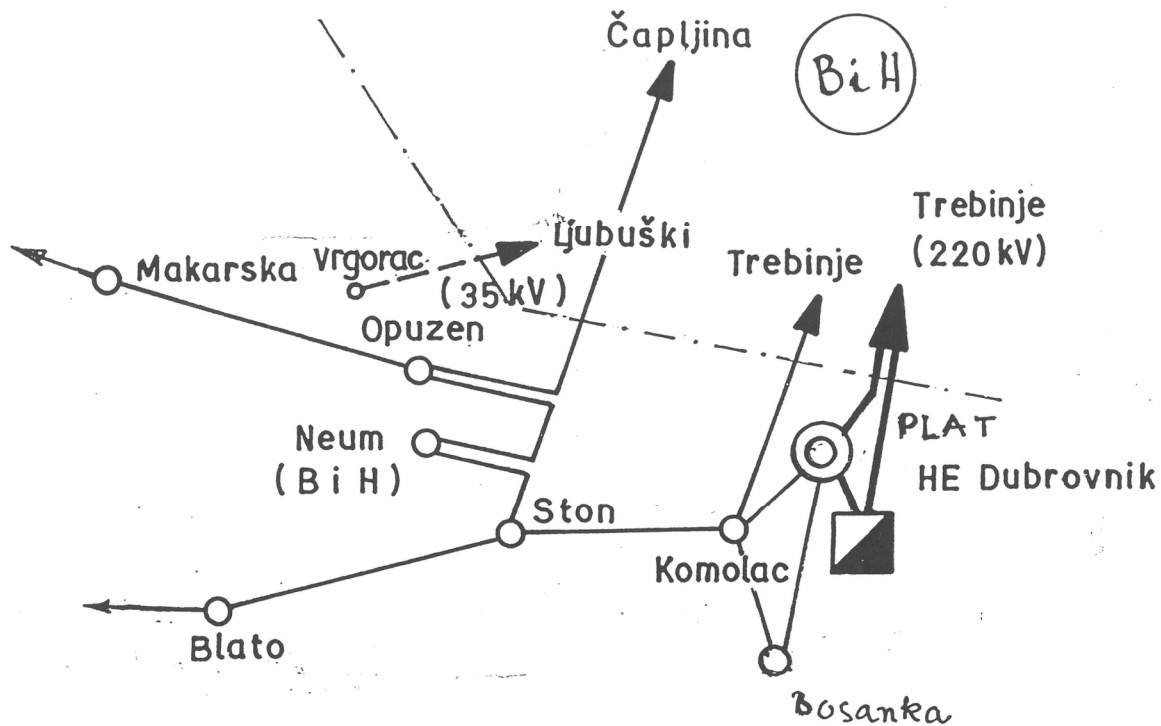


HE Dubrovnik sa svoja dva agregata po 108 MW i godišnjom proizvodnjom od preko 1000 GWh je preko dva DV 220 kV priključena na TS Trebinje (B i H) i izravno ništa ne doprinosi snabdjevanju konzumnog područja Dubrovnik.

Obzirom na izloženo, a uzimajući u obzir:

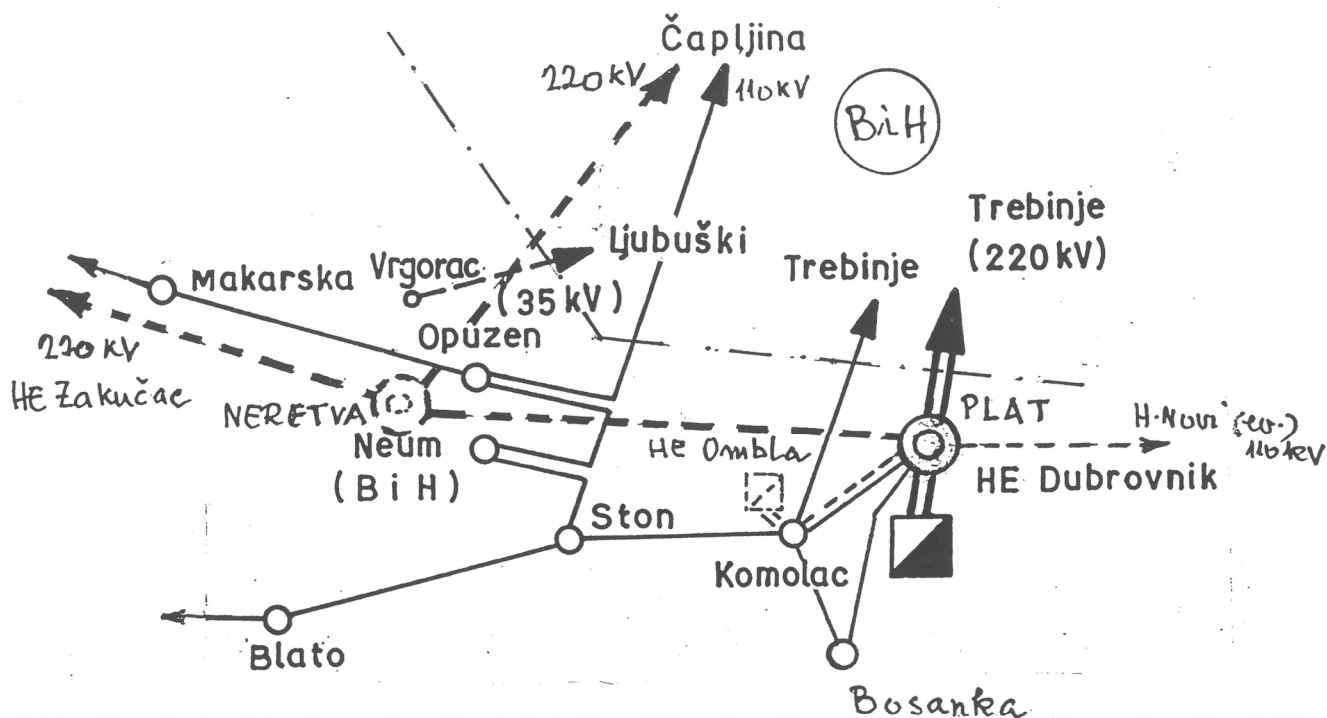
- ugroženost trase DV 110 kV od Trebinja zbog nevremena (ljeti i zimi),
- perspektivni razvoj potrošnje u gradu Dubrovniku i okolici,
- nekvalitetne odnose s elektroprivredom B i H oko podjele električne energije proizvedene u HE Dubrovnik

odlučeno je sredinom 1991. godine da se ova problematika početno riješi na način kako je prikazano na slijedećoj shemi:



Na lokaciji "Plat" gradila bi se jedna TS 220/110 kV (1 x 150 MVA u I etapi) i 110/35 kV (1 x 40 MVA u I etapi) uz priključak na 220 kV sabirnice iste jednog agregata iz HE Dubrovnik (108 MW) i jednog voda 220 kV za Trebinje. Time bi se preko 2 - 3 TS 110/35 kV i s odgovarajućim DV-ima 110 kV na potezu Plat - Dubrovnik postavila snažna početna mreža 110 kV koja bi se poslije razvijala, dograđivala i jačala prema potrebi. Konačna moguća vizija mreže "110 - 220 kV" na razmatranom području dana je na sljedećoj shemi:

./..



Iako su tijekom dosadašnjih ratnih operacija na dubrovačkom području teško oštećeni svi ovdašnji elektroenergetski objekti (HE Dubrovnik, TS 110/35/10 kV Komolac, DV 110 kV Ston - Komolac), sigurno je da je današnji razvoj političkih i vojnih zbivanja pozitivno djelovao u prihvatanju opravdanosti razvoja mreže 220-110 kV na tome području, a kako je ista naznačena na gornjoj shemi.

Obzirom na rješenja dana u odgovarajućem elaboratu, kao i po Upravnom odboru HEP-a usvojenoj dinamici aktivnosti, u novonastaloj situaciji trebalo bi razmotriti slijedeće detalje:

- da li na 220 kV sabirnice TS Plat blokove HE Dubrovnik i vodove za TS Trebinje priključivati postepeno (jedan po jedan) ili odmah ići na definitivno rješenje,
- da li u HE Dubrovnik ostaviti oba blok transformatora na 220 kV, ili se odlučiti (odnosno prostudirati mogućnost) za ugradnju jednog blok transformatora na 110 kV, čime bi se još čvršće HE Dubrovnik vezala na dubrovačku 110 kV mrežu,

- da li jako oštećeno 110 kV rasklopište u TS Komolac obnavljati u stilu tzv. jednostavnije tipske TS (jedan sistem sabirnica sekcioniran), ili obzirom na broj i značaj priključaka (2 postojeća DV, 3 moguća nova DV, 2 transformatora 110/35 kV, 2 bloka iz obližnje HE Ombla, odnosno ukupno 9 priključaka) projektirati i graditi (etapno) novo 110 kV postrojenje sa dva sistema glavnih sabirnica (dužina istih je $10 \times 10 = 100$ m, dužina sadašnjih sabirnica je $5 \times 9 = 45$ m),
- u novo nastaloj situaciji koja "elektropolitčki" sada opravdava navedenu staru ideju o obalnom DV 220 kV Plat - Neretva - HE Zakućac, odnosno HE Čapljina, odlučiti se kojim intenzitetom izvoditi studijsko-istražne radove u svezi realizacije ove ideje (pr. 5.2).

Razrješenje ovih pitanja biti će moguće po oslobodanju ovih područja, te nakon analize daljeg razvoja vojno-političkih zbivanja na istima (poznata je agresivnost tzv. SAO Hercegovina čije je središte u Trebinju) kao i budućih odnosa HEP-a sa elektroprivrednim institucijama u B i H a napose u Trebinju.

Pri svemu ovome posebno treba procjenjivati zajedničke interese u optimalnoj eksploataciji (i eventualnoj daljnjoj izgradnji ili modernizaciji) HE na Trebišnjici (kojoj pripada hidrološki i HE Dubrovnik) ali i opasnost od diverzija na elektroenergetskim objektima ovog područja od snaga dolazećih sa sjevera (Hrvatska je ovdje široka samo nekoliko kilometara, a kod Rijeke Dubrovačke samo stotinjak metara).

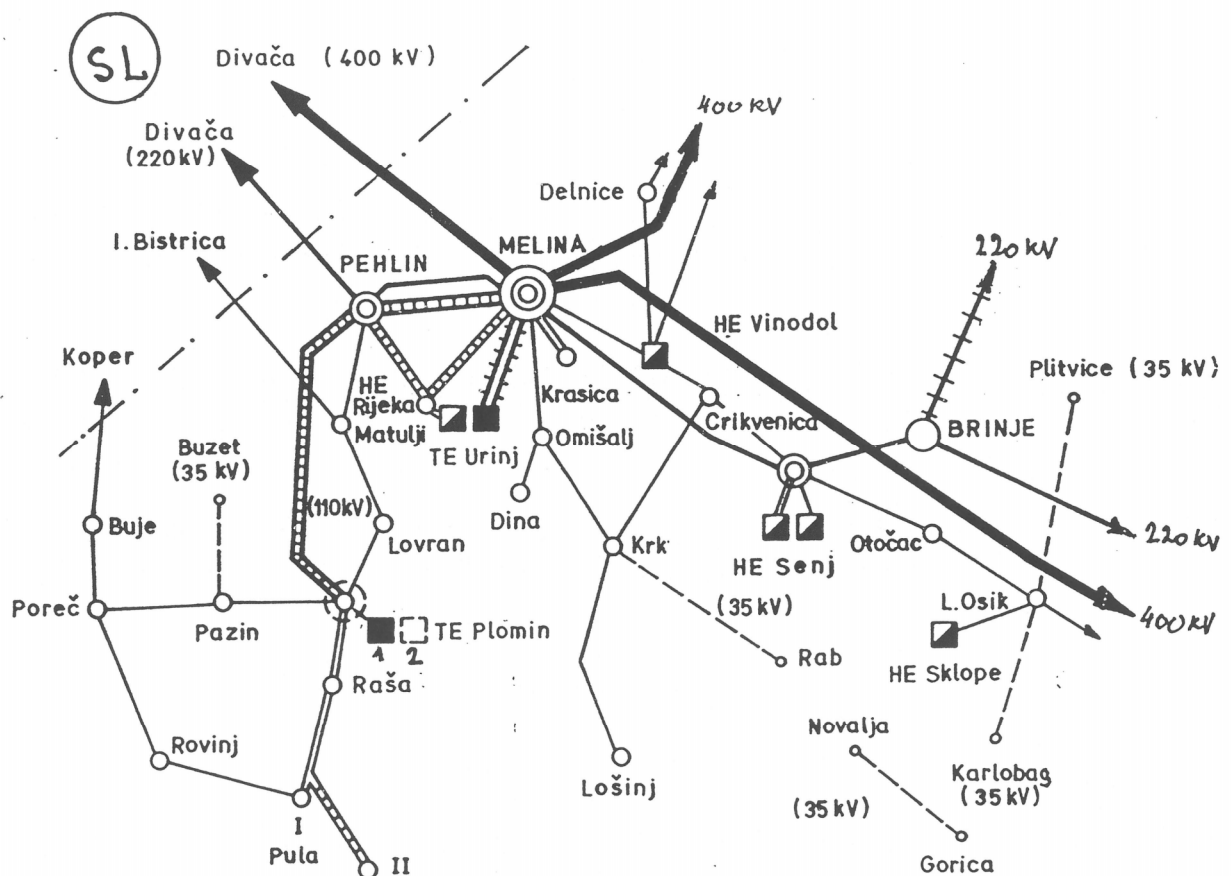
5.4. Područje sjevernog Jadrana

Za razliku od do sada razmatranih regiona, područje sjevernog Jadrana (Istra, Hrvatsko Primorje, kvarnerski otoci Cres, Lošinj, Krk, te otoci Rab i Pag) ostalo je uglavnom nezahvaćeno ratnim događajima u Hrvatskoj. Ovo je područje poslužilo kao privremeni azil za brojne prognanike iz ratom ugroženih područja Hrvatske, a gospodarstvo na istom te napose poljoprivreda u Istri postali su značajna materijalna osnovica za sadašnje vođenje rata, a što će sigurno biti i u skorajšnjem periodu obnove u razorenim dijelovima Hrvatske. U obnovi hrvatskog turizma vjerojatno će ovo područje (zbog svoje neoštećenosti, sigurnosti, tradicije i blizine zapadnoj Evropi) odigrati ulogu promotora i hrvatskog turističkog prozora u svijet. Zbog svega toga može se na ovom području očekivati i značajniji porast potrošnje električne energije, čak i u vremenu dok će na nekim ostalim

područjima ideal biti što prije dostignuće razine od prije rata (1989/90. godine).

U smislu izloženog, a što treba i stručno elaborirati te kvantificirati, HEP bi morao poduzeti akcije da taj regionalni "udar" izdrži i da se elektroenergetski prihvati i podržava takav razvoj.

Na razmatranom području danas je izgrađena i nalazi se u pogonu niže prikazana mreža i parcijalni EES:



Na prvi pogled se može zaključiti da bi problema s urednim napajanjem potrošača električnom energijom, a sa aspekta prijenosne mreže, moglo biti:

- na turistički veoma atraktivnoj zapadnoj obali Istre,
- u industrijsko-turističkom području PULE,
- u gradu Rijeci,
- na turistički veoma perspektivnim otocima Cres, Lošinj, Krk, Rab i u daljoj perspektivi Pag.

Dobro je da je razvoj prijenosne mreže na razmatranom području kvalitetno elaboriran kroz više novijih studija i da je tu uglavnom postojala dobra suradnja distribucije i prijenosa električne energije a i proizvodnje (TE - TS Plomin). Ostale su neke dileme na koje se želi upozoriti u smislu što hitnijeg razrješavanja istih.

5.4.1. Zapadna Istra - Pula

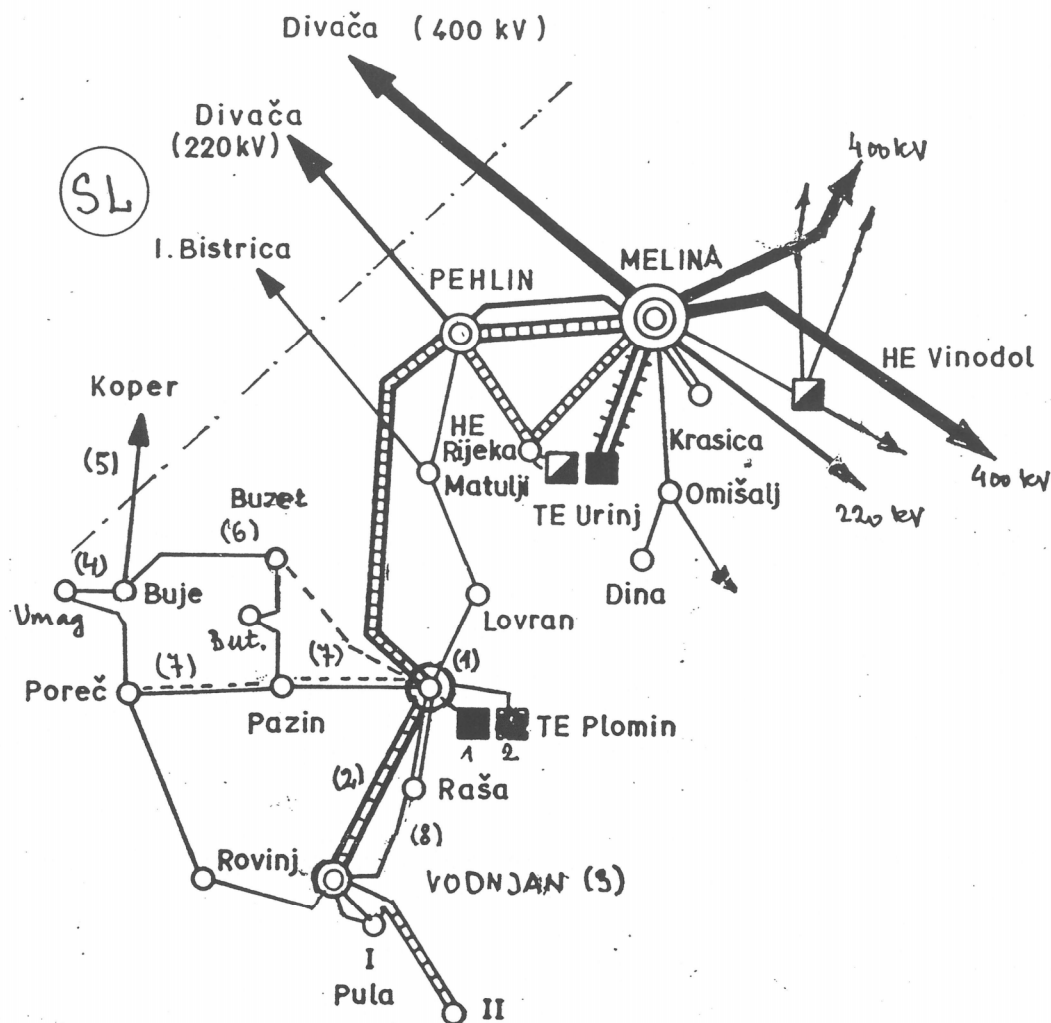
Prijenosna mreža na području Istre još je isključivo napona 110 kV; DV 2 x 220 kV Pehlin - Plomin u pogonu je sa 110 kV. U 220 kV postrojenju vezanom uz izgradnju TE Plomin 2 izvršena je gruba montaža u 220 kV rasklopištu, uključivo i postavljanje 2 transformatora 220/110 kV, 150 MVA. Zastoji u izgradnji TE Plomin 2 odrazili su se i na ovc postrojenje, s tim da se sada pojavljuje i problematika nužne rekonstrukcije 110 kV rasklopišta, načina lokalnog nadzora i upravljanja TS 220/110 kV Plomin te organizaciono-kadrovska problematika u svezi toga.

Studija o razvoju prijenosne mreže (400), 220 i 110 kV na području Istre do 2010. godine ukazala je na slijedeće probleme:

- do kada je moguće da za Istru TE-TS 220/110 kV Plomin egzistira kao jedina pojna točka 110 kV mreže,
- kada je nužno da se pojavi (i gdje) druga pojna točka ove mreže i kojeg primarnog napona,
- ovisnost rješavanja i pojačavanja nekih dionica 110 kV mreže o mogućoj ispo- moći iz Slovenije (Buje - Umag).

Jedna takova mreža Istre s naznačenim dilemama izgledala bi, a uz studijom prihvaćeni porast potrošnje električne energije (2-3% god.) kako je prikazano na slijedećoj shemi:

./..



- (1) TS 220/110 kV Plomin i pogon DV 2 x 220 kV Pehlin - Plomin sa 220 kV najkasnije do puštanja u pogon TE Plomin 2,
- (2) DV 2 x 220 kV Plomin - Vodnjan u pogonu s 110 kV oko 1995. godine, a pod 220 kV oko 2005. godine
- (3) TS 220/110 kV Vodnjan s raspletom 110 kV oko 2005. godine,
- (4) TS 110/x kV Umag (Katoro) s priključnim DV 2 x 110 kV do 1995. godine,
- (5) Energetske mogućnosti i event. pojačanja DV 110 kV Koper - Buje - nužan dogovor s ELES Ljubljana
- (6) Zatvaranje petlje Pazin - Buzet - Buje zavisno od smjera dobave energije i lokalnih potreba (Buzet, Butoniga)
- (7) Pojačanje DV 110 kV Plomin - Pazin (2 ili čak 3 voda) a i dalje prema Poreču zavisno od mogućnosti dobave energije iz Slovenije za konzum Buje-Umag.

- (8) Po puštanju u pogon DV 2 x 110 (22) kV Plomin - Vodnjan jedan (stariji) DV 110 kV Raša - Pula postaje nepotreban i može se demontirati.

Kao što je vidljivo iz izloženog, razvoj 110 kV mreže Istre na potezu Plomin - Pazin - Buje znatno ovisi o postignutom dogovoru sa ELES Ljubljana o razvoju 110 kV mreže na potezu Divača - Koper - Portorož (Lucija) - Buje, kao što je već prije navedeno.

5.4.2. Grad Rijeka

Napajanje velikih gradova električnom energijom uvijek je delikatan problem radi više faktora:

- razvoj grada i težišta konzuma u istom,
- usklađivanje razvoja prijenosne i distribucijske mreže u gradu,
- dugotrajne pripreme i izgradnja, te visoke cijene izvođenja objekata u gradu.

U slučaju grada tipa Rijeka ovi su problemi pojačani još nepoznanicom o stanju i razvoju industrijskih potrošača u tome gradu, disperziji ili koncentraciji privrede, tempa mehaničkog porasta stanovništva nakon rata (dolazak ljudi iz zaleđa - G. Kotar, Lika) i sl. Za ovakove aglomeracije, u današnje vrijeme, veoma je nesigurno preslikavanje prilika iz prošlosti u budućnost (ekstrapolacija krivulja potrošnje), jer se upravo sada nalazimo u prijelazu iz jednog društveno-ekonomskog sustava u drugi, s kojim još nemamo iskustva.

Na osnovu odgovarajuće studije iz 1991. godine stanje napajanja grada Rijeke je slijedeće (na nivou 110 kV):

- izvorišne točke:

* TS 400/220/110 kV Melina

400/220 kV - 2 x 400 MVA

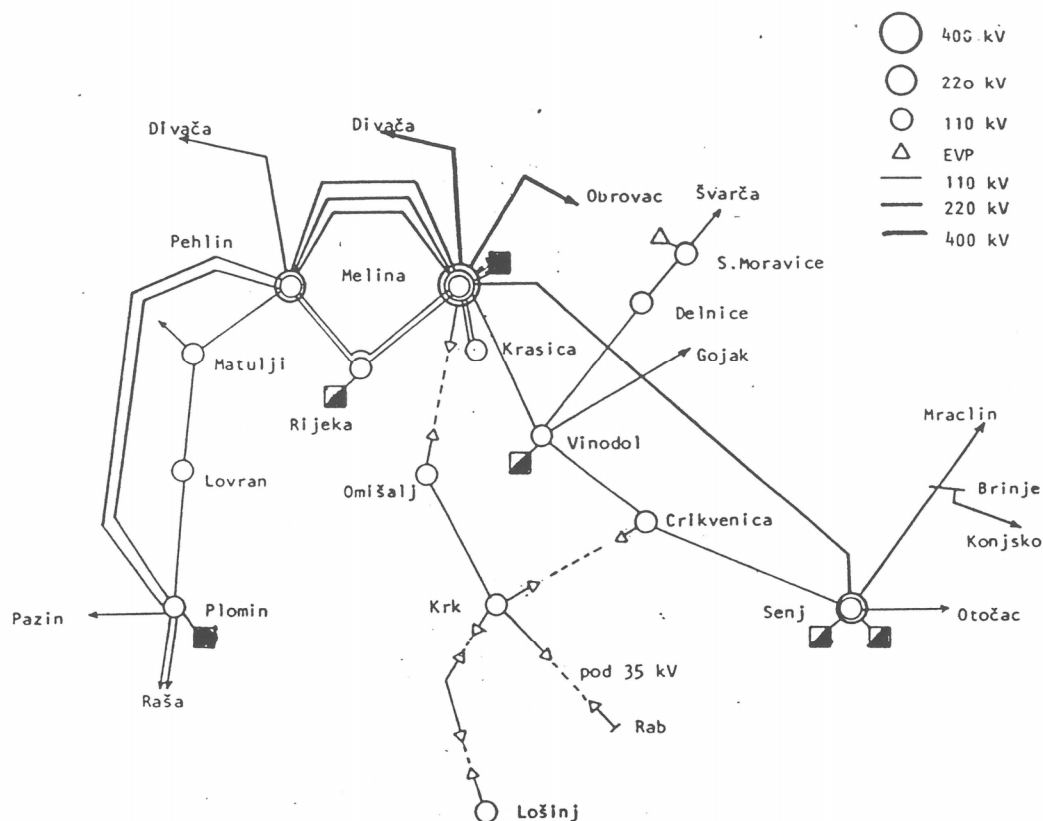
220/110 kV - 2 x 150 MVA

* TS 220/110/35 kV Pehlin

220/110 kV - 2 x 150 MVA

* HE Rijeka - 2 x 18 MW/110 kV

./..

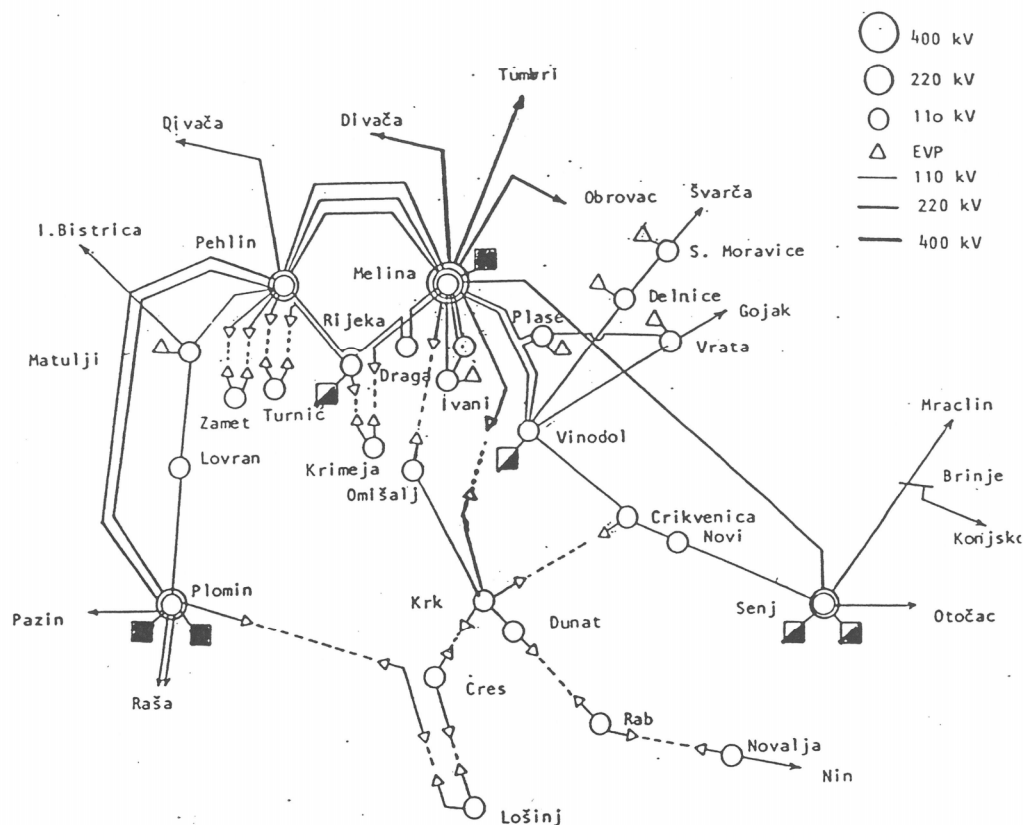


Distribucijska gradska mreža napaja se iz:

Objekat	Str.inst.	P _{max.} 1989.
* TS 110/35 kV Pehlin,	2 x 40 MVA	58 MW
* TS 110/35 kV Rijeka (1)	2x40 + 1x31,5 MVA	54 MW
* TS 110/35 kV Krasica	2 x 40 MVA	33 MW
UKUPNO: (Σ P _{max})		145 MW

Obzirom na ovo dosta visoko opterećenje postojeće transformacije 110/35 kV, u studiji se predlaže izgradnja po jedne nove TS 110/x kV na području grada u svakom petogodištu s tim da se do 1997. godine predviđa i izgradnja više EVP 110/25 kV vezano za elektrifikaciju pruge Zagreb - Rijeka s 25 kV, 50 Hz (sada je tako izvedena samo dionica Zagreb - Moravice, dok je dalje do Rijeke još u pogonu stari sistem s 3 kV DC).

Na recenziji odgovarajuće studije ocjenjeno je da je ovakav razvoj 110 kV mreže na području Rijeke realan, s primjedbom da bi još trebalo istražiti mogućnosti etapne izgradnje iste, zajedničkog lociranja nekih TS i EVP-a kao i jedno racionalnije rješenje 110 kV kabelskih vodova u gradu. Konačna bi mreža nazivne 2005. godine na ovom području izgledala (studijsko rješenje) kako je prikazano:



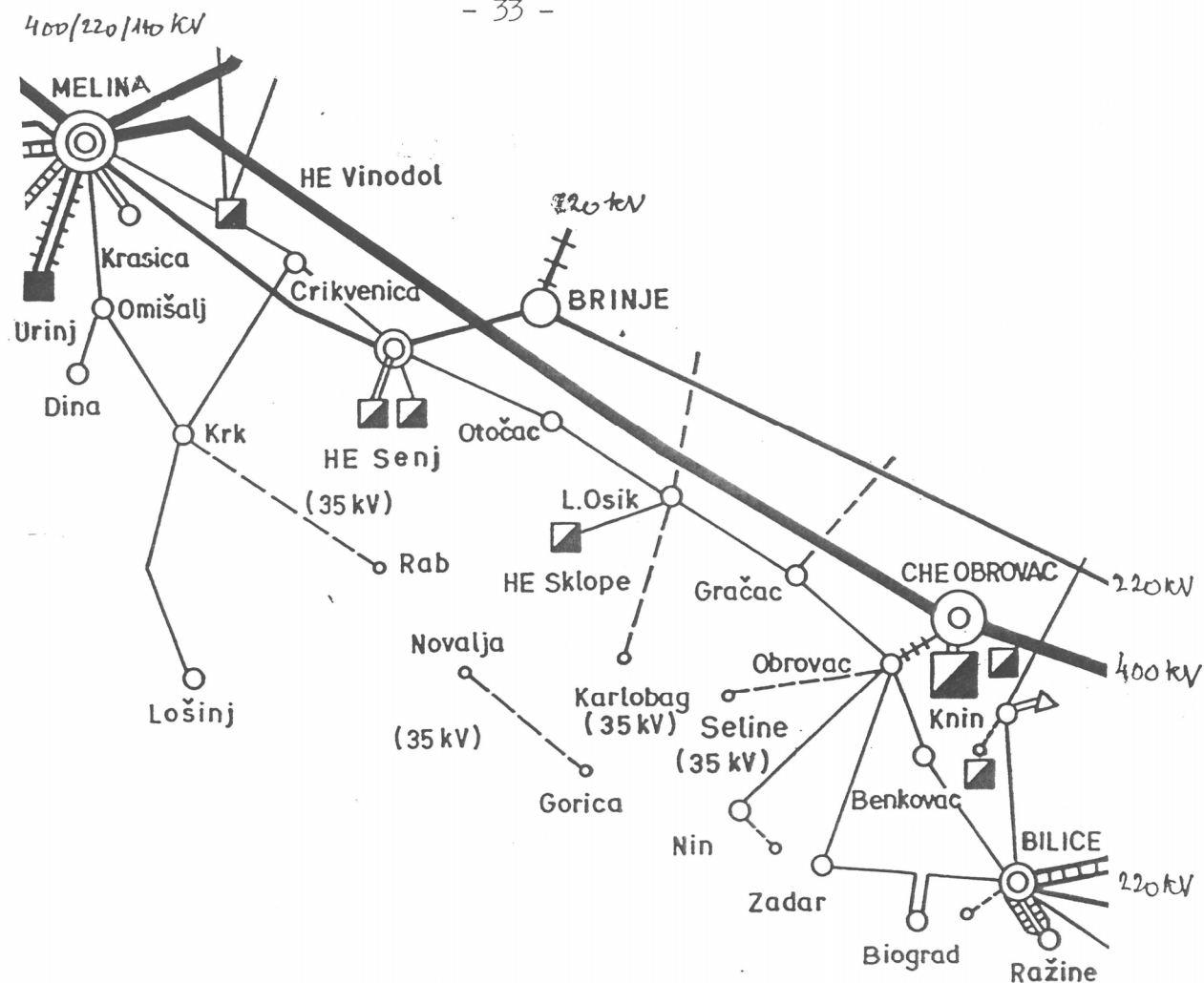
5.4.3. Kvarnersko - primorski otoci

Navedeni otoci (Cres, Lošinj, Krk, Rab, Pag) ostvarili su veliki trend porasta maksimalne snage (turizam društveni i privatni), čak i u doba privredne recesije. Očekuje se da bi po prestanku rata moglo doći do snažnijeg razvoja ove privredne grane pa time i potrošnje električne energije. Postoji bojazan da bi nestašica električne energije prouzrokovana nedovoljnom izgrađenosti prijenosno - distribucijske mreže odnosno nedovoljna sigurnost u dobavi iste potrošačima mogla postati jedna od značajnih kočnica razvoja turizma (a i drugih aktivnosti) na rečenim otocima.

Ovaj je problem studiran kroz više aspekata, pa se je došlo do slijedećih zaključaka:

- sadašnja mreža 110 kV (stanje 1991. godine) je nedovoljna da prati uočeni razvoj.

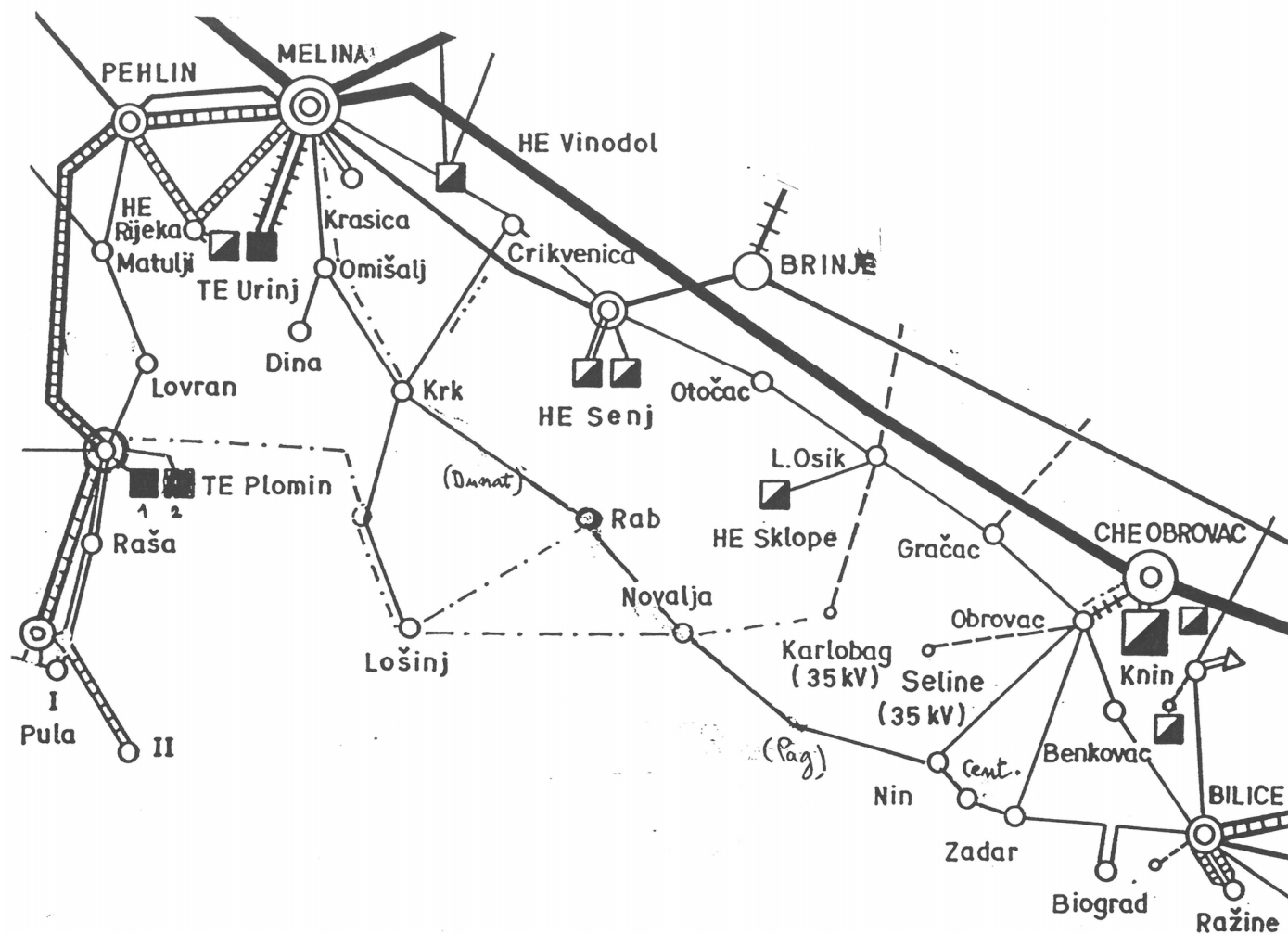
./..



Stanje mreže 1991. godine

- treba nastaviti izgradnju magistralnog zračno-kabelskog voda 110 kV Krk..Rab..Pag..Nin.....Zadar, u kojeg se po potrebi mogu interpolirati TS 110/x kV Rab, Novalja, Zadar - Centar, a poslije i Dunat (Krk) te Pag.
- ovako izgrađena mreža može, i pored izvjesnih poteškoća zbog previsokih napona pri niskim opterećenjima i ispadima, napajati i područje Zadra do nekih 50 MW,

./..



--- pojačanja mreže 110 kV

- kasnije će trebati izvesti poprečna pojačanja navedene mreže (na pr. vod Plomin - Cres, Lošinj - Novalja/Rab) kao i pojačanja na kopnu (zamjena kabela Crikvenica - O. Krk, pojačanje transformacije 400/110 kV u CHE Obrovac i DV CHE - TS Obrovac i sl.), a kako je prikazano na gornjoj slici (stanje oko 2000. god.).

5.5. Područja trenutno izvan kontrole hrvatskih vlasti i HEP-a

Trenutno se izvan kontrole hrvatskih vlasti nalaze područja istočne i zapadne Slavonije, Banije, Korduna, Like, sjeverne Dalmacije, Dalmatinske Zagore i južne Dalmacije (Dubrovnik), pa su i objekti prijenosne mreže na tim područjima izvan kontrole HEP-a. Prilike na jednom dijelu ovih područja (s aspekta prijenosa električne energije) su već razmatrane (ist. Slavonija, Zadar-Biograd, Dubrovnik).

Preostali dio ovih područja spada uglavnom u grupaciju tzv. nerazvijenih područja karakteriziranih velikim prostranstvima, malom gustoćom stanovništva, odsustvu većih gradskih naselja kao i većih potrošača električne energije. U bivšem režimu investiranja na tim područjima bila su uglavnom opravdana političkim a ne gospodarstvenim argumentima, a što je, pri iole ozbiljnijim gospodarstvenim stresovima, imalo odraza na tako zasnovane industrijske i slične objekte (na pr. "slučaji" Obrovac, Knin, Vojnić i drugi).

Elektroprivredni objekti (pa prema tome i objekti prijenosne mreže) na tim su područjima ratom djelomično oštećeni (s tim da još nije moguće utvrditi ukupni obim štete) i nalaze se izvan pogona, no djelomično su, na osnovu raspoloživih saznanja u pogonu, makar i sa sniženim naponom (TS-ce Gračac, Obrovac, Knin, Benkovac s odgovarajućim DV 220 i 110 kV, vjerojatno TS-ce Petrinja i Glina, a možda i još neki).

Redovni pogon ovih objekata (po makar djelomičnoj sanaciji istih) zavisi od skorašnjeg razvoja vojno-političke situacije na tim područjima (dolazak mirovnih snaga UN, status HEP-a u svezi tih objekata), a pogotovo o daljem razvoju političkog stanja.

Kako je dosadašnji razvoj prijenosne mreže na tim područjima bio pod snažnim djelovanjem političkih faktora (tzv. elektropolitičko investiranje) za očekivati je da će i nadalje na ovim područjima političke odluke biti jako utjecajne za obnovu i daljnji razvoj elektroprivrednih objekata.

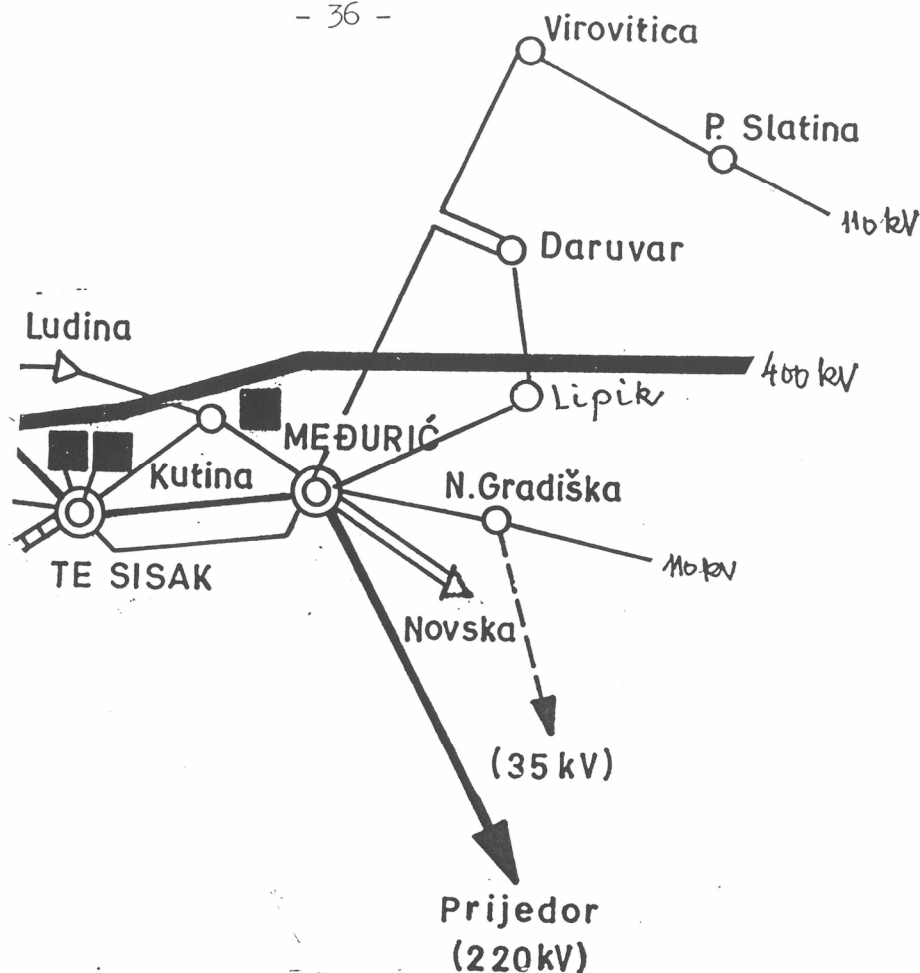
Moguće su, kao karakteristične, tri solucije:

- stanje izgrađenosti kao prije rata,
- niži nivo i usporavanje izgrađenosti nego prije rata obzirom na (vjerojatno) smanjenje pučanstva
- viši nivo i ubrzavanje izgrađenosti nego prije rata obzirom da bi za Hrvatsku bio, napose s međunarodnih aspekata, poželjan pozitivni "image" u svezi razvoja ovih krajeva napućenih pretežno sa srpskim stanovništvom.

Na tim područjima, a s aspekta razvoja prijenosnog sustava, interesantni su slijedeći objekti:

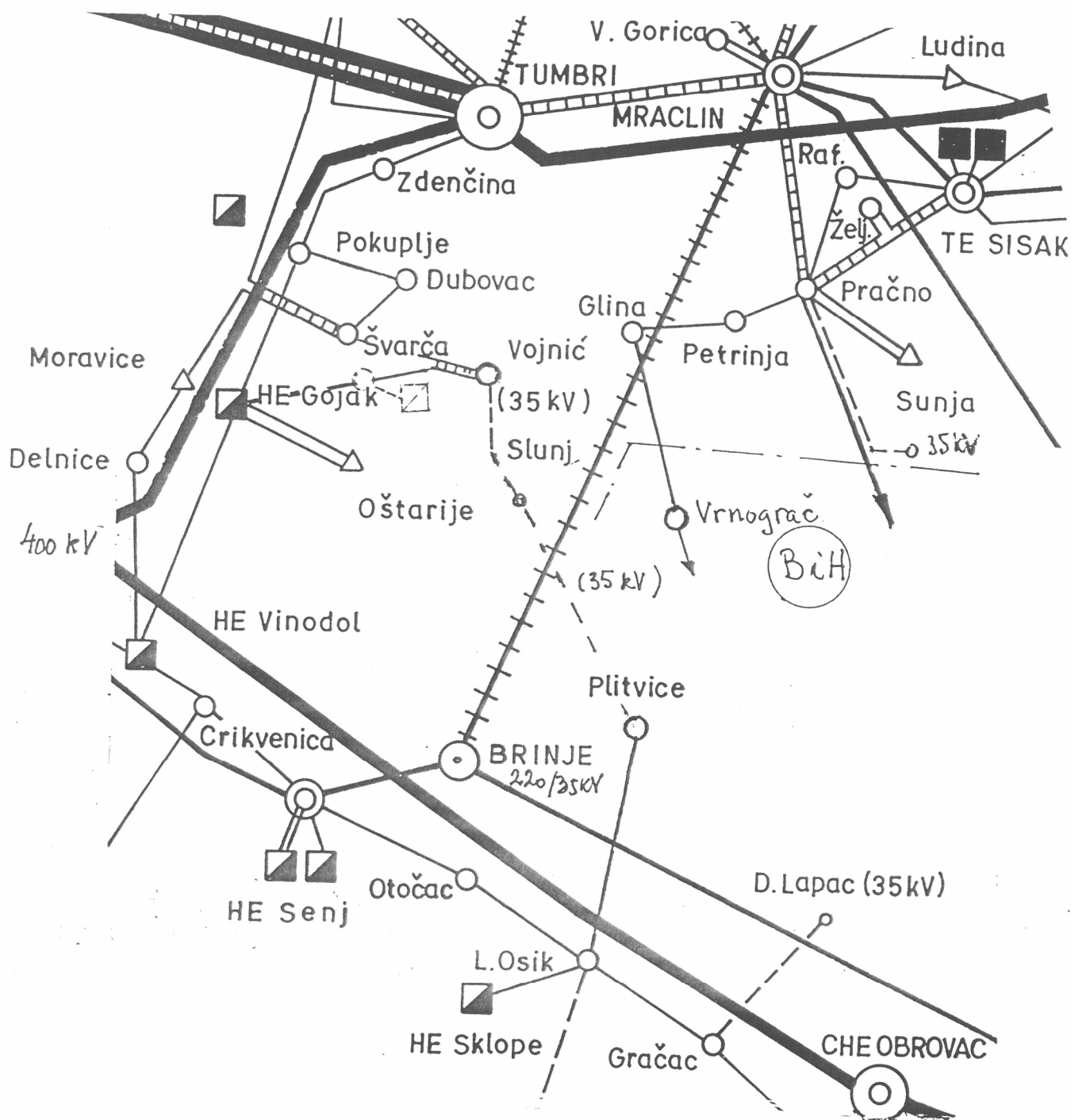
- zapadna Slavonija

* TS 110/x kV Lipik/Pakrac prvenstveno obzirom na proširenje i modernizaciju Tvornice stakla Lipik (ali i ostale industrije) sa DV 110 kV Međurić - Lipik/Pakrac i Lipik/Pakrac - Daruvar.



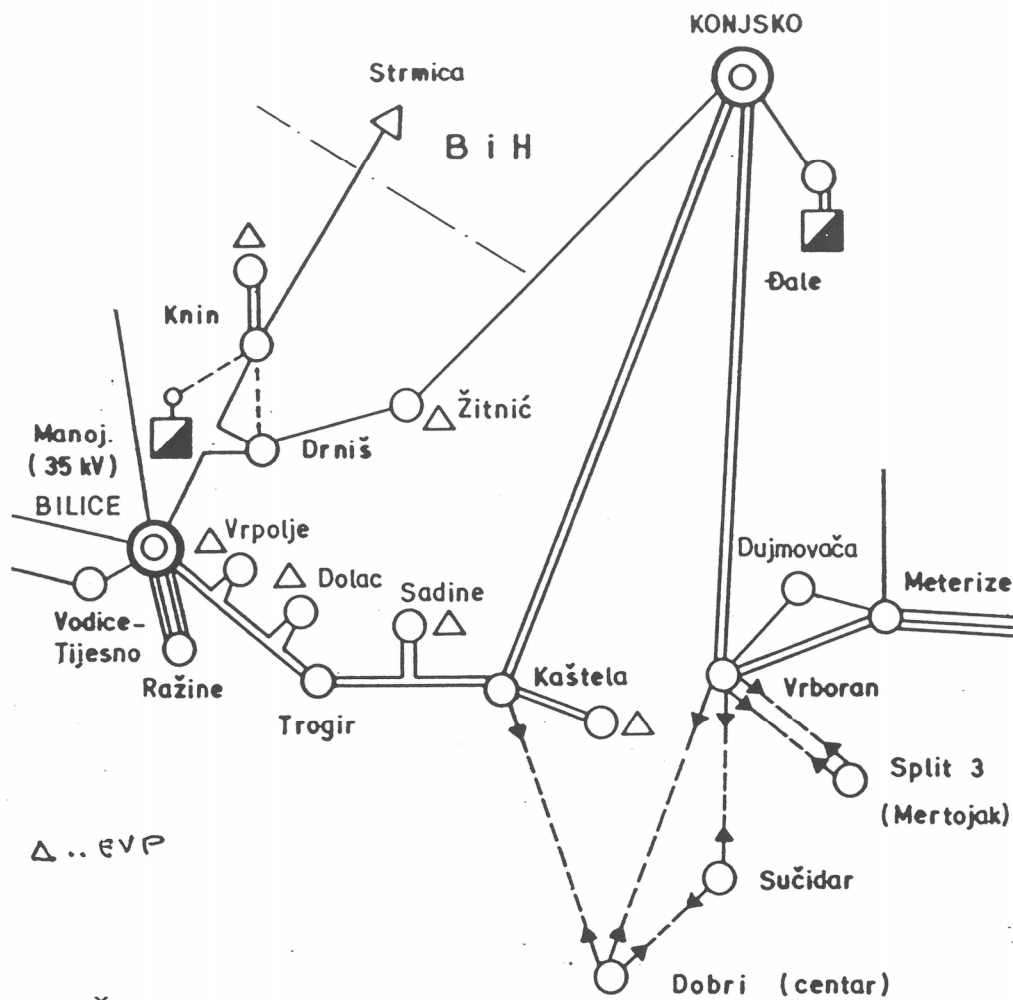
- Banija, Kordun, Lika

- * DV 110 kV Glina - Vrnogroč sa prvenstvenom zadaćom osiguranja dvostranog napajanja nivou 110 kV poljoprivredno - industrijskog kompleksa "Agro-komerc" V. Kladuša, što ujedno omogućava i izvjesno rezervno napajanje konzuma Glina - Petrinja (prije rata radijalno napajano od TE - TS Sisak),
- * revitalizacija snijegom srušenog DV 2 x 110 kV Pračno - Una (B i H), od interesa i za konzum Hrv. Kostajnice (ali i Bos. Kostajnice), jer bi jedna trojka ovog DV bila u pogonu s 35 kV radi osiguranja 35 kV zamke Pračno - Hrv. Kostajnice - Sunja - Pračno,
- * TS 110/x kV Vojnić s DV 110 kV Švarča (HE Lešće, Lučica) - HE Gojak, što pored poboljšanja napajanja konzuma Vojnića ujedno ojačava napajanje Slunja, dovodeći u mogućnost intenzivnijeg korištenja DV 110 kV Vojnić - Slunj u pogonu s 35 kV,
- * TS 110/x kV Plitvice što osim za to područje omogućava i kvalitetnije napajanje Korenice i Udbine s 35 kV a ujedno omogućava DV 35 (110) kV Plitvice - Slunj za još kvalitetnije "podbočivanje" konzumnog područja Slunj,
- * TS 220/35 kV Brinje (zamišljeno već u programu obnove), čime dugački i ne-kvalitetni DV 35 kV Otočac - Ž.Lokva dobija izvorišnu točku i s druge strane.



- Središnja Dalmacija, Dalmatinska Zagora

- * TS 110/x kV Drniš sa priključkom na DV 110 kV Bilice - Knin (donesena odluka UO HEP-a)
- * pojačanja 110 kV mreže sa izgradnjom DV 110 kV Drniš - Konjsko i DV 2 x 110 kV Bilice - Trogir u svezi interpolacije u iste pet EVP 110/25 kV (elektrifikacija pruge Knin - Split/Šibenik).



6. ZAKLJUČAK

Na osnovu analiziranja stanja iz neposredne prošlosti (1989. god.) i sadašnjosti utvrđeno je sljedeće:

- prijenosna mreža 400, 220 i 110 kV Hrvatske elektroprivrede imala je prije započinjanja ratnih operacija na području Republike Hrvatske, a obzirom na njenu izgrađenost i smještaj u svome okruženju, kao dio JEES-a bivše Jugoslavije, višestruku energetske funkcije:

- * prijenos električne energije proizvedene u elektranama u Hrvatskoj do mjesta predaje potrošačima (distribucija i direktni potrošači),
- * prihvata od okolnih elektroprivreda nedostajuće električne energije konzuma Hrvatske i dalji prijenos iste do mjesta predaje potrošačima,
- * tranzit električne energije za potrebe okolnih republičkih elektroprivreda ili trećih zemalja

- ne raspolažući kvalitetnim izvorima primarnih energenata, Hrvatska je na različite načine investirala u izvore električne energije, a izvan teritorija Republike Hrvatske, odnosno u izvore koji nisu izravno spojeni na prijenosnu

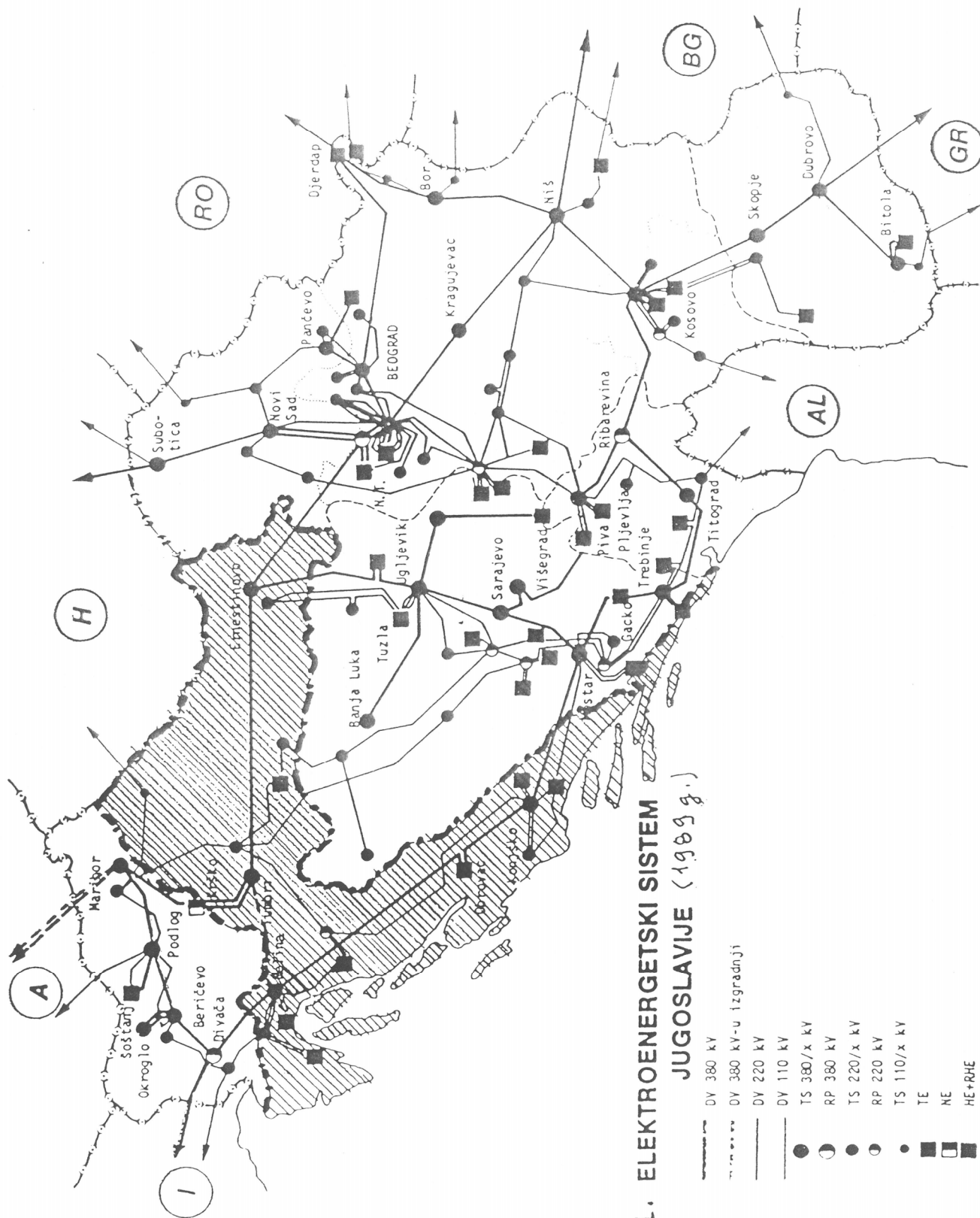
mrežu HEP-a. Tako je u usporedbi s oko 3300 MW instaliranih snaga u elektranama u Hrvatskoj investirala u još oko 1000 MW u elektrane izvan Hrvatske, s tim da su te "vanjske" elektrane uglavnom više energetske kvalitete (elektrane u Hrvatskoj zadovoljavale su naš konzum u pravilu s manje od 50% s aspekta energije),

- zbog nepovoljne raspodjele primarnih energenata, neka su, i to veoma značajna područja, u napajanju električnom energijom izravno zavisila o stanju i izgradenosti prijenosne mreže (na pr. Slavonija, južna Dalmacija, sjevero-zapadna Hrvatska obzirom na odnos proizvodnje i potrošnje energije),
- za ispunjavanje navedenih funkcija, a obzirom na geografski položaj i oblik Hrvatske, prijenosna mreža HEP-a ostvarila je brojne interkonekcije na svim naponskim razinama sa okolnim EES-ima Srbije, Bosne i Hercegovine, Slovenije i Mađarske, pa je ukupna razmjena sa susjedima bila u ekvivalentu od 80-90% vrijednosti konzuma Hrvatske,
- ratnim operacijama na području Hrvatske prekinuta je većina povezanih vodova sa Srbijom i BiH i oštećeni su te stavljeni izvan pogona brojni i značajni objekti prijenosne mreže, što je sve ugrozilo i značajno ometalo (uz kraće i duže prekide) snabdjevanje električnom energijom pojedinih područja, kao što su istočna Slavonija (Osijek, Vinkovci, Vukovar), sjeverna Dalmacija (Zadar, Biograd) te južna Dalmacija (Dubrovnik),
- obzirom na ovisnost snabdjevanja niza područja električnom energijom o stanju i ugroženosti objekata prijenosne mreže, nužno je prije obnove i definiranja daljnjeg razvoja iste, raspolagati s analizama i procjenama razvijanja političko-vojnih aktivnosti kao i stanja, te odnosa po završetku ratnih operacija,
- samo uz uvažavanje svih procjena može se optimalno pristupiti sanaciji i daljem razvoju prijenosne mreže, a što je ilustrativno prikazano na više primjera, kako za superponirano - interkonektivnu mrežu napona 220 i 400 kV, tako i za mrežu 110 kV,
- za definiranje i razvoj interkonektivne i povezne mreže trebati će u pogodnom trenutku uspostaviti kontakte sa susjedima obzirom na zajedničke interese u svezi pogona te mreže. Za revitalizaciju pogona 400 kV mreže trebati će koristiti međunarodnu zainteresiranost te odgovarajuće organe i institucije (na pr. UCPE i sl.),

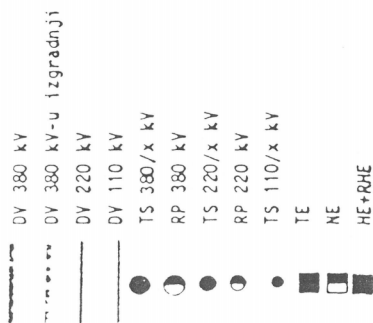
- posebni problem biti će obnova i daljnji razvoj prijenosne mreže na područjima Hrvatske koja su danas pod privremenom okupacijom, gdje će od primarnog značaja biti vojno-političke analize i procjene kao i politički efekti tih zahvata,
- obzirom na velika oštećenja prijenosne mreže u Hrvatskoj kao i dugotrajne i skupe zahvate u sanaciji iste, trebati će se prihvatiti činjenica da će pouzdano napajanje preko iste biti na određenim područjima osjetno smanjeno i da se neće moći garantirati dosadnja standardna sigurnost napajanja pri smetnjama tipa (N - 2) za EES odnosno (N - 1) za prijenosnu mrežu.

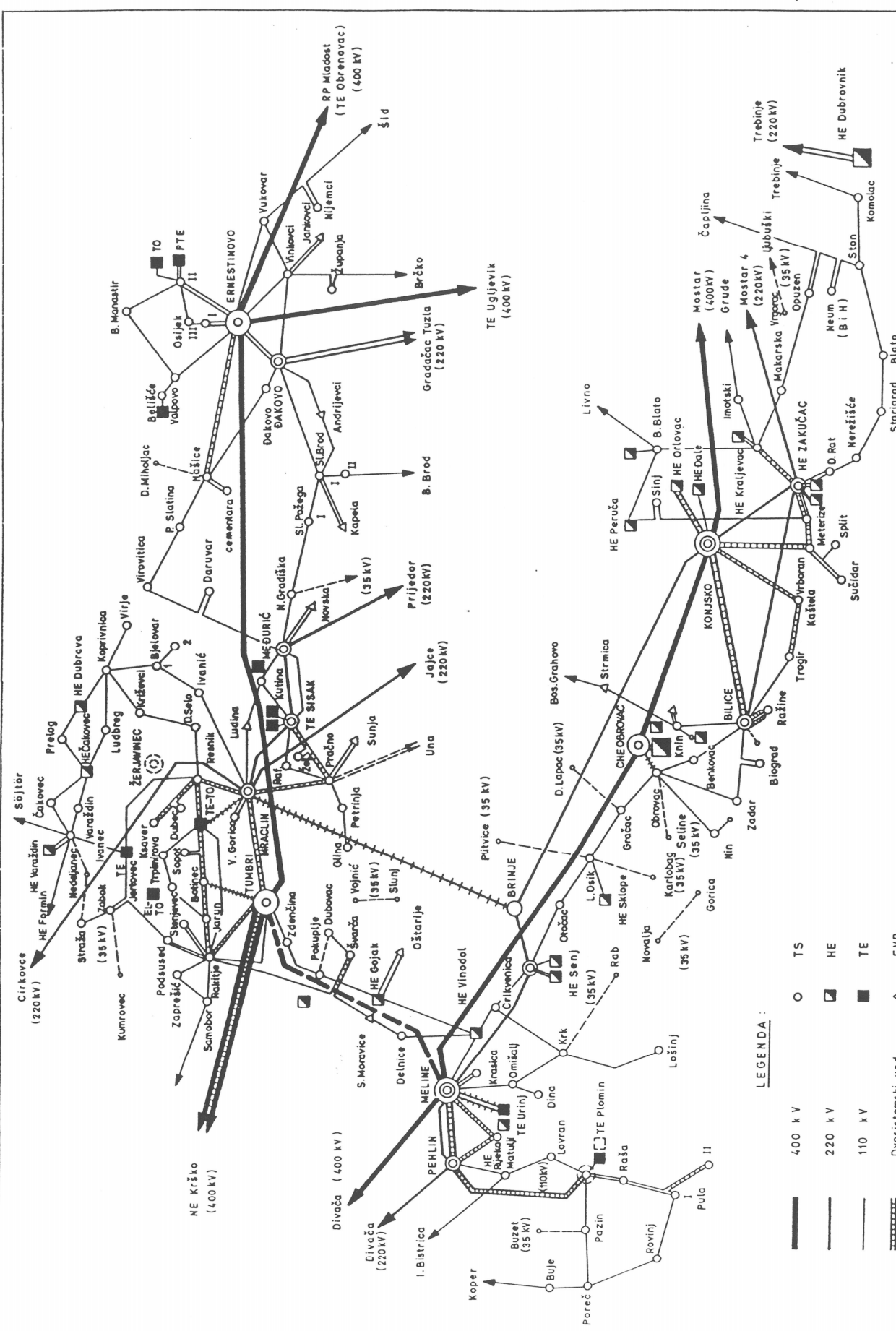
7. PRILOZI

1. Elektroenergetski sistem Jugoslavije s mrežom 400 i 220 kV (1989.)
2. Prijenosna mreža Hrvatske 400, 220 i 110 kV (1992.)
3. Bilanca električne energije u EES Hrvatske (1989. god.)
4. Tokovi razmjene električne energije i uvoz-izvoz (1989.)
5. Predvidivi razvoj mreže 400 i 220 kV središnjeg i zapadnog dijela EES-a bivše Jugoslavije (B i. H, Hrvatska, Slovenija)
 - 5.1 Stanje 1995. god.
 - 5.2 Stanje 2000. god.



1. ELEKTROENERGETSKI SISTEM
JUGOSLAVIJE (1989 g.)





LEGENDA :

- 400 kV
- 220 kV
- 110 kV
- Dvosistemski vod
- Vod sa vodičima snopu
- DV 110 kV u pogonu 35 kV
- TS
- HE
- TE
- EVP

Datum			Ime			Mjerilo		
05. / 91.			ing. Radmilović			2.		
Sustav			M. Galoš			Lst Br.		
Crtao			M. Galoš					
Projekcio			M. Galoš					

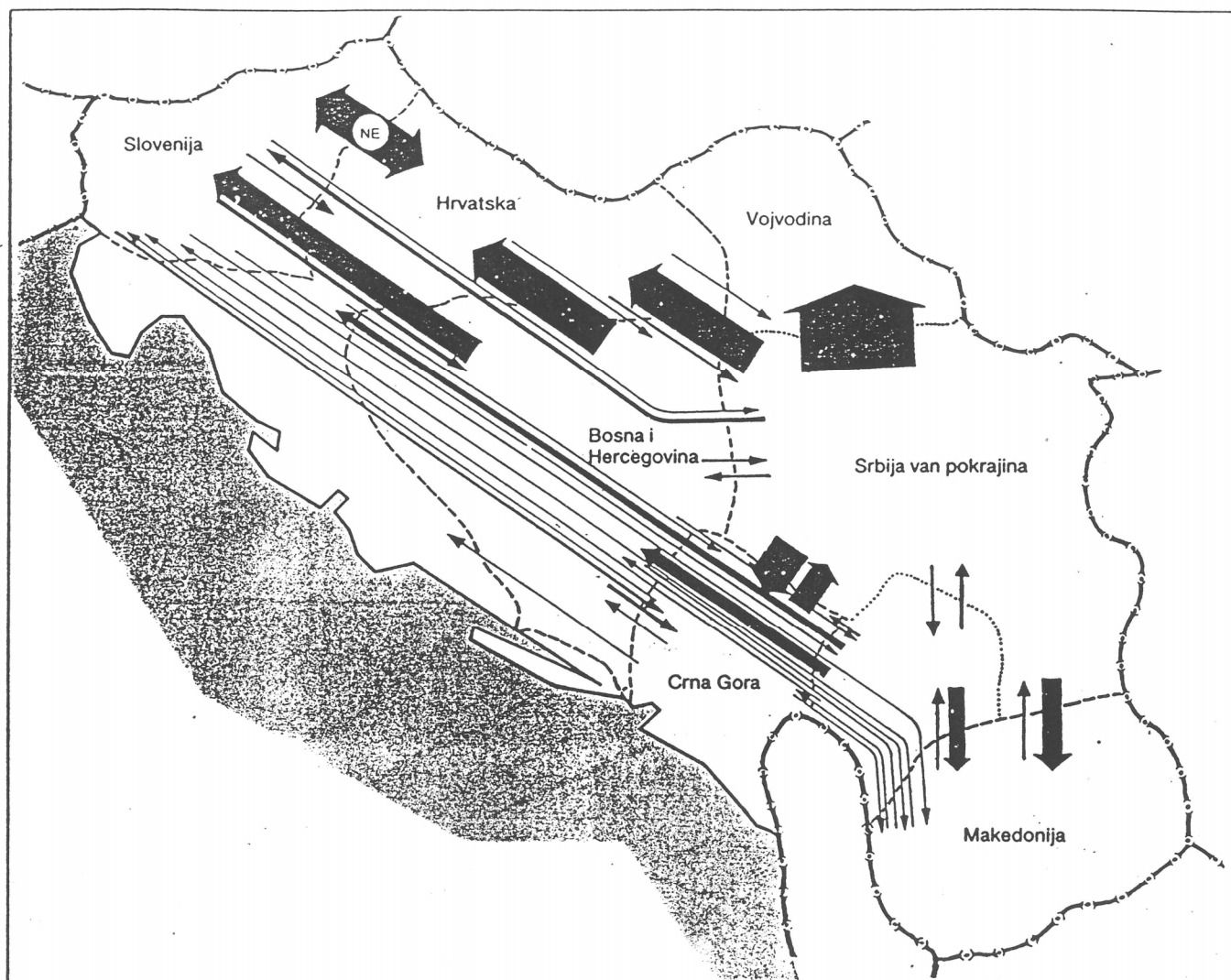
PRIJENOSNA MREŽA HRVATSKE
110, 220, 400 kV

BILANCA ELEKTRIČNE ENERGIJE U EES HRVATSKE
ZA 1989. GODINU
(na osnovu Dispečerskog izvještaja ZJE)

Stavka	GWh	Relat. (%)
<u>Dobava</u>		
- Proizvodnja TE u RH	3056	20,4
- Proizvodnja HE u RH	3827	25,6
* Ukupna proizvod. u RH	6883	46,0
- Proizvodnja u NE Krško (dio za EES Hrvatske)	2344	15,7
- Proizvodnja u HE Dubrovnik (dio za EES Hrvatske)	225	1,5
- Saldo ostale međurepubličke razmjene	4388	29,3
- Saldo uvoz - izvoz	1116	7,5
* Ukupna dobava izvan RH	8073	54,0
* Sveukupno raspoloživo na mreži prijenosa	14956	100,0
<u>Potrošnja</u>		
- Direktni potrošači	2906	19,4
- Distribucija	11517	77,0
- Gubici prijenosa, crpljenje i ostalo	533	3,6
* Sveukupna potrošnja	14956	100,0

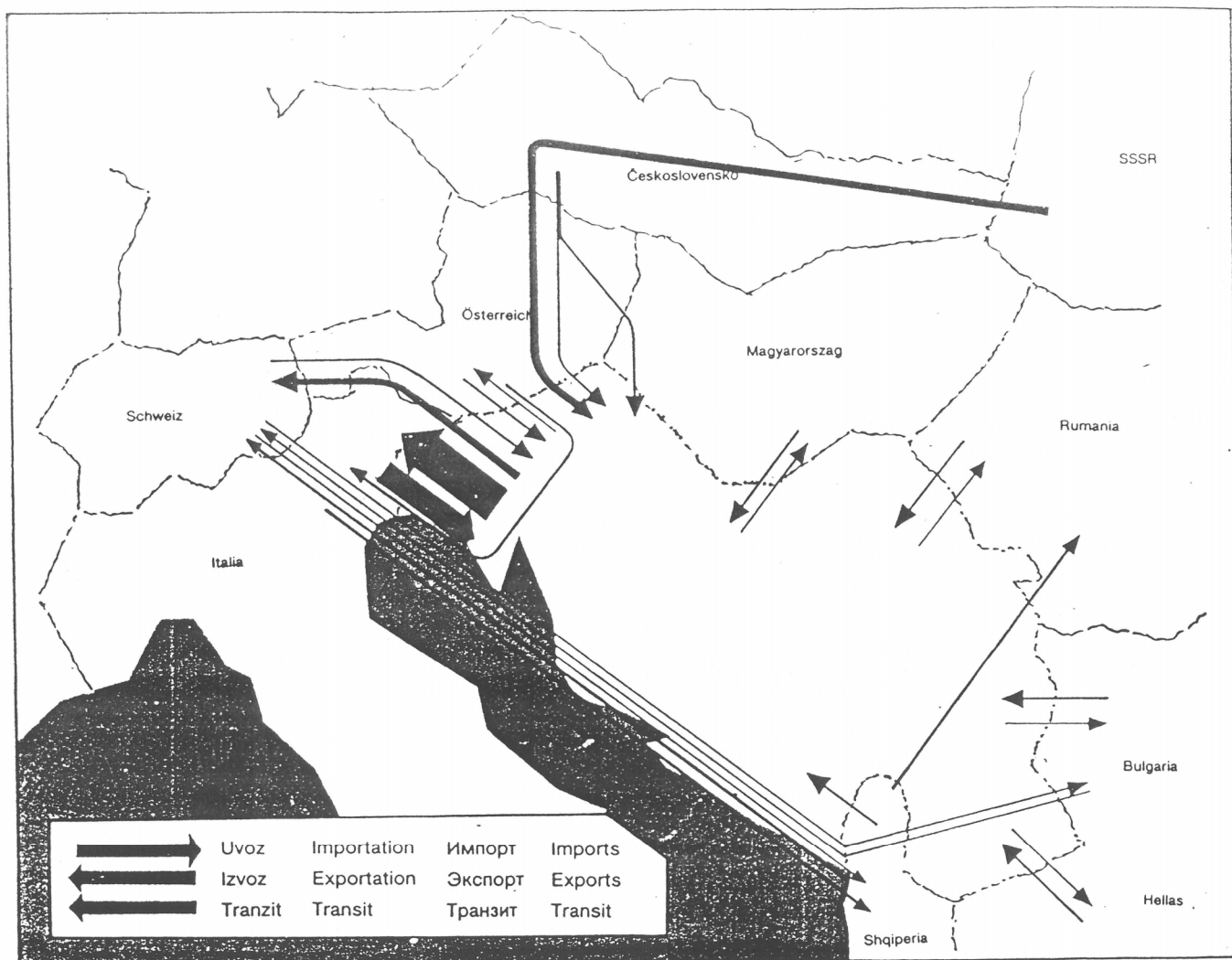
Maksimalno opterećenje na mreži prijenosa HEP-a bilo je dana 12.12.1989. godine
u 18.00^h $P_{\max} = 2431 \text{ MW}$

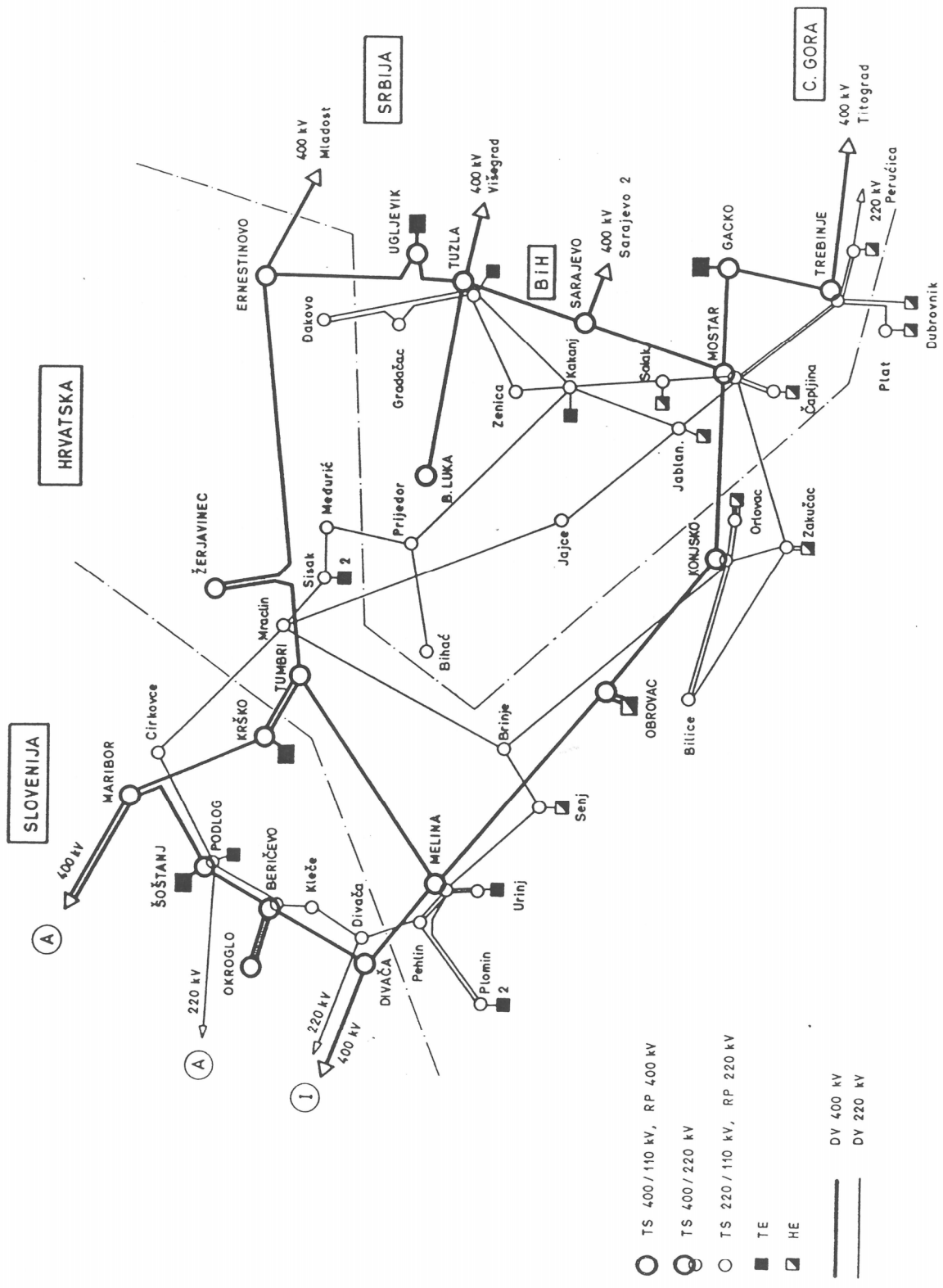
4.1. RAZMJENA ELEKTRIČNE ENERGIJE IZMEĐU
REPUBLIČKIH EES-a (1989.)



Slovenija - Hrvatska	2.355 GWh
Srbija - Hrvatska	2.137 GWh
B i H - Hrvatska	1.724 GWh
B i H - Slovenija	1.229 GWh

4.2. RAZMJENA ELEKTRIČNE ENERGIJE EES-a JUGOSLAVIJE SA
SUSJEDNIM ZEMLJAMA I TRANZIT (1989. god.)





- TS 400 / 110 kV, RP 400 kV
- TS 400 / 220 kV
- TS 220 / 110 kV, RP 220 kV
- TE
- HE
- DV 400 kV
- DV 220 kV

PODLOGE ZA PRORAČUN KRATKOG SPOJA - KORIGIRANE				H E P ZAGREB	
Datum 10. / 91.		Ime Ing. Radmilović R.		Mjerilo Br. 5.1	
Sadržaj Crtas - II -		Pregledao - II - Ing. Radmilović		MREŽA 400 i 220 kV PREDVIDIVO STANJE NAZIVNE 1995 god.	

REFERAT NIJE NAPISAN

HRVATSKI KOMITET CIGRE

Dr. Goran Granić, dipl. ing.

Dr. Branka Jelavić, dipl. ing.

Institut za elektroprivredu, Zagreb

MOGUĆI SCENARIJI RAZVOJA HRVATSKE ELEKTROPRIVREDE

Glavni rezultati

Devedeseta godina za Hrvatsku znači u mnogo čemu prekretnicu: raskid s političkim i gospodarskim sustavom koji je egzistirao na prostoru Jugoslavije i stvaranje novog prema standardima Europe. Za energetiku i elektroprivredu Hrvatske raspad "energetskog prostora Jugoslavije" znači i preuzimanje odgovornosti Hrvatske za ukupno funkcioniranje energetskog sustava. Hrvatska postaje dio političkog i gospodarskog sustava Europe, kao mogući korisnik i davalac usluga, i s obvezama koje iz toga proizlaze. Posebno se to odnosi na područje zaštite okoliša.

Hrvatska elektroprivreda napravila je prvi korak ka novoj gospodarskoj filozofiji Hrvatske, pretvarajući se iz decentraliziranog samoupravnog sustava ZEOH-a u jedinstveno javno poduzeće. Daljnji proces stvaranja efikasnog poduzeća ili poslovnog sustava ovisit će o ukupnoj organizaciji energetskog sustava, energetskoj politici, razrješanju vlasničkih odnosa, organizaciji Hrvatske elektroprivrede i kvaliteti kadrova.

Republika Hrvatska je u političke i gospodarske promjene ušla s opterećenjem velike gospodarske i političke krize. Takav teški gospodarski ambijent dodatno je opterećen ratom i ratnim razaranjima čije je posljedice početkom 1992. godine teško u cjelosti sagledati. Da i nije bilo rata dinamiku gospodarskog rasta Hrvatske teško bi bilo predvidjeti, a sam rat to čini još kompleksnijim.

Ova studija je rađena bez sagledavanja utjecaja rata, makar su određene posljedice rata indirektno sagledane. To se odnosi na stagnaciju rasta i pad potrošnje električne energije ispod razine ostvarene u 1990. godini i niske stope rasta (rast društvenog proizvoda po stopi 2,7 %) u određenim scenarijima razvoja. S druge strane promatrani su i mogući optimistički scenariji rasta gospodarstva Hrvatske koji se očituju kroz više stope rasta društvenog proizvoda (oko 4 % godišnje), povećanje efikasnosti korištenja energije i električne energije, strukturne promjene i tehnološki napredak.

Hrvatska je siromašna primarnim energetske resursima, i nema ni jednog oblika energije čija je proizvodnja u zemlji dovoljna za zadovoljenje sadašnjih potreba, a još manje potreba u budućnosti. Osim toga ukupne energetske prilike u Hrvatskoj bit će pod velikim utjecajem posljedica raspada Jugoslavije, u segmentu tržišta ili zajedničkih proizvodnih postrojenja.

Jedno od temeljnih pitanja daljnjeg razvoja i funkcioniranja elektroenergetskog sustava Hrvatske je isporuka električne energije iz zajedničkih objekata: NE Krško (332 MW), TE Obrenovac (300 MW), TE Tuzla IV (200 MW), TE Kakanj (50 MW) i TE Gacko (100 MW). Hrvatska država i Hrvatska elektroprivreda trebaju razriješiti te probleme u skladu s ugovorima, ali i unapređujući te ugovore prema poslovnim standardima Europe.

Hrvatska elektroprivreda mora svoj razvoj usmjeriti, uz iskorištenje preostalog ekonomski i ekološki iskoristivog hidroenergetskog potencijala, prema prirodnom plinu, uvoznom ugljenu i nuklearnoj energiji. Upravo takav redosljed rješavanja problema je potreban, jer on proizlazi iz gospodarskih, energetskih i ekoloških karakteristika goriva ili postrojenja. Svaki tip postrojenja ili goriva ima svoje probleme i mogućnosti rješavanja, kao i neotklonivu dimenziju nesigurnosti kod dugoročnog osiguranja goriva, pa je nužna dizertifikacija goriva.

Potencijalna izgradnja plinskih elektrana u kombiniranom ciklusu primarno je opterećena raspoloživošću prirodnog plina za proizvodnju električne energije. S obzirom na ograničene mogućnosti domaće proizvodnje plina realnost izgradnje plinskih elektrana ovisi o realnosti osiguranja dugoročnih aranžmana uvoza prirodnog plina.

Izgradnja termoelektrana na uvozni ugljen manje je opterećena problemom uvoza, tržište uvoznog ugljena je pristupačnije, a sustav uvoza jednostavniji, a više problemom lokacija. Temeljem urađenih istraživanja potrebno je provesti upravni postupak i osigurati određeni broj lokacija za izgradnju termoelektrana na uvozni ugljen.

Nuklearne elektrane su u ovom trenutku u trećem planu, kako zbog potreba, tako i zbog gospodarskih, političkih i ostalih razloga. Za izgradnju nuklearnih elektrana potrebno je ostvariti nužne stručne, prostorne i upravne pretpostavke. Jedno od najvažnijih pitanja je skladištenje radioaktivnog otpada i potencijalne lokacije za izgradnju nuklearnih elektrana. S obzirom na ukupnu političku i gospodarsku situaciju u Hrvatskoj, raspravu o nuklearnim elektranama potrebno je pomaknuti u vrijeme stabilnijih političkih prilika, jer nuklearne elektrane nisu u prvom prioritetu.

Promjena gospodarskog ambijenta u Hrvatskoj za Hrvatsku elektroprivredu znači promjenu odnosa prema održavanju, revitalizaciji i poboljšanju pogona svojih postrojenja. To ujedno znači racionalnije vođenje proceca i smanjenje gubitaka po svim naponskim razinama.

Integracija u europske procese za Hrvatsku elektroprivredu predstavlja samostalno članstvo u UCPTE, ali i prihvaćanje inicijativa regionalnog povezivanja na ovom dijelu Europe. Prenosna mreža 400 kV u budućnosti će se dograđivati prema interesima povezivanja sa susjednim elektroenergetskim sustavima i priključnim vodovima novih proizvodnih postrojenja. Mreža 110 kV je onaj dio prijenosne mreže kome treba posvetiti u narednom vremenu najveću pažnju, a u cilju optimalnog razvoja te mreže. Samostalnost Hrvatske u smislu preuzimanja ukupne odgovornosti za razvoj i funkcioniranje energetskog sustava, a napose rat, nameću potrebu korekcije u sustavu planiranja izgradnje mreže. Kod analiza sigurnosti elektroenergetskog sustava i pojedinih potrošačkih centara mora se uzeti u obzir nova politička i državna realnost Hrvatske i ostalih država na području Jugoslavije.

Posebno teška situacija je u distribucijskoj mreži, i najveći dio sredstava u narednom vremenu utrošit će se na sanaciju prilika. Do takvih zaključaka se došlo i prije ratnih razaranja. Prioriteti u sanaciji imat će područja koja su ratom razrušena.

Budući razvoj nije moguće racionalno postaviti ukoliko se ne postavi stabilni ekonomski sustav Hrvatske elektroprivrede. Odnos država-elektroprivreda potrebno je regulirati dugoročno i stabilno, kako bi se zaštitili i proizvođači i potrošači električne energije. Stabilni odnosi su preduvjet i budućih promjena vlasničkih odnosa i ostvarivanja procesa dioničarstva u elektroprivredi.

1. POTROŠNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Ukupna potrošnja električne energije od 2480 GWh u 1960. godini porasla je na iznos od 15751 GWh u 1990. godini. Prosječni godišnji porast ukupne potrošnje električne energije iznosio je 6,3 %, vlastite potrošnje električne energije 7,6 %, a gubitka u prijenosnoj i distribucijskoj mreži 5,6 %.

Neto potrošnja električne energije (električna energija predana potrošačima) iznosi oko 89 % ukupne potrošnje električne energije u Hrvatskoj. Za razinu potrošnje električne energije krajem devedesetih godina na kućanstva otpada od 31 %, a na gospodarstvo oko 69 % električne energije predane potrošačima (neto potrošnje električne energije) u Hrvatskoj. Struktura potrošnje električne energije u gospodarstvu u devedesetim godinama je: oko 1 % u poljoprivredi, oko 30 % u uslužnoj djelatnosti i oko 69 % industriji.

Tab. 1.1. Viši scenarij razvoja

1. Gospodarstvo	
* Društveni proizvod: -	do 1993. godine povratak na razinu iz osamdesetih od 1993. do 2010. godine prosječni godišnji rast od 4 %
* Gospodarski sektori:	
Industrija	usporeniji rast društvenog proizvoda industrije, sa znatnim naglaskom na grupaciju trajnih dobara, a smanjenju zastupljenosti bazičnih materijala
Usluge	orijentacija gospodarstva na uslužne djelatnosti
Kućanstva	nešto brži rast osobne potrošnje od rasta ukupnog društvenog proizvoda
2. Stanovništvo i stanogradnja	
* Broj stanovnika	zbog bržeg i intenzivnijeg gospodarskog razvoja potražnja radne snage do 2010. godine izaziva rast ukupnog broja stanovnika za 5 % u odnosu na danas
* Stanogradnja	- rast stambenog fonda za 15,5 % do 2010. godine
3. Tehnologije	
* Nove tehnologije i bolja organizacija i vođenje tehnoloških procesa smanjuju potrošnju finalne energije industrije po jedinici pripadnog društvenog proizvoda za 30 % do 2010. godine.	
* U novoizgrađenim stanovima do 2010. godine 30 % bolja toplinska izolacija nego danas.	
* Potrošnja motornih goriva osobnih automobila manja za 35 % do 2010. godine.	
* Povećanje korištenja postojećih i novih kućanskih aparata brže od tehničkih poboljšanja u smislu efikasnije potrošnje električne energije	
4. Pojedini podscenariji	
Scenarij SV40T	statički scenarij u kome su zadržani svi odnosi u gospodarstvu i potrošnji električne energije na razini ostvarenog u devedesetim godinama
Scenarij SV40	statički scenarij u kojem je pretpostavljeno zadržavanje i u budućnosti današnje strukture gospodarstva (40 % uslužne djelatnosti u društvenom proizvodu)
Scenarij SV50	scenarij s realno ostvarivom strukturom gospodarstva do 2010. godine sa 50 % društvenog proizvoda od uslužne djelatnosti
Scenarij SV60	umjereno prestrukturiranje industrije scenarij s vrlo optimističkom strukturom gospodarstva, tj. sa 60 % društvenog proizvoda od uslužnih djelatnosti do 2010. godine, 67 % ukupno zaposlenih u uslužnim djelatnostima, postizanje visokog udjela grupacija trajna dobra u industriji

Potrošnja električne energije u industriji Hrvatske primarno se realizira u bazičnoj industriji. Gotovo 50 % potrošnje ostvaruje se samo u tri industrijske grane (proizvodnji obojenih metala, kemijskoj industriji i proizvodnji željeza i čelika), deset najvećih potrošača čine 44,4 % ukupne potrošnje električne energije u industriji.

U vrijeme izrade ove studije još uvijek nije bilo kvantificiranog plana, niti se na njemu radilo, pa su autori studije sami odredili dinamiku i iznos osnovnih odrednica gospodarskog i socijalnog razvoja Republike Hrvatske do 2010. god. Prema analizama Commission of the European Communities, uz očekivanje brzine rasta društvenog proizvoda visoko industrijaliziranih zemalja OECD-a (Europa 12, SAD, Kanada, Japan i ostali) od 2,8 % do 2010.god., moguće je očekivati brzinu rasta društvenog proizvoda u Sovjetskom Savezu, Istočnoj Europi i Kini od 2,7 %, a za ostale zemlje 4 %. Za Hrvatsku su odabrane dvije razine rasta društvenog proizvoda: viša razina 4 %, a niža razina 2,7 %.

Tab. 1.2. Niži scenarij razvoja

1. Gospodarstvo	
* Društveni proizvod:	povratak razine društvenog proizvoda iz osamdesetih tek nakon 1995. god. od 1995. do 2010. godine brzina rasta društvenog proizvoda 2,7 % godišnje
* Gospodarski sektori:	
Industrija	manje mogućnosti prestrukturiranja industrije
Usluge	u takvim uvjetima bi uslužne djelatnosti mogle ostvariti najviše 50 % društvenog proizvoda do 2010. godine
Kućanstva	spori rast životnog standarda
2. Stanovništvo i stanogradnja	
* Broj stanovnika	ukupno povećanje broja stanovnika do 2010. godine od samo 2,6 %
* Stanogradnja	rast stambenog fonda za 10,8 % do 2010. godine
3. Tehnologije	
* Utjecaj uvođenja novih tehnologija, bolje organizacije i vođenja proizvodnih procesa neznatno usporeniji nego u grupi viših scenarija.	
* Uslijed manje kupovne moći stanovništva manji utjecaj povećanja korištenja kućanskih aparata od utjecaja tehničkih poboljšanja tih uređaja u smislu efikasnije potrošnje električne energije.	
4. Pojedini podscenariji	
Scenarij SN40	statički scenarij u kojem je zadržana današnja struktura gospodarstva
Scenarij SN50	scenarij s maksimalno ostvarivom granicom udjela uslužnih djelatnosti od 50 % u društvenom proizvodu 2010. godine, za pretpostavljene uvjete

Simulacijom prilika u ukupnom energetsom i elektroenergetskom sustavu predviđena je potrošnja električne energije za sve promatrane scenarije. Prema scenarijima godišnji porast potrošnje električne energije u razdoblju do 2010. godine iznosio bi od 1,6 % u scenariju SN50 do 3,6 % u scenariju SV40T.

Tab. 1.3. Ukupna godišnja potrošnja električne energije (GWh) po scenarijima

GOD.	SCENARIJ					
	SV40T	SV40	SV50	SV60	SN40	SN50
1990.	14732.	14732.	14732.	14732.	14732.	14732.
1995.	17635.	16884.	16355.	16159.	15837.	15837.
2000.	21574.	19755.	18976.	18485.	17844.	17127.
2005.	25545.	22839.	21702.	20348.	19821.	18691.
2010.	30127.	26309.	24596.	22520.	21954.	20439.

Strukturne promjene u razvoju gospodarstva Hrvatske, tehnološki napredak i racionalizacija potrošnje energije omogućuju brži rast društvenog proizvoda od stope rasta potrošnje energije, pa tako i električne energije.

Tab. I.4. Godišnje maksimalno opterećenje (MW) po scenarijima

GOD.	S C E N A R I J					
	SV40T	SV40	SV50	SV60	SN40	SN50
1990.	2482.	2482.	2482.	2482.	2482.	2482.
1995.	2917.	2802.	2726.	2709.	2631.	2631.
2000.	3570.	3291.	3194.	3139.	2982.	2890.
2005.	4222.	3802.	3664.	3487.	3314.	3175.
2010.	5091.	4488.	4306.	4040.	3776.	3617.

Upravljanjem potrošnjom električne energije moguće je utjecati na karakteristike potrošnje (vremenski raspored i visinu maksimalnog opterećenja). Kod scenarija s višom razinom potrošnje električne energije: SV40 i SV40T moguće je poboljšati faktor opterećenja do 7,5 % u industriji i 3,5 % u kućanstvima i uslužnim djelatnostima u 2000 godini, i 15,0 % ,odnosno 7,5 % u 2010. godini.

2. DOSADAŠNJI RAZVOJ I STANJE ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA HRVATSKE ELEKTROPRIVREDE

2.1. PROIZVODNA POSTROJENJA

U 1990. godini ostvarena je potrošnja električne energije kod potrošača Hrvatske elektroprivrede u iznosu od 15009 GWh i maksimalno opterećenje od 2482 MW. S proizvodnim objektima koji su izgrađeni na području Hrvatske ili su za potrebe potrošača iz Hrvatske financirani i izgrađeni izvan područja Hrvatske, moguće je prema prihvaćenim kriterijima sigurnosti zadovoljiti potrebe za električnom energijom do 16700 GWh i maksimalnog opterećenja od 2800 MW, što je oko 11 % više nego što je ostvareno u 1990. godini.

Ukupna instalirana snaga 17 hidroelektrana je 2032 MW. Prosječna starost hidroelektrana, bez dvije najstarije hidroelektrane, je 18 godina.

U proizvodnji električne energije za potrebe potrošača u Republici Hrvatskoj sudjeluju termoelektrane sa snagom od 2259,5 MW od čega je 1272,5 MW izgrađeno na području Republike Hrvatske. Zbog starosti postrojenja: 45 MW 6,5 godina, 793 MW 12-15 godina i 411 MW 21-29 godina, povećanog broj kretanja u pogon i obustavljanja, te dužih stajanja zbog nedostatka goriva, stanje je većih postrojenja takovo da iziskuje revitalizaciju, ako se želi računati s proizvodnjom električne energije u tim postrojenjima do 2010. godine.

Hrvatska elektroprivreda je financirala izgradnju termoelektrana na ugljen u drugim republikama od 1974. godine. Ugovorena je izgradnja termoelektrana ukupne snage 655 MW, te godišnja isporuka od 3566 GWh električne energije, što pokriva 24 % potrošnje električne energije u Hrvatskoj u 1990. godini.

NE Krško, snage 664,5 MW, zajednički objekt Hrvatske i Slovenije (50% /50%), postala je nuklearni elektroenergetski objekat prvim ulaganjem nuklearnog goriva tijekom svibnja 1981. godine. Elektrana je prvi put sinhronizirana na elektroenergetski sustav 2. listopada 1981. godine. U redovnom pogonu je od početka 1983.

Osnovna politika Hrvatske elektroprivrede temelji se na kvalitetnom održavanju i revitalizaciji proizvodnih postrojenja. Prema potrebama predviđa se revitalizacija svih starijih hidroelektrana i većih termoelektrana.

2.2. PRIJENOSNA MREŽA

Krajem 1990. god. elektroenergetski sustav Hrvatske raspolagao je sa: 742,9 km DV 400 kV i instaliranom snagom TS 400/x kV 3400 MVA, 1051,4 km DV 220 kV i instaliranom snagom TS 220/x kV 2850 MVA, i 4529,6 km DV 110 kV i instaliranom snagom TS 110/x kV 6650 MVA. Oko 65 % DV 220 kV (850 km), 45 % DV 110 kV (2160 km), 43 % TS 220/X kV i 34 % TS 110/X su stariji od dvadeset godina. Prema sagledavanjima iz 1991. godine, bez sanacije ili izgradnje ratom razrušenih objekata, trebalo bi izvesti rekonstrukciju na 9 dalekovoda i 16 transformatorskih stanica.

Elektroenergetski sustav Hrvatske povezan je sa susjednim elektroenergetskim sustavima (Slovenije, Bosne i Hercegovine, Srbije i Mađarske) preko: pet dalekovoda 400 kV, sedam dalekovoda 220 kV i trinaest dalekovoda 110 kV. Veze su ostvarene i na nižim naponskim razinama (na osam međurepubličkih vodova se vrši obračun razmjene i kupoprodaje električne energije).

2.3. DISTRIBUCIJSKA MREŽA

Osnovnu strukturu elektrodistribucijske mreže Hrvatske danas čine: TS 110/35 kV, vodovi 35 kV, TS 35/10 kV, vodovi 10 kV, TS 10/0,4 kV, i vodovi 0,4 kV (niski napon). Osim navedene strukture, sve više se uvodi tzv. direktna transformacija sa slijedećom strukturom: TS 110/10 kV, vodovi 10 kV, TS 10/0,4 kV, vodovi 0,4 kV. U nekim distribucijskim područjima pristupilo se postupnoj zamjeni napona 10 kV sa 20 kV naponom.

Prema podacima iz 1990. godine distribucijska mreže Hrvatske sastoji se od: 4253 km nadzemnih 35 kV vodova i 756 km 35 kV kabela (ukupno 5009 km), 22620 km nadzemnih 10 kV vodova i 5533 km 10 kV kabela (ukupno 28153 km), 48591 km nadzemnih 0,4 kV vodova i 11707 km kabela (ukupno 60298 km), trafostanica 35/10 kV 343 komada ukupne snage 3638 MVA, i trafostanica 10/0,4 kV 19113 komada ukupne snage 4633 MVA.

Potrebno je za sanaciju distribucijske mreže u Hrvatskoj izgraditi: 678 km novih 35 kV vodova (13,7 % postojeće mreže), priključnih vodova TS 35/10(20) kV: 276 km 35 kV vodova i 275 km 10 kV vodova (5,6 % za 35 kV i 1 % za 10 kV), 26 novih stanica 35/10 (20) (povećanje 7,6 %) i rekonstruirati 10 stanica (povećanje 2,9 %). Sanacija niskonaponske mreže u Hrvatskoj obuhvaća: novu mrežu 0,4 kV za priključak novih TS 10/0,4 kV na postojeću mrežu: 1589 km (povećanje 2,7 %), rekonstruirana mreža 0,4 kV: 11365 km (20 % u odnosu na sadašnju dužinu vodova 0,4 kV), priključnih vodova 10 kV: 4677 km (16,8 % sadašnje dužine vodova 10 kV), i nove TS 10/0,4 kV: 9341 kom (48 % sadašnjeg broja).

2.4. POTREBNA SREDSTVA ZA REVITALIZACIJU

Za potrebe revitalizacije postrojenja u elektroenergetskom sustavu Hrvatske potrebno je osigurati do 2010. godine 2316,1 mln USD, što u prosjeku po petogodištu iznosi oko 579,0 mln USD (od 577,9 mln USD do 582,0 mln USD), ili prosječno 115,8 mln USD godišnje.

Tab. 2.1. Potrebna sredstva za revitalizaciju u Hrvatskoj elektroprivredi

Objekti	1990-1995.		1995-2000.		2000-2005.		2005-2010.		Ukupno	
	mln USD	%	mln USD	%	mln USD	%	mln USD	%	mln USD	%
Proizvodnja	153.2	26.5	148.8	25.6	148.8	25.7	148.8	25.7	599.6	25.9
Prijenos	46.1	8.0	54.2	9.3	50.1	8.7	50.1	8.7	200.5	8.7
Distribucija	379.0	65.5	379.0	65.1	379.0	65.6	379.0	65.6	1516.0	65.5
Revitalizacija	147.5	25.5	147.5	25.3	147.5	25.5	147.5	25.5	589.9	25.5
Srednji napon	60.5	10.5	60.5	10.4	60.5	10.5	60.5	10.5	241.9	10.4
Niski napon	87.0	15.0	87.0	14.9	87.0	15.1	87.0	15.1	348.0	15.0
Sanacija	231.5	40.0	231.5	39.8	231.5	40.1	231.5	40.1	926.1	40.0
Srednji napon	58.0	10.0	21.7	3.7	21.7	3.7	21.7	3.7	123.0	5.3
Niski napon	173.5	30.0	209.9	36.1	209.9	36.3	209.9	36.3	803.1	34.7
UKUPNO	578.3	100.0	582.0	100.0	577.9	100.0	577.9	100.0	2316.1	100.0
Godišnji prosjek	115.7		116.4		115.6		115.6		115.8	

2.5. MOGUĆNOST PROIZVODNJE IZGRAĐENIH PROIZVODNIH POSTROJENJA

Mogućnost daljnje proizvodnje električne energije u izgrađenim proizvodnim postrojenjima, bez obzira da li su postrojenja izgrađena na području Hrvatske ili u drugim republikama, razlikuje se od postrojenja do postrojenja. Kod hidroelektrana se predviđa proizvodnja u svim objektima izuzev u HE Kraljevac i HE Manojlovac nakon 2005. godine, a u termoelektranama na području Hrvatske proizvodnja u svim većim objektima, a proizvodnja u manjim objektima dok bude ekonomski opravdano ulagati u održavanje tih objekata. Zbog proizvodnje topline predviđa se supstitucija starih blokova na lokaciji TE-TO Zagreb i EL-TO Zagreb.

Scenarij "A" polazi od mogućnosti proizvodnje hidro- elektrana, termoelektrana na području Republike kako je prethodno navedeno, a za neizvjesne objekte pretpostavlja:

- isporuku električne energije iz TE Tuzla IV nakon 1.travnja 1994. godine u ekvivalentnom iznosu električne energije koja odgovara raspoloživoj količini ugljena od 600000 t/god sve do 2010. godine,
- isporuku električne energije po ugovoru ZEP-ZEOH iz 1974. godine u količinama utvrđenim ugovorom do 2004. godine,
- isporuku električne energije iz TE Gacko do 2010. godine,
- isporuku električne energije iz TE Kakanj do 1. svibnja 2004. godine
- rad NE Krško prema stanju i sigurnosti objekta, ali ne kraće od 2010. godine.

Scenarij "B" pretpostavlja da će se događaji odvijati mimo interesa Hrvatske elektroprivrede i predstavljaju "pesimističku" varijantu razgraničenja interesa. Po tom scenariju proizvodnja hidroelektrana i termoelektrana izgrađenih na području Hrvatske, kao i isporuke električne energije iz TE Gacko i TE Kakanj odvijat će se po scenariju "A", a za ostale objekte predviđa se:

- prekid isporuke električne energije iz TE Tuzla IV nakon 1. travnja 1994. godine,
- raskid ugovora (sporazumni) iz 1974. godine za isporuku električne energije iz elektroenergetskog sustava Elektroprivrede Srbije nakon 15. godina realizacije ugovora, tj. 1.1. 1994. godine,
- prestanak rada NE Krško krajem 1995. godine.

Između ova dva scenarija moguće je napraviti više podvarijanti scenarija, koji u suštini znače samo određene pomake u dinamici korištenja objekata ili isporuke električne energije, a u strateškom smislu planiranja daljnjeg razvoja ne mijenjaju ništa.

3. MOGUĆI SCENARIJI RAZVOJA

3.1. PROIZVODNA POSTROJENJA

3.1.1. Manjak snage u elektroenergetskom sustavu

Manjak snage odnosi se na proizvodna postrojenja, a određen je temeljem simulacije prilika u elektroenergetskom sustavu Hrvatske, kao razlika između potrebne izgradnje elektroenergetskog sustava za traženu sigurnost opskrbe potrošača i sadašnje razine izgradnje elektroenergetskog sustava.

Najveći manjak snage u grupi scenarija "A" je u scenariju SV40T, u kojem se zadržava dosadašnja struktura i efikasnost potrošnje električne energije, a koji u 2010. godini iznosi 3404,1 MW. Najmanji manjak snage je u scenariju SN50 i iznosi 1410,0 MW. Povećanje efikasnosti korištenja električne energije i tehnološki napredak mogu smanjiti potrebnu izgradnju u 2010. godini za 802,9 MW, a promjena strukture gospodarstva na razinu ostvarenog u zemljama zapadne Europe (usluge 60 %) za daljnjih 723,9 MW.

Tab. 3.1.1. Manjak snage po promatranim scenarijima rasta potrošnje električne energije za varijantu "A"

MW

God.	Manjak snage - scenarij "A"					
	SV40T	SV40	SV50	SV60	SN40	SN50
1991.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1992.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1993.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1994.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1995.	68.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1996.	325.7	131.4	28.6	0.0	0.0	0.0
1997.	490.1	256.4	147.4	67.2	0.0	0.0
1998.	649.0	374.4	260.4	159.9	64.8	0.0
1999.	814.7	496.6	377.9	256.0	151.8	39.5
2000.	984.9	622.5	450.8	355.3	222.2	84.6
2001.	1214.3	818.3	648.7	518.5	387.7	230.6
2002.	1366.0	941.0	760.0	588.2	463.4	286.5
2003.	1523.2	1067.6	875.3	660.8	540.9	344.4
2004.	2049.1	1558.0	1355.4	1128.3	1013.3	790.1
2005.	2258.1	1711.9	1506.4	1229.5	1127.3	902.9
2006.	2592.6	2007.9	1770.5	1469.7	1352.5	1129.7
2007.	2756.1	2123.7	1866.2	1536.4	1417.8	1175.8
2008.	2911.9	2232.3	1955.3	1597.3	1475.8	1216.6
2009.	3104.5	2369.7	2069.0	1679.6	1554.4	1273.5
2010.	3404.1	2601.2	2264.5	1877.3	1710.4	1410.0

Scenarij "B" u odnosu na scenarij "A" razlikuje se i po iznosu i po dinamici. Po iznosu jer treba supstituirati proizvodnju TE Tuzla IV i NE Krško, a po dinamici jer se najveće smanjenje proizvodnje postojećih postrojenja događa sredinom devedesetih godina. U sva četiri viša scenarija potrošnje električne energije manjak snage se pojavljuje već 1994. godine i pored ulaska TE Plomin 2 u pogon. Kritične godine, ukoliko bi se rasplet odnosa s partnerima na zajedničkim objektima realizirao po scenariju "B" bile bi 1994-1996., kada bi po najvišem scenariju trebalo izgraditi 1125,4 MW. Manjak snage u 2010. godini iznosi od 1867 MW u scenariju SN50 do 3856 MW u scenariju SV40T.

Tab. 3.1.2. Manjak snage po scenarijima rasta potrošnje električne energije - scenarij "B"

MW

God.	Manjak snage - scenarij "B"					
	SV40T	SV40	SV50	SV60	SN40	SN50
1991.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1992.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1993.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1994.	269.4	157.4	121.4	38.7	0.0	0.0
1995.	526.5	391.9	288.0	236.1	153.8	153.8
1996.	1125.4	937.4	821.4	761.4	685.1	656.6
1997.	1293.0	1058.0	951.8	863.0	773.6	718.3
1998.	1455.0	1171.9	1075.9	958.5	854.4	773.3
1999.	1623.8	1289.7	1204.9	1057.6	937.5	830.3
2000.	1797.3	1411.2	1284.9	1160.0	1021.4	888.6
2001.	2009.8	1608.6	1447.4	1315.2	1196.9	1025.1
2002.	2158.4	1734.4	1549.5	1385.1	1271.4	1088.6
2003.	2312.3	1864.2	1655.3	1457.9	1347.6	1154.2
2004.	2496.1	2005.7	1815.5	1577.8	1455.4	1254.8
2005.	2711.9	2171.6	1944.3	1682.0	1567.5	1359.3
2006.	3056.2	2462.8	2213.8	1923.5	1823.0	1585.7
2007.	3217.4	2579.2	2312.0	1988.1	1885.1	1632.0
2008.	3370.9	2688.3	2403.3	2047.0	1940.3	1672.9
2009.	3560.7	2826.4	2520.0	2126.7	2015.1	1730.0
2010.	3856.0	3059.1	2720.5	2318.1	2163.4	1867.0

3.1.2. Resursi i elektrane kandidati za izgradnju

Potencijal vodnih snaga procjenjuje se na 20 TWh godišnje, od čega je tehnički iskoristivo oko 12 TWh. Uvažavanjem kriterija ekološki iskoristivog hidropotencijala pomaknut će se granica ekonomski iskoristivog potencijala na niže.

Od ukupno utvrđenih rezervi fosilnih goriva (12787,21 PJ) na ugljen otpada 17,7 %, a na naftu i plin 78 %. Struktura utvrđenih rezervi ugljena je: 22,4 % kameni ugljen, 27,8 % mrki ugljen, 49,8 % lignit.

Rudnik kamenog ugljena na području raškog bazena se zatvara, a mogućnost korištenja mrkog ugljena na nalazištu Međimurje i lignita na lokaciji Poljanica-Šušebreg nije ekonomski dokazana. Može se zaključiti, prema sadašnjoj razini obrađene dokumentacije, da na području Republike nema mogućnosti izgradnje termoelektrane na domaći ugljen.

Utvrđene rezerve nafte i plina iznose 10517 PJ od čega na plin otpada 2315,59 PJ ili 22 %, a naftu 8202,33 PJ ili 78 %. Glavnina utvrđenih rezervi je vanbilančna 79,9 % (i to je uglavnom posljedica stanja kod nafte gdje su bilančne rezerve samo 11,1 %). Odnos bilančnih i vanbilančnih rezervi kod prirodnog plina je 51,7 % prema 48,3 %.

Potencijalne rezerve nafte i plina su veće nego utvrđene rezerve za 29,6 %, i to više kod plina gdje je odnos potencijalne/utvrđene 2,094/1., a kod nafte 1,071/1.

Proizvodnja nafte u Hrvatskoj je na razini 2,5 mln tona godišnje. Očekuje se postupno smanjivanje proizvodnje na 2,0 mln t/godišnje u 2000. godini i 1,7 mln t/godišnje u 2010. godini. S proizvodnjom lož ulja iz domaće nafte moći će se zadovoljiti u narednom razdoblju manje od 1/3 potreba lož ulja.

Proizvodnja prirodnog plina u 1990. godini iznosila je 2063 mln Nm³/god. Prema planovima proizvodnje plina u razdoblju 1990.- 2000. godina ne predviđa se povećanje proizvodnje prirodnog plina. Raspoložive količine plina iz proizvodnje na području Hrvatske nisu dostatne za zadovoljenje potrošnje plina u kućanstvima i industriji, pa za proizvodnju električne energije, osim povremenih - sezonskih viškova, nema domaćeg plina.

3.1.2.1. Hidroelektrane

Prema osnovnim energetske karakteristikama preostali hidroenergetski potencijal Hrvatske može se podijeliti u dvije grupe: potencijal srednjih i većih vodnih snaga sa 60 objekata na 15 vodotoka, i potencijal malih vodnih snaga koji obuhvaća oko 699 lokacija ukupne instalirane snage 177 MW i moguće godišnje proizvodnje od 567,7 GWh. Prosječno po lokaciji instalirana snaga malih hidroelektrane iznosi 253 kW i 812000 kWh. Ukupni preostali hidroenergetski potencijal "srednjih i većih vodnih snaga" vodotoka, na kojima postoje mogućnosti izgradnje 60 hidroelektrana iznosi: u instaliranoj snazi 1287,8 MW, prosječnoj godišnjoj proizvodnji 5816,1 GWh.

Dio preostalog hidroenergetskog potencijala odnosi se na granične rijeke s Mađarskom (6 hidroelektrana), Slovenijom (9 hidroelektrana) i BiH (2 hidroelektrane), pa hidroenergetski potencijal koji pripada Hrvatskoj iznosi: u instaliranoj snazi 1027,5 MW i u prosječnoj godišnjoj proizvodnji 4614,5 GWh. Hidroenergetski potencijal Hrvatske koji je vezan na interese i planove razvoja drugih, je značajan i iznosi 37,8 % u

instaliranoj snazi i 41,3 % u mogućoj godišnjoj proizvodnji od ukupnog neiskorištenog hidropotencijala koji pripada Hrvatskoj.

Prosječni specifični investicijski troškovi preostalog hidroenergetskog potencijala iznose 3057,2 USD/kW. Raspon specifičnih investicija je velik od 1400 do 8000 USD/kW (ako se izuzmu dvije elektrane na biološki minimum).

Grupa hidroelektrana, koja ima najveću vjerojatnost za izgradnju, broji 17 hidroelektrana (2794,5 GWh moguće proizvodnje ili 59,3 % ukupnog neiskorištenog potencijala). Neosporni dio ekonomski iskoristivog potencijala hidroelektrana iznosi od 1941,9 GWh do 2095,2 GWh. Dodatna ograničenja mogu biti iz ekoloških razloga.

3.1.2.2. Termoelektrane na prirodni plin

Prirodni plin kao gorivo dobija značajniju ulogu u proizvodnji električne energije s izgradnjom termoelektrana kao kombiniranih postrojenja, koja ostvaruju stupanj korisnosti iznad 50%. Kako su raspoložive količine prirodnog plina iz domaće proizvodnje nedostatne za zadovoljenje potreba ostalih potrošača, realizacija izgradnje termoelektrana na plin ovisi isključivo o mogućnosti osiguranja dugoročnog uvoza plina.

Postojeće lokacije na području Zagreba, Siska i Osijeka omogućavaju izgradnju novih plinskih elektrana. Posebno su interesantne lokacije na području Zagreba za ukupnu energetska opskrbu grada (TE-TO Zagreb i EL-TO Zagreb). Dugoročne potrebe mogu biti i veće od onog što pružaju navedene postojeće lokacije, pa je aktualan problem osiguranja potencijalnih lokacija.

Investicijski troškovi za plinske elektrane su najniži od svih termoelektranih postrojenja, računato je s troškovima od 757,1 USD/kW do 1029,5 USD/kW. Analizirana je cijena prirodnog plina od 2,83 USD/GJ do 5,66 USD/GJ.

3.1.2.3. Termoelektrane na uvozni ugljen

Kod termoelektrana na uvozni ugljen promatrani su blokovi veličine 300 MW u dvije tehnologije izgaranja, odnosno zaštite okoline: klasična tehnologija bez i sa uređajem za odsumporavanje, izgaranje u fluidizirajućem sloju s atmosferskim tlakom i pod tlakom. Proračun boniteta termoelektrana na uvozni ugljen računat je sa specifičnim investicijskim troškova: klasična termoelektrana bez odsumporavanja-TE 300UKL 1150 USD/kW, klasična termoelektrana s odsumporavanjem-TE 300UKLO 1350 USD/kW, termoelektrana s izgaranje u fluidizirajućem sloju pod atmosferskim tlakom-TE 300AFBC 1230 USD/kW, i termoelektrana s izgaranjem u fluidizirajućem sloju pod tlakom-TE 300PFBC 1350 USD/kW

Cijena uvoznog ugljena uzeta je prema očekivanjima za ovo područje Mediterana od 50 do 70 USD/t, za ugljen toplinske vrijednosti od 25,12 MJ/kg i sadržaja sumpora do 1,5 %. Za proračun cijene ugljena na pragu elektrane računato je sa: CIF cijenom ugljena, lučkim i transportnim troškovima od 8 USD/t, i ostalim troškovima koji se mogu odnositi na troškove uvoza, ali i dodatne troškove prijevoza u iznosu od 9 % na osnovnu cijenu i troškove luke i transporta. Ova kategorija troškova u određenoj mjeri ovisi o opredjeljenju Hrvatske prema deficitnim energentima, i moguće ju je smanjiti.

3.1.2.4. Termoelektrane u BiH

Jedna od osnovnih pretpostavki je, nakon što se razriješi državna kriza i uspostavi nova politička ravnoteža, da se zakonskim i pravnim aktima osigura sigurnost ulaganja u zajedničke (ili vlastite) objekte po standardima zapadne Europe. Za potencijalne objekte uzeta su tri objekta iz BiH u koje je Hrvatska elektroprivreda ulagala u pripreme (TE Tuzla B1 i TE Tuzla VI) ili dio infrastrukture (TE Gacko II). Investicijski troškovi određeni su prema raspoloživoj tehničkoj dokumentaciji i usklađeni po razini s ostalim investicijskim troškovima termoelektrana. Bonitet elektrana računat je sa specifičnim investicijskim troškovima za TE Tuzla B1 od 1135 USD/kW, za TE Gacko II 1125 USD/kW, i za TE Tuzla VI 1325 USD/kW.

Troškovi goriva određeni su temeljem analize cijene proizvodnje ugljena i iznose: za TE Tuzla B1 4,44 USD/GJ, za TE Gacko II 3,21 USD/GJ, i za TE Tuzla VI 2,45 USD/GJ.

3.1.2.5. Nuklearne elektrane

Kod nuklearnih elektrana računato je s novom generacijom reaktora za koju se očekuje da će ući u komercijalnu proizvodnju do kraja ovog stoljeća. Odabrana je veličina jedinice od 500 MW, ne kao tehničko rješenje, već kao granična vrijednost snage koju može prihvatiti elektroenergetski sustav Hrvatske. Investicijski troškovi od 2680 USD/kW određeni su na temelju sagledavane razine troškova u 1991. godini, uz uvažavanje veličine jedinice. Očekuje se da će nova generacija nuklearnih elektrana biti i više od 20 % jeftinija od navedenog iznosa.

Za troškove goriva uzeta je cijena prirodnog urana (U₃O₈) od 31 USD/lb ili 68 USD/kg koja je viša od sadašnje cijene za dugoročne ugovore, ali niža od cijene koja se do kraja osamdesetih godina ugovarala.

3.1.3. Mogući scenariji izgradnje proizvodnih objekata

Analiza mogućih scenarija izgradnje proizvodnih postrojenja do 2010. godine u Hrvatskoj obuhvatila je ukupno 29 scenarija koji se međusobno razlikuju po razini izgradnje, dinamici i strukturi proizvodnih postrojenja. Promatrani scenariji podijeljeni su u četiri osnovne grupe koje se razlikuju po razini potrošnje električne energije i mogućnosti proizvodnje postojećih postrojenja:

- SN50-A niža razina potrošnje električne energije i proizvodnja postojećih postrojenja po scenariju A,
- SV50-A viša razina potrošnje električne energije i proizvodnja postojećih postrojenja po scenariju A,
- SN50-B niža razina potrošnje električne energije i proizvodnja postojećih postrojenja po scenariju B,_i
- SV50-B viša razina potrošnje električne energije i proizvodnja postojećih postrojenja po scenariju B.

Kod postavljanja scenarija vodilo se računa o povoljnosti elektrana kandidata za izbor i mogućih problema u realizaciji pojedinih projekata. Također, prednost u dinamici izgradnje data je postojećim lokacijama, svagdje gdje se to moglo zadovoljiti.

Tab. 3.1.3. Mogući scenariji izgradnje proizvodnih postrojenja

Scenarij	Varijanta	Hidroelektrane			Plinske		TE na u. ugljen		Nuklearne	
		Broj	Snaga MW	Proiz. GWh	Broj	Snaga MW	Broj	Snaga MW	Broj	Snaga MW
SN50-A	01	2	23.5	561.7	4	1042.5				
	02	11	401.9	2235.4	3	864.2				
	03	10	331.8	1875.8	3	864.2				
	04	10	331.8	1875.8	2	507.2	1	300		
SV50-A	01	2	23.5	561.7	6	1756.5				
	02	11	401.9	2235.4	6	1756.5				
	03	10	331.8	1875.8	6	1756.5				
	04	10	331.8	1875.8	5	1399.5	1	300		
	05	10	331.8	1875.8	4	1042.5	2	600		
	06	10	331.8	1875.8	3	864.2	3	900		
	07	10	331.8	1875.8	2	507.2	5	1500		
	08	10	331.8	1875.8	2	507.2	3	900	1	500
SN50-B	01	2	23.5	561.7	5	1399.5				
	02	11	401.9	2235.4	5	1399.5				
	03	10	331.8	1875.8	5	1399.5				
	04	10	331.8	1875.8	4	1042.5	1	300		
	05	10	331.8	1875.8	3	864.2	2	600		
	06	10	331.8	1875.8	2	507.2	3	900		
	07	10	331.8	1875.8	2	507.2	2	600	1	500
SV50-B	01	2	23.5	561.7	7	2113.5				
	02	11	401.9	2235.4	7	2113.5				
	03	10	331.8	1875.8	7	2113.5				
	04	10	331.8	1875.8	6	1756.5	1	300		
	05	10	331.8	1875.8	5	1399.5	2	600		
	06	10	331.8	1875.8	4	1042.5	4	1200		
	07	10	331.8	1875.8	3	864.2	5	1500		
	08	10	331.8	1875.8	2	507.2	6	1800		
	09	10	331.8	1875.8	2	507.2	4	1200	1	500
	10	10	331.8	1875.8	2	507.2	2	600	2	1000

Navedeni scenariji opisuju i moguća ograničenja u izgradnji svakog tipa postrojenja bez obzira da li su posljedica lokacija, goriva ili ekoloških problema. Oni pokazuju minimum i maksimum izgradnje pojedinog tipa postrojenja, a njihova realnost je proporcionalna s realnosti osiguranja pretpostavki za njihovu izgradnju.

3.1.4. Strateška opredjeljenja

Za strateško opredjeljivanje strukture i razine izgradnje elektroenergetskog sustava analizirani su scenariji izgradnje proizvodnih postrojenja za dvije razine potrošnje električne energije i dva scenarija mogućnosti proizvodnje postojećih elektrana. Zajedničko za sve scenarije je iskorištenje hidroenergetskog potencijala na razini 1875,8 GWh (10 hidroelektrana: AK i HE Kosinj, AK Čaprazlije, HE Novo Virje, HE Brodarci, HE Krčić d, HE Lešće, HE Manojlovac 2, HE Drenje, HE Podsused, HE Tisne Stine), po dinamici koja odgovara prioritetu proizašlom iz proračuna energetsko-ekonomske vrijednosti elektrana kandidata za izgradnju, potrebama elektroenergetskog sustava i utjecaju ostalih elektrana koje se grade u promatranom planskom razdoblju.

Drugo načelo u postavljanju scenarija odnosilo se na podjednaku zastupljenost u proizvodnji uvoznog ugljena i prirodnog plina. Ovo načelo osigurava veću sigurnost opskrbe potrošača jer se eventualni poremećaji u dobavi jednog energenta mogu

djelomično kompenzirati povećanjem proizvodnje u termoelektranama koje koriste drugi energent.

Treće načelo odnosi se na rizik u proizvodnji električne energije kada ukupna proizvodnja iz uvoznog ugljena i plina bude veća od 50 %, ili više od 1/3 od jednog energenta. S obzirom na ograničenost hidroenergetskog potencijala moguće je tu nesigurnost kompenzirati izgradnjom nuklearne elektrane.

Tab. 3.1.4. Scenariji izgradnje proizvodnih postrojenja prema strateškim opredjeljenjima

Scenarij	Hidroelektrane			Plinske		TE na u. ugljen		Nuklearne	
	Broj	Snaga MW	Proiz. GWh	Broj	Snaga MW	Broj	Snaga MW	Broj	Snaga MW
SN50-A-O	10	331.8	1875.8	3	864.2	1	300		
SV50-A-O	10	331.8	1875.8	4	1042.5	2	600		
SN50-B-O	10	331.8	1875.8	3	864.2	2	600		
SV50-B-O	10	331.8	1875.8	4	1042.5	3	900	1	500

Potrebe uvoznog ugljena kreću se od 780000 t/god. do 2009000 t/god., prirodnog plina od 246 mln m³/god. do 1398 mln m³/god. i lož ulja od 218000 t/god. do 606000 t/god. ovisno o pojedinom scenariju i strukturi izvora. Za kompenzaciju neostvarene proizvodnje hidroelektrana u sušnim razdobljima mogu se pojaviti dodatne potrebe goriva: do 200 mln m³/god. prirodnog plina i do 300 000 t/god. lož ulja.

Tab. 3.1.5. Godišnje potrebe uvoznog ugljena, prirodnog plina i lož ulja

Scenarij	Uvozni ugljen		Priridni plin		Lož ulje	
	Min. 000t	Max. 000t	Min, mln m ³	Max, mln m ³	Min. 000t	Max. 000t
SN50-A-O	780	780	246	593	382	537
SV50-A-O	747	780	318	1267	495	606
SN50-B-O	747	1707	742	1225	323	574
SV50-B-O	1157	2009	1026	1398	218	475

Potrebne količine goriva određivane su za prosječna stanja u elektroenergetskom sustavu. Po pojedinom objektu, osim u slučajevima velikih havarija potrebe goriva mogu oscilirati do 10 %.

3.2. IZGRADNJA PRIJENOSNE MREŽE

S obzirom na političke i gospodarske promjene i novo ustrojstvo republika (država) na prostoru Jugoslavije, Republika Hrvatska preuzela je potpunu odgovornost za funkcioniranje energetskog sustava, a u sklopu njega i kvalitetnu opskrbu potrošača električnom energijom. Nova politička stvarnost postavlja Hrvatsku u poziciju direktnog činioca elektroenergetskog sustava nove Europe, sa svim pravima i obvezama.

Potrebna izgradnja prijenosne mreže 400 kV odnosi se na izgradnju priključnih vodova novih izvora, manje zahvate u postojećoj mreži i izgradnju vodova prema susjednim državama: Sloveniji, Mađarskoj i BiH (dinamika i prioriteti ovisit će o interesima partnera).

Prema temeljnim načelima razvoja prijenosne mreže u Hrvatskoj nije predviđen razvoj 220 kV mreže osim u slučajevima na područjima u kojima nema 400 kV mreže ili se za duže vrijeme ne predviđa njena izgradnja. Mogući zahvati u mreži odnose se na pojačanja mreže (izgradnja 1 TS 220/110 kV i povećanje snage u dvije TS), te eventualnu izgradnju priključnih vodova kod izgradnje novih proizvodnih postrojenja.

Tab. 3.2.1. Potrebna izgradnja 110 kV mreže - SV50

	Nove TS 110/X kV		Postojeće TS 110/X kV		Izgradnja vodova		
	broj	MVA	broj	MVA	1xDV km	2xDV km	Kabel km
do 1995.	7	320	12	344	86.5	8.0	49.0
1995-2000.	12	440	1	36	253.0	46.0	9.0
2000-2005.	13	420	7	228	191.0	5.0	30.0
2005-2010.	13	440	16	536	279.0	7.0	28.0
Ukupno	45	1620	36	1143	809.5	66.0	116.0

Potrebna izgradnja 110 kV mreže određena je temeljem analize tokova snage i energije u prijenosnoj mreži (pri čemu je potrošnja na područjima koja gravitiraju jednom čvoru 110 kV skoncentrirana u taj čvor), i analize stanja izgrađenosti distribucijske mreže, (potrebe izgradnje ocijenjene s naslova sigurnosti i kvalitete snabdijevanja potrošača na nižim naponskim razinama). Uvažavanjem jednih i drugih potreba određena je potrebna dogradnja prijenosne 110 kV mreže.

Tab. 3.2.2. Potrebna izgradnja 110 kV mreže - SN50

	Nove TS 110/X kV		Postojeće TS 110/X kV		Izgradnja vodova		
	broj	MVA	broj	MVA	1xDV km	2xDV km	Kabel km
do 1995.	6	280	12	344	76.5	8.0	49.0
1995-2000.	10	320	1	36	103.0	46.0	9.0
2000-2005.	5	200	7	228	127.0		21.0
2005-2010.	13	460	16	536	278.0	7.0	11.0
Ukupno	34	1260	36	1143	584.5	61.0	90.0

U odnosu na višu razinu potrošnje potrebna izgradnja mreže 110 kV u nižoj razini potrošnje manja je za 25,0 % u broju novih trafostanica 110/X kV i za 25,8 % dužine vodova i kabela 110 kV.

3.3. IZGRADNJA DISTRIBUCIJSKE MREŽE

Za cijelo područje Hrvatske za višu razinu potrošnje električne energije - SV50D potrebno je izgraditi do 2010. godine distribucijskih objekata od 10 kV i višeg napona: 34 trafostanice napona 110/35,20,10 kV, 58 trafostanica napona 35/10 kV, 361 km vodova napona 110 kV, 712 km vodova napona 35 kV, i 735 km vodova napona 10 kV.

Tab. 3.3.1. Ukupna izgradnja distribucijskih objekata od 10 kV i višeg napona - SV50D

Godina	Trafostanice								Vodovi			
	110/10,20 kV		35/10 kV		110 kV		35 kV		10 kV			
	broj	%	broj	%	km	%	km	%	km	%		
1995.	6	17,6	21	36,2	51	14,1	283	39,7	205	27,9		
2000.	7	20,6	22	37,9	89	24,7	239	33,6	190	25,9		
2005.	13	38,2	12	20,7	135	37,4	160	22,5	235	32,0		
2010.	8	23,5	3	5,2	86	23,8	30	4,2	105	14,3		
Ukupno	34	100.0	58	100.0	361	100.0	712	100.0	735	100.0		

Iskazana potrebna izgradnja trafostanica 110/X kV i vodovi 110 kV je dio ukupne izgradnje mreže 110 kV, kao dio potreba zbog razvoja i problema distribucije električne energije.

Tab. 3.3.2. Ukupna izgradnja distribucijskih objekata od 10 kV i višeg napona - SN50D

Godina	Trafostanice						Vodovi			
	110/10,20 kV		35/10 kV		110 kV		35 kV		10 kV	
	broj	%	broj	%	km	%	km	%	km	%
1995.	5	20,8	21	39,6	41	16,7	283	44,1	190	32,5
2000.	7	29,2	10	18,9	79	32,2	89	13,9	130	22,2
2005.	4	16,7	12	22,6	35	14,3	161	25,6	115	19,7
2010.	8	33,3	10	19,9	90	36,7	108	16,9	150	25,9
Ukupno	24	100,0	53	100,0	245	100,0	641	100,0	580	100,0

Osim novih objekata, za energetske potrebe planira se i rekonstrukcija postojećih: povećanje kapaciteta kod trafostanica 35/10 kV i rekonstrukcija trafostanica 110/35 kV na transformaciju 110/20 kV. Ukupno je potrebno rekonstruirati 35 objekata za višu razinu potrošnje električne energije, i 30 objekata za nižu razinu potrošnje električne energije.

Tab. 3.3.3. Ukupne potrebe izgradnje mreže 0,4 kV - SV50D

Godina	Nove TS 10/0,4 kV kom	Rekonstrukcija mreže 0,4 kV km	P. mreža 10 kV km	N. mreža 0,4 kV km
1995.	2285	505	1143	1982
2000.	2089	570	1045	1811
2005.	2188	750	1094	1892
2010.	2341	988	1170	2025
Ukupno	8903	2805	4452	7710

Kod 0,4 kV mreže predviđena projekcija razvoja polazi od urađene sanacije distribucijske mreže. Ukupno je potrebno do 2010. godine izgraditi: nove 0,4 kV mreže

4710 km, rekonstruirati mreže 0,4 kV 2379 km, priključne mreže 10 kV 2710 km, i trafostanica 10/0,4 kV 5422 komada.

Povećanje u odnosu na postojeće stanje izgradnje niskonaponske mreže iznosi: 28,4 % u trafostanicama 10/0,4 kV, i 12,2 % u vodovima 0,4 kV.

Tab. 3.3.4. Ukupne potrebe izgradnje mreže 0,4 kV - SN50D

Godina	Nove TS 10/0,4 kV kom	Rekonstrukcija mreže 0,4 kV km	P. mreža 10 kV km	N. mreža 0,4 kV km
1995.	1459	580	729	1266
2000.	1270	569	635	1102
2005.	1342	625	671	1167
2010.	1351	605	675	1175
Ukupno	5422	2379	2710	4710

3.4. POTREBNA SREDSTVA ZA SANIRANJE STANJA, REKONSTRUKCIJU, REVITALIZACIJU I IZGRADNJU NOVIH POSTROJENJA

Ukupni troškovi sanacije, revitalizacije, rekonstrukcije i izgradnje novih elektroenergetskih postrojenja iskazani su kroz pet grupa troškova: proizvodnja, prijenos, distribucija, ostali troškovi (infrastruktura elektroenergetskog sustava) i troškovi istraživanja i razvoja elektroenergetskog sustava. Za prve četiri grupe troškovi su proračunati na temelju stanja postrojenja i utvrđenih potreba razvoja elektroenergetskog sustava Hrvatske do 2010. godine, a troškovi istraživanja i razvoja su procijenjeni u iznosu od 1,5 % troškova prve četiri grupe.

Prosječni troškovi određeni su prema pretpostavci: jednaka vjerojatnost ostvarenja više i niže razine potrošnje električne energije (50 %), vjerojatnosti isporuke električne energije iz zajedničkih objekata po scenariju A u iznosu 70 %, i po scenariju B u iznosu 30 %.

Tab. 3.4.1. Prosjek ukupnih troškova izgradnje elektroenergetskih postrojenja do 2010. godine

	Troškovi	
	mln USD	%
Proizvodnja	3344	51.0
Prijenos	608	9.3
Distribucija	2194	33.5
Ostalo	312	4.8
Istraživanje/razvoj	97	1.5
UKUPNO	6555	100.0

U strukturi prosječnih troškova najveći dio se odnosi na troškove proizvodnih postrojenja oko 51,0 % ukupnih troškova, zatim troškova distribucije oko 33,5 % i troškova prijenosa 9,3 %.

Tab. 3.4.2. Ukupni troškovi sanacije, revitalizacije, rekonstrukcije i izgradnje elektroenergetskih postrojenja do 2010. godine

mln USD

		Investicijski troškovi			
		SN50-A-O	SV50-A-O	SN50-B-O	SV50-B-O
do 1995.	Proizvodnja	361.3	627.1	1097.3	1172.2
	Prijenos	145.3	147.9	145.3	147.9
	Distribucija	503.7	566.0	503.7	566.0
	Ostalo	65.5	65.5	65.5	65.5
	Istraživanje/razvoj	16.1	21.1	27.2	29.3
	Ukupno	1091.9	1427.7	1839.0	1980.9
1995-2000.	Proizvodnja	740.7	963.6	789.5	1192.4
	Prijenos	135.6	137.5	135.6	137.5
	Distribucija	501.6	592.0	501.6	592.0
	Ostalo	88.9	88.9	88.9	88.9
	Istraživanje/razvoj	22.0	26.7	22.7	30.2
	Ukupno	1488.8	1808.7	1538.4	2040.9
2000-2005.	Proizvodnja	1134.9	1375.3	690.5	1536.0
	Prijenos	142.9	159.9	142.9	159.9
	Distribucija	517.9	598.9	517.9	598.9
	Ostalo	73.7	73.7	73.7	73.7
	Istraživanje/razvoj	28.0	33.1	21.4	35.5
	Ukupno	1897.4	2240.8	1446.4	2404.0
2005-2010.	Proizvodnja	503.4	337.1	567.9	1147.6
	Prijenos	167.0	180.0	167.0	180.0
	Distribucija	517.2	589.7	517.2	589.7
	Ostalo	84.0	84.0	84.0	84.0
	Istraživanje/razvoj	19.1	17.9	20.0	30.0
	Ukupno	1290.7	1208.7	1356.1	2031.3
1991-2010.	Proizvodnja	2740.2	3303.2	3145.2	5048.2
	Prijenos	590.8	625.3	590.8	625.3
	Distribucija	2040.4	2346.6	2040.4	2346.6
	Ostalo	312.1	312.1	312.1	312.1
	Istraživanje/razvoj	85.3	98.8	91.3	125.0
	Ukupno	5768.8	6685.9	6179.9	8457.1

3.5. SIGURNOST OPSKRBE POTROŠAČA

Metodama planiranja razvoja elektroenergetskog sustava, proizvodnog i prijenosnog dijela, ublažavaju se velikim dijelom potencijalne nesigurnosti u funkcioniranju elektroenergetskog sustava (proizvodnih postrojenja i prijenosne mreže), a svakom distribucijskom području osiguravaju se podjednaki uvjeti isporuke električne energije. Kvaliteta isporuke električne energije kod konačnog potrošača ovisi o kvaliteti i stanju distribucijske mreže, koja je u takvom stanju da na određenim područjima zahtijeva značajnije zahvate na sanaciji.

Temeljni problem sigurnosti opskrbe potrošača električnom energijom u Hrvatskoj je osiguranje dovoljnih količina goriva za proizvodnju električne energije. Strategija izgradnje i proizvodnje električne energije temelji se na većoj proizvodnji električne energije u Hrvatskoj. S obzirom na raspoloživost primarnih oblika energije u Hrvatskoj, uvoz goriva je nužan a sigurnost dugoročne opskrbe gorivom je direktno i sigurnost opskrbe potrošača električnom energijom u Hrvatskoj.

Izuzev hidroelektrana svi ostali proizvodni objekti koriste ili će koristiti gorivo iz uvoza. To se odnosi i na lož ulje i prirodni plin jer su ukupne potrebe goriva veće od proizvodnje nafte i plina na području Hrvatske. Međunarodno tržište goriva nije jednako za sve tipove goriva. Iako postoji određena povezanost, prvenstveno u reakciji na kretanje cijena. Ponuda i potražnja svakog goriva kratkoročno i dugoročno određuje stabilnost tržišta.

3.5.1. Nuklearno gorivo

Prilike na tržištu nuklearnog goriva ovisit će o opredjeljenjima o budućoj strategiji izgradnje nuklearnih elektrana. Iako su neke zemlje donijele odluke o zaustavljanju programa izgradnje nuklearnih elektrana, a neke o privremenom moratoriju na izgradnju i korištenje nuklearnih elektrana, ukupno stanje u nuklearnom programu može se ocijeniti kao razdoblje istraživanja i predaha u odlučivanju.

Ponuda goriva je veća od potražnje, što je utjecalo na stalni pad cijena goriva na spot tržištu, a također i kod dugoročnih ugovora. Početkom 1979. godine cijene prirodnog urana na spot tržištu bile su od 42,2 USD/lb U₃O₃ do 43,5 USD/lb U₃O₃, a u 1991. godini ispod 10 USD/lb U₃O₃. Ovakav trend promjena cijena prirodnog urana ne može se uzeti kao konstanta, a najmanje kao dugoročna opcija, međutim vjerojatnost ekstremnog rasta cijena nije velika, jer također nije velika vjerojatnost da će doći do ekspanzije u novoj izgradnji nuklearnih elektrana.

3.5.2. Ugljen

Izgradnja termoelektrana na uvozni ugljen je jedna od mogućih opcija razvoja, po karakteru sigurnosti opskrbe potrošača jednako tako važna kao i izgradnja termoelektrana na prirodni plin. Prema mogućim scenarijima potrebe uvoznog ugljena do 2000. godine ovise samo o potrebama TE Plomin 1 i TE Plomin 2, a nakon toga ovisno o scenarijima razvoja iznose i iznad 2 mln tona.

Tab. 3.5.1. Potrebe uvoznog ugljena za proizvodnju el. energije

Potrebe uvoznog ugljena	000 t			
	SN50-A-O	SN50-B-O	SV50-A-O	SV50-B-O
1995. god.	780.0	780.0	780.0	780.0
2000. god.	780.0	780.0	780.0	747.0
2010. god.	1157.0	1741.0	1717.0	2009.0

3.5.3. Lož ulje

Od postojećih termoelektrana oko 1000 MW koristi lož ulje kao primarno gorivo. Ove elektrane u elektroenergetskom sustavu Hrvatske imaju i ulogu

kompenzatora neostvarene proizvodnje hidroelektrana u sušnim razdobljima (i do 300000 t/god.). Raspoloživost lož ulja je bitni element sigurnosti opskrbe potrošača električnom energijom.

Primarni preradbeni kapaciteti u Hrvatskoj iznose 14,7 mln tona te su višestruko veći od potreba za hrvatsko tržište. Maksimalne potrebe sirove nafte prema analiziranim scenarijima razvoja iznose 6138900 tona godišnje u 2010. godini. S obzirom na raspoložive kapacitete za preradu količina potrebnih energetske sustavu efikasnost korištenja preradbenih kapaciteta iznosila bi samo 41,8 %.

Tab. 3.5.2. Potrebe lož ulja u Hrvatskoj

Potrebe lož ulja		SN50-A-O 000 t %		SN50-B-O 000 t %		SV50-A-O 000 t %		SV50-B-O 000 t %	
1995.	Termoelektrane	382.0	30.7	457.0	34.7	463.0	4.3	537.0	37.7
	Toplane	281.7	22.7	281.7	21.4	286.6	21.2	286.6	20.1
	Finalna potrošnja	579.7	46.6	579.7	44.0	599.2	44.4	599.2	42.1
	Ukupno	1243.4	100.0	1318.4	100.0	1348.8	100.0	1422.8	100.0
2000.	Termoelektrane	495.0	36.6	606.0	41.4	509.0	34.9	593.0	38.5
	Toplane	303.8	22.4	303.8	20.7	335.4	23.0	335.4	21.8
	Finalna potrošnja	554.9	41.0	554.9	37.9	612.3	42.0	612.3	39.7
	Ukupno	1353.7	100.0	1464.7	100.0	1456.7	100.0	1540.7	100.0
2010.	Termoelektrane	218.0	20.9	355.0	30.1	474.0	32.0	225.0	18.2
	Toplane	343.6	32.9	343.6	29.1	435.4	29.4	435.4	35.3
	Finalna potrošnja	481.7	46.2	481.7	40.8	573.8	38.7	573.8	46.5
	Ukupno	1043.3	100.0	1180.3	100.0	1483.2	100.0	1234.2	100.0

Proizvodnja sirove nafte iz vlastitih nalazišta u Hrvatskoj u 1990. godini iznosi oko 2,5 mln tona. Najnovija predviđanja INE su znatno pesimističnija, te se prema njima očekuje proizvodnja od oko 1,7 mln tona u 2010. godini. Razliku do ukupnih potreba Hrvatska će osigurati uvozom. Vlastita proizvodnja sirove nafte dovoljna je za zadovoljenje oko 30 % potreba u energetske sustavu Hrvatske. U odnosu na procjenu prerade u rafinerijama udio vlastite proizvodnje nafte iznosi oko 20 %.

3.5.4. Prirodni plin

Najmanje količine prirodnog plina potrebne su po scenariju SN50-A-O i u 2010. godini iznose 4452,0 mln m³, a najveće po scenariju SV50-A-O i iznose 5328 mln m³. Razlika u potrebnim količinama je oko 20 %.

Procjene proizvodnje prirodnog plina značajno su reducirane u posljednje vrijeme. Prema najnovijim sagledavanjima očekuje se u 1995. godini proizvodnja iz otkrivenih i potencijalnih rezervi u iznosu od 2350 mln m³, u 2000. godini 2640 mln m³, a u 2010. godini 1335 mln m³.

U proračun je uzet uvoz prirodnog plina iz ZND (SSSR) u iznosu od 1080 mln m³ u 1995. godini, 1430 mln m³ u 2000. i 2010. godini.

Mogućnosti većeg uvoza postoje iz ZND (SSSR), i kroz projekt LNG, koji se sastoji od uvoza ukapljenog plina brodovima iz Alžira do terminala na Jadranu (otok Krk terminal Omišalj) i daljnjim transportom plinovodom do potencijalnih potrošača u Hrvatskoj, Sloveniji i nekim srednjeeuropskim zemljama.

Tab. 3.5.3. Raspoložive i potrebne količine plina u Hrvatskoj

Raspoložive i potrebne količine plina		Proizvodnja otkrivene rezervu mln m ³	poten. rezervu mln m ³	Ukupno mln m ³	Uvoz SSSR mln m ³	Rasp. mln m ³	Potrebe mln m ³	Manjak/višak mln m ³ %	
1995.	SN50-A-O	2350	0	2350	1080	3430	3055	375	12.3
	SN50-B-O	2350	0	2350	1080	3430	3351	79	2.4
	SV50-A-O	2350	0	2350	1080	3430	3123	307	9.8
	SV50-B-O	2350	0	2350	1080	3430	3428	2	0.1
2000.	SN50-A-O	2240	400	2640	1430	4070	3302	768	23.3
	SN50-B-O	2240	400	2640	1430	4070	3825	245	6.4
	SV50-A-O	2240	400	2640	1430	4070	3746	324	8.6
	SV50-B-O	2240	400	2640	1430	4070	4437	-367	-8.3
2010.	SN50-A-O	125	1210	1335	1430	2765	4452	-1687	-37.9
	SN50-B-O	125	1210	1335	1430	2765	4540	-1775	-39.1
	SV50-A-O	125	1210	1335	1430	2765	5328	-2563	-48.1
	SV50-B-O	125	1210	1335	1430	2765	5168	-2403	-46.5

Realnost realizacije analiziranih scenarija izgradnje elektroenergetskog sustava Hrvatske ovisi u najvećoj mjeri o mogućnosti osiguranja potrebnih količina prirodnog plina iz uvoza. Iznad količina ugovorenih sa ZND (SSSR) potrebno je do 2010. godine minimalno osigurati oko 1700 mln m³. Većim dijelom dodatni uvoz odnosi se na supstituciju smanjene vlastite proizvodnje prirodnog plina (oko 1305 mln m³), a manjim dijelom na povećanje potrošnje prirodnog plina. Viša razina potrošnje zahtijeva dodatno povećanje uvoza za 860 mln m³, najvećim dijelom zbog povećane izgradnje termoelektrana na prirodni plin.

LITERATURA: Mogući scenariji razvoja Hrvatske elektroprivrede, Knjaga I-VI, Zagreb, prosinac 1991. godine.

Nikola Lastrić, dipl.ing., HEP

Stjepan Megla, dipl.ing., HEP

Mr. Zdenko Tonković, dipl.ing.,
"Institut za elektroprivredu"

VOĐENJE ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA U IZVANREDNIM USLOVIMA S POGLEDOM NA NORMALNO STANJE

Vođenje elektroenergetskog sustava (EES) je optimalni način stalnog uspostavljanja ravnoteže proizvodnje i nabave, prijenosa i distribucije električne energije sa zahtjevima potrošača, uz održavanje standardima propisane kvalitete električne energije kod svakog potrošača.

Tim poslovima bave se određene organizacijske jedinice u cijeloj Elektroprivredi kao

- Dispečeri
- Operateri u centrima upravljanja
- Uklopničari u elektranama i trafostanicama
- Dežurne osobe i organizatori intervencija
- Interventne ekipe
- Tehničko osoblje za nadzor i upravljanje EES
- Prateće tehničko i administrativno osoblje

Osim tih, posebno zaduženih grupa, koje, osim pratećeg osoblja, rade danonoćno u smjenama svaki dan u godini, veći broj radnih ekipa za održavanje i otklanjanje smetnji i kvarova posredno sudjeluje u održavanju EES brzim i efikasnim intervencijama i kvalitetnim radom u održavanju.

Ovaj referat, ili bolje rečeno pregledna analiza rada i stanja EES u normalnim i izvanrednim uvjetima, temeljen je

na prikupljenim podacima svih dijelova Hrvatske elektroprivrede (HEP) i to za odnosna vremena 1990. i 1991. godina sa posebnim upoređenjem zadnjih tromjesečja istih godina. Ovi vremenski periodi uzeti su kao "normalno stanje - 1990. god." i "izvanredno (ratno) stanje - 1991. god."

Radi boljeg praćenja priloženih tablica sa podacima, treba uvažiti slijedeće pretpostavke:

- Podaci o energiji u proizvodnji, nabavi i potrošnji razlikuju se za gubitke u prijenosu i distribuciji
- Prenešena energija sadrži preuzetu energiju u distribuciji ali i direktne potrošače na visokom naponu i tranzit el. energije
- Podaci o stanju postrojenja, ožujak 1992. g., odgovaraju i kraju 1991. god., ali se i ti podaci stalno mijenjaju radi ratnih oštećenja i neprekidnih napora za uspostavljanje makar i provizornih rješenja na sanaciji i uključenju postrojenja u rad
- Podaci o zaposlenima daju stanje samo stvarno prisutnih na radu, dok je broj djelatnika u radnom odnosu veći
- Radi odgovarajuće poslovne tajnosti nisu korišteni svi dobiveni podaci (nazivi i imena te lokacije postrojenja i sl.) ali za interne potrebe u HEP mogu se dobiti od autora uz suglasnost ovlaštenih i odgovornih osoba.

1. PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE

U EES Hrvatske elektroprivrede djeluju ukupno 32 elektrane na području Republike Hrvatske, te nuklearna elektrana Krško (50%) na teritoriju Republike Slovenije.

Nabava električne energije za naš EES je energija proizvedena u drugim područjima bivše Jugoslavije i djelomično iz inozemstva

Analizirajući podatke iz tabela 1.1.; 1.2. i 1.3. može se lako uočiti vrlo velike promjene od 1990. god. (normalno stanje) na 1991. god. (izvanredno stanje). Te razlike su još uočljivije kod upoređenja posljednjih tromjesečja istih godina kada su ratna razaranja u 1991. god. bila najveća.

Izrazita odstupanja su kod proizvodnje hidroelektrana, što je posljedica da su 3 HE izvan pogona i 4 HE na nekontroliranom području i izvan našeg EES. Dok je proizvodnja HE u cijeloj 1991. god. veća za 42,7% od 1990. god., u posljednjem tromjesečju 1991. god. manja je za skoro 25% od istog tromjesečja 1990. god.

Kako su i termoelektrane smanjile proizvodnju za 42,3 odnosno 29,3% a mogućnost nabave isto smanjena čak za skoro 80% u zadnjem tromjesečju 1991. god. sve do potreba konzuma nadoknadila je NE Krško povećanjem predaje el. energije HEP za preko 116% u odnosu na isto tromjesečje 1990. god.

Cjelokupni pad potrošnje od 12,3% odnosno 31,3% odraz je ratnog stanja, gubitka potrošnje nekontroliranog teritorija i općeg smanjenja potrošnje u industriji i gospodarstvu koje je također doživjelo nezapamćena razaranja svojih proizvodnih postrojenja.

Ove disproporcije biti će uočljivije u podacima za Prijenosna područja a pogotovo u Distribucijskim područjima, osim svega prije navedenog i radi velike migracije ljudi u i izvan Hrvatske.

Uz sve ove velike promjene u vrlo kratkom vremenu, kada je potpuno poremećeno normalno stanje EES, sa 35% manje instalirane snage u elektranama proizvodnja je samo 21% manja a sve to vodi i održava osoblje elektrana sa 20% manje zaposlenih na radu.

I u tako nepredvidljivim izvanrednim uslovima elektrane su kvalitetno održavale proizvodnju i uz pomoć NE Krško, uprkos smanjene dobave energije iz drugih sustava, spasili EES HEP-a.

Treba posebno istaći posade elektrana na ratom zahvaćenim područjima koje su nastavile svoj rad i za vrijeme direktnih napada na elektrane kao i spašavanjem postrojenja u čemu su učestvovali djelatnici proizvodnje, dispečeri i stručne ekipe prijenosnih područja.

ENERGIJA

PROIZVODNJA, NABAVA, POTROŠNJA

Tabela 1.1.

GWh	I - XII			X - XII		
	1990	1991	$\frac{1991}{1990} \%$	1990	1991	$\frac{1991}{1990} \%$
HIDROELEKTRANE	3.701	5.282	142,7	1.517	1.141	75,2
TERMOELEKTRANE	4.030	2.327	57,7	786	555	70,7
NE KRŠKO (50%)	2.191	2.354	107,4	312	675	216,4
UKUPNA PROIZVODNJA	9.922	9.963	100,4	2.615	2.371	90,7
UKUPNA NABAVA (Bez tranzita)	4.874	2.952	60,6	1.262	262	20,7
POTROŠNJA (Bez gubitaka)	14.296	12.534	87,7	3.744	2.573	68,7

PROIZVODNJA Tabela 1.2.

STANJE POSTROJENJA

STANJE ožujak 1992.	ISPRAVNE		OSTEĆENE I POPRAVLJENE		OSTEĆENE I VAN POGONA		NEKONTROLIRANA PODRUČJA		INSTALIRANA SNAGA MW
	BROJ	MW instal.	BROJ	MW instal.	BROJ	MW instal.	BROJ	MW instal.	
HIDROELEKTRANE	16	1.469,7	-	-	3	280,1	4	308,0	2.057,8
TERMOELEKTRANE	8	1.431,7	1	494,0	-	-	-	-	1.925,7
UKUPNO	24	2.901,4	1	494,0	3	280,1	4	308,0	3.983,5

PROIZVODNJA Tabela 1.3.

PREGLEDNI PODACI

X - XII	GWh			ELEKTRANE (u pogonu i upravljanju)			BROJ ZAPOSLENIH (na radu)		
	1990	1991	$\frac{1991}{1990}$ %	1990	1991	$\frac{1991}{1990}$ %	1990	1991	$\frac{1991}{1990}$ %
HIDROELEKTRANE	1.517	1.141	75,2	23	16	69,6	1.395	1.138	81,6
TERMOELEKTRANE	786	555	70,7	9	9	100,0	1.762	1.399	79,4
UKUPNO (VLASTITA PROIZVODNJA)	2.303	1.696	73,6	32	25	78,1	3.157	2.537	80,4

2. PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE

Proizvedenu i izvan našeg EES nabavljenju energiju, Prijenosna područja preko mreže 400, 220 i 110 kV i odgovarajućih transformatorskih stanica dovode do direktnih potrošača i Distributivnih područja.

Podaci o ukupnoj prenešenoj energiji razlikuju se od podataka proizvodnje i nabave za tranzit i gubitke Prijenosa.

U odnosu na proizvodnju na 4 Prijenosna područja uočljivije su znatnije razlike u mogućnostima snabdijevanja električnom energijom i raspoloživim postrojenjima za vođenje EES.

Analizirajući sažete podatke u tabelama 2.1.; 2.2. i 2.3. vidljiv je znatan pad preuzete i prenešene energije za čitavo područje Hrvatske, ali sa vrlo različitim odnosima po Prijenosnim područjima koji pokazuju, svima poznate, rezultate ratnih razaranja.

U tom vremenu, naročito posljednje tromjesečje 1991. god., najteže su pogođena područja Osijek i Split gdje je potrošnja pala za 60-70%, izvan pogona je ili na nekontroliranom području 30-60% dalekovoda i 20-30% transformatorskih stanica.

Sve te "izvanredne uslove", uništenu mrežu i postrojenja, vatrogasnim mjerama spašava u vođenju sustava, sanaciji i stalnom višekratnom osposobljavanju postrojenja, 20-30% manje djelatnika na radu nego u normalnom pogonu.

Rad tih ljudi na terenu i u postrojenjima je nemjerljiv prema radu u normalnom pogonu, jer su to radovi pod stalnim napadima i uz praktički nikakvu sigurnost na radu.

I pored svega, negledajući na vlastitu sigurnost, direktno na ratnim poprištima sva područja osigurala su stabilnost EES i praktički trajno snabdijevanje električnom energijom.

Takovu brzu reakciju i intervencije na terenu bilo je moguće obaviti samo stalnim nadzorom dispečerskih službi, centara daljinskog upravljanja te posebno u svojim domovima ili na radnom mjestu stalno, danonoćno, dežurstvo svih organizatora i radnika vođenja i održavanja pogona. Na svaki kvar ili rušenje postrojenja moglo se tako reagirati momentalno, što i jeste razlog održanja EES i u najgorim "izvanrednim uslovima".

ENERGIJA

PRIJENOS

Tabela 2.1.

PREUZETA ENERGIJA GWh	I - XII			X - XII			KONZUM NA NEKON. PODR. %	
	1990	1991	$\frac{1991}{1990} \%$	1990	1991	$\frac{1991}{1990} \%$	1990	1991
OPATIJA	4.068	4.096	100,7	1.099	752	68,4	5,8	4,1
OSIJEK	4.259	3.400	79,8	1.169	314	26,9	-	25,0
SPLIT	5.109	5.042	98,7	1.372	589	42,9	4,0	8,0
ZAGREB	7.090	6.344	89,5	1.953	1.326	67,9	2,0	8,0
UKUPNO	20.526	18.882	92,0	5.593	2.981	53,3	2,8	10,6

PRIJENOS

STANJE POSTROJENJA

Tabela 2.2.

STANJE ožujak 1992.	Vodovi svih napona - % (dužine)				Transform. stanice svih napona - % (broj)			
	ispravni dio	oštećeno i popravlj.	oštećeno van pogona	nekontrol. područje	ispravne	oštećeno i popravlj.	oštećeno van pogona	nekontrol. područje
OPATIJA	61,6	4,2	25,0	9,2	85,0	-	5,0	10,0
OSIJEK	29,4	4,1	32,7	33,8	60,0	15,0	5,0	20,0
SPLIT	44,2	14,4	7,8	33,6	66,7	16,7	4,1	12,5
ZAGREB	75,3	10,2	13,3	1,2	73,7	18,4	2,6	5,3

PRIJENOS

PREGLEDNI PODACI

Tabela 2.3.

X - XII mjesec	GWh			Mreža (Km) (u pogonu i upravl.j.)			Broj TS (u pogonu i upravl.j.)			Broj zaposlenih (na radu)		
	1990	1991	1991 % 1990	1990	1991	1991 % 1990	1990	1991	1991 % 1990	1990	1991	1991 % 1990
OPATIJA	1.099	752	68,4	1.411	928	65,8	20	17	85,0	312	251	80,4
OSIJEK	1.169	314	26,9	983	330	33,6	17	12	70,6	249	186	74,7
SPLIT	1.372	589	42,9	1.804	1.055	58,5	24	20	83,4	380	317	83,4
ZAGREB	1.953	1.326	67,9	2.114	1.590	75,2	38	34	89,5	400	293	73,2
UKUPNO	5.593	2.981	53,3	6.312	3.903	61,8	99	83	83,8	1.341	1.047	78,1

3. VODENJE I UPRAVLJANJE EES (za Proizvodnju i Prijenos)

Poslovi vođenja i upravljanja EES u proizvodnji i prijenosu obavljaju se preko:

- Dispečerskog centra HEP
- Dispečerskih centara područja
- Centara daljinskog upravljanja
- Uklopničarskih službi u elektranama
- Uklopničarskih službi u trafostanicama sa posadom
- Interventnih grupa uklopničara za trafostanice bez posade
- Dežurnih osoba u Prijenosnim područjima.

Dispečerski centar (DC) HEP ima u svojoj nadležnosti tri područna dispečerska centra, pet centara daljinskog upravljanja (CDU) i pripadajuće elektrane i trafostanice s posadom uklopničara. Svi nalozi za manevre u postrojenjima izdaju se u DC HEP za 400 i 220 kV mrežu i elektrane.

Područni centri imaju nadležnost upravljanja sa mrežom i elektranama napona 110 kV i niže.

Centri daljinskog upravljanja izvode manevre u daljinski upravljanim trafostanicama i daju sve podatke svojim nadležnim DC-ima.

Osim toga operateri u CDU-ima upućuju interventne uklopničare radi pripreme mjesta rada u TS, kao i radi provjere alarma i signalizacija, dijagnostike i manjih popravaka za TS bez uklopničarske službe.

Osnovni podaci o broju DC i CDU prikazani su u Tab. 3.1.

U ovim izvanrednim uslovima sve te službe odigrale su posebno važnu ulogu, jer se u svako vrijeme moglo imati pravo stanje postrojenja i pravovremeno poduzimati akcije za stalnost rada EES. Čak i za dijelove nekontroliranih područja bio je moguć nadzor i uvid u stanje postrojenja.

Kad se uzme u obzir da je EES HEP-a ostao praktički bez 400 kV i 220 kV mreže i sa znatno smanjenom mrežom 110 kV, pravi je podvig bio održati EES u stabilnosti i radu i to bez redukcija i ozbiljnije g smanjenja kvalitete električne energije.

Sve to se može zahvaliti samo izvanrednom zalaganju i stručnosti tih službi, jer bi bez toga EES bio u potpunom raspadu.

Posebno treba naglasiti da su za sve centre bili organizirani premještaji na sigurnije lokacije sa minimalnom opremom, koja je ipak imala sve funkcije vođenja i upravljanja. Iz tog razloga za svo ovo vrijeme sustav daljinskog vođenja i upravljanja radio je bez zastoja i prekida što je opet zasluga izvanrednog angažmana svih stručnih službi.

Druga strana ovih događanja pokazuje da se i sa tako velikom smanjenjem mreže i postrojenja, koje je znatno veće od smanjenja potrošnje električne energije, može održati EES. To dovodi do pomisli da bi se pomnijom analizom moglo doći do zaključka o bar privremenoj nepotrebnosti nekih dijelova EES, što bi bar u postepenoj sanaciji i obnovi postrojenja moglo dati i prioritete obnove.

**DISPEČERSKI CENTRI I
CENTRI DALJINSKOG UPRAVLJANJA**

UPRAVLJANJE I
PRIJENOS

TABELA 3.1.

PODRUČJE	CENTRI UPRAVLJANJA I TRANSFORMATORSKE STANICE U NADZORU I DALJINSKOM UPRAVLJANJU					
	BROJ CENTARA	BROJ TS NA DU	BROJ DUTS U POGONU	BROJ DUTS VAN POGONA	BROJ DUTS NA NEKONTR. PODR	
DISPEČERSKI CENTAR HEP	1 DC 5 CDU	-	-	-	-	
PRIJENOS OPATIJA	1 DC 1 CDU	10	8	1	1	
PRIJENOS OSIJEK	1 DC 1 CDU	13	8 ^x	2 ^x	3 ^x	
PRIJENOS SPLIT	1 DC 2 CDU	12	8	1	3	
PRIJENOS ZAGREB	1 CDU	21	21	-	-	
UKUPNO	4 DC 5 CDU	56	45	4	7	

^x PROCJENJENI PODACI

4. DISTRIBUCIJSKI ELEKTROENERGETSKI SUSTAV

Čitav distribucijski elektroenergetski sustav, kao najrašireniji sustav, u ratnim okolnostima našao se u izuzetno složenim prilikama. U situaciji uništavanja gospodarskih i stambenih objekata najviše su oštećene mreže niskog, a manje mreže srednjeg i visokog napona. Međutim posljedice oštećivanja mreža visokog i srednjeg napona bile su znatno veće jer je time dio ili čitavo područje na kraće ili duže vrijeme ostajalo bez opskrbe električnom energijom.

Iz tabele 4.1. vidljivi su podaci o nabavi električne energije u 1990. i 1991. godini po pojedinom Distribucijskom području kao i ukupni podaci za čitavu Distribuciju. Vidljiv je pad nabave u 1991. u odnosu na 1990. za 10,2%, a u zadnjem tromjesečju taj pad iznosi 25,2%.

Pri tome poseban pad nabave el. energije izražen je na području Dubrovnika i Zadra (zbog oštećenja visokonaponske mreže) dok je na području Gospića i Vinkovaca (Vukovar) smanjena nabava kao posljedica privremeno okupiranog teritorija.

Obzirom da se krajem 1991. god. osjeća smanjenje gospodarske proizvodnje na svim područjima, za ona područja koja zadržavaju relativno visok postotak nabave električne energije to znači znatan priliv izbjeglog stanovništva.

U istoj tabeli prikazan je procjenjeni konzum (broj potrošača) na privremeno okupiranom području u postotnom iznosu od ukupnog broja potrošača.

U tom smislu posebno se ističe područje Vinkovaca (Vukovar), iako su i na drugim područjima zabilježene pojave znatne migracije stanovništva. To bi se uvjetno moglo nazvati privremenim napuštanjem potrošnje na određenim lokacijama.

U tabeli 4.2. prikazani su podaci o distribucijskim vodovima visokog i srednjeg napona kao i transformatorskim stanicama VN/SN i SN/NN u postotnom iznosu. Podaci se odnose na neoštećene objekte, oštećene i popravljene (stavljene u funkciju ali ne sasvim sanirane), objekte koji su oštećeni i nisu u funkciji i objekte koji su na privremeno okupiranom području.

Relativno najviše objekata na nekontroliranom području nalazi se na području Siska i Gospića no ne zaostaju ni područja Šibenika, Zadra i Vinkovaca.

Teško je procijeniti u kakvom je stanju mreža i postrojenja na ovim prostorima. Obzirom da je na većini od tih područja vođen oružani sukob, mreže i postrojenja sigurno su više ili manje oštećena

Promatrajući tabelu 4.3. vidi se da je ostvarena nabava električne energije u zadnjem tromjesečju 1991. u odnosu na zadnje tromjesečje 1990. u iznosu od 74,8%.

Visokonaponska i srednjenaponska distribucijska mreža 1991. god. u pogonu je 76,5% u odnosu na isto razdoblje 1990. god.

Distribucijske transformatorske stanice VN/SN i SN/NN u 1991. god. u pogonu su 82,4% u odnosu na isto razdoblje 1990. god.

U isto vrijeme broj radnika u distribuciji koji su prisutni na radu je 80,2% u odnosu na broj radnika u 1990. god.

Međutim ono što je potrebno naglasiti to je da je uništen vrlo velik broj stambenih zgrada, a sa njima i priključci, brojila i mreže niskog napona koje su građene na način da se koriste kao uporišna mjesta zgrade.

PREUZETA ENERGIJA GWh	I - XII			X - XII			KONZUM NA NEKONTROL. PODRUČJU %	
	1990	1991	$\frac{1991}{1990} \%$	1990	1991	$\frac{1991}{1990} \%$	1990	1991
ELEKTRA ČAKOVEC	182	184	101,0	49	48	97,9		-
ELEKTRA VARAŽDIN	341	333	97,6	92	88	95,6		-
ELEKTRA ZABOK	390	380	97,4	103	91	88,3		-
ELEKTRA KOPRIVNICA	300	298	99,3	79	73	92,4		-
ELEKTRA BJELOVAR	195	193	98,9	52	47	90,4		-
ELEKTRA KRIŽ	470	398	84,7	126	70	55,5		10
ELEKTRA ZAGREB	2.589	2.578	99,6	735	698	94,9		-
ELEKTRA SISAK	423	310	73,3	102	45	44,1		51
ELEKTRA KARLOVAC	388	338	87,1	105	66	62,8		15
ELEKTROSLAVONIJA OSIJEK	948	815	85,8	267	160	59,9		25,8
ELEKTRA VINKOVCI	482	344	71,3	139	36	25,9		64
ELEKTRA SLAVONSKI BROD	342	321	93,8	97	79	81,4		-
ELEKTROPRIMORJE RIJEKA	1.177	1.108	94,1	315	276	87,6		-
ELEKTROISTRA PULA	847	785	92,7	212	198	93,4		-
ELEKTROLIKA GOSPIĆ	129	86	66,6	33	5	15,2		-
ELEKTRA ZADAR	450	320	71,1	117	27	23,1		20
ELEKTRA ŠIBENIK	300	238	79,3	80	43	53,7		35
ELEKTRODALMACIJA SPLIT	1.435	1.256	87,5	387	295	76,2		0,4
ELEKTROJUG DUBROVNIK	257	185	71,6	64	14	21,8		26
U K U P N O	11.649	10.470	89,8	3.154	2.359	74,8		

STANJE ožujak 1992.	Vodovi svih napona - % (dužine)		Transform. stanice svih napona - % (broj)			
	ispravni dio	ostečeno i popravlj. van pogona	ostečeno i popravlj. van pogona	ispravne	ostečeno i popravlj. van pogona	nekontrol. područje
ELEKTRA ČAKOVEC	100	-	-	100	-	-
ELEKTRA VARAŽDIN	100	-	-	99,6	0,4	-
ELEKTRA ZABOK	100	-	-	100	-	-
ELEKTRA KOPRIVNICA	99,7	0,3	-	99,6	0,1	0,2
ELEKTRA BJELOVAR	99	-	1	99,4	0,6	-
ELEKTRA KRIŽ	70	10	5	71,2	11,8	3,5
ELEKTRA ZAGREB	99,7	0,29	0,01	99,6	0,3	0,1
ELEKTRA SISAK	28,7	0,6	0,01	25,7	3,3	1,1
ELEKTRA KARLOVAC	50	10	10	67,8	1,9	1,4
ELEKTROSLAVONIJA OSIJEK	68	0,04	0,02	72,9	3	0,9
ELEKTRA VINKOVCI	46	7,5	1,2	47,6	5,3	2,4
ELEKTRA SLAVONSKI BROD	98	0,5	1,5	94,8	0,2	4,9
ELEKTROPRIMORJE RIJEKA	100	-	-	99,9	0,1	-
ELEKTROISTRA PULA	100	-	-	100	-	-
ELEKTROLIKA GOSPIĆ	20	6,2	5,8	26,5	7,1	1,8
ELEKTRA ZADAR	46,5	22,7	9,2	46,7	2	0,3
ELEKTRA ŠIBENIK	35,5	9,8	2,7	40,3	3	0,2
ELEKTRODALMACIJA SPLIT	92,6	-	-	96,4	-	-
ELEKTROJUG DUBROVNIK	65	0,9	0,1	57,7	5,8	3,5
						33

X - XII mjesec	Preuzeta energija GWh			Mreža (Km) (u pogonu i upravl.j.)			Broj TS (u pogonu i upravl.j.)			Broj zaposlenih (na radu)		
	1990	1991	$\frac{1991}{1990}\%$	1990	1991	$\frac{1991}{1990}\%$	1990	1991	$\frac{1991}{1990}\%$	1990	1991	$\frac{1991}{1990}\%$
ELEKTRA ČAKOVEC	49	48	97,9	607	607	100	472	472	100	218	200	91,7
ELEKTRA VARAŽDIN	92	88	95,6	1.039	1.039	100	687	687	100	408	392	96,1
ELEKTRA ZABOK	103	91	88,3	886	886	100	662	662	100	425	373	87,7
ELEKTRA KOPRIUNICA	79	73	92,4	1.286	1.286	100	843	841	99,7	370	310	83,8
ELEKTRA BJELOVAR	52	47	90,4	1.121	1.110	99	679	679	100	293	236	80,5
ELEKTRA KRIŽ	126	70	55,5	2.105	1.684	80	1.130	937	83	509	408	80,2
ELEKTRA ZAGREB	735	698	94,9	3.313	3.288	99,9	2.806	2.801	99,9	2.040	1.663	81,5
ELEKTRA SISAK	102	45	44,1	1.711	482	28,2	896	259	29	538	263	48,8
ELEKTRA KARLOVAC	105	66	62,8	2.176	1.305	60	1.076	750	69,7	631	431	68,3
ELEKTROSLAVONIJA OSIJEK	267	160	59,9	2.170	1.554	68	1.420	1.077	75,9	1.321	955	72,3
ELEKTRA VINKOVCI	139	36	25,9	1.148	614	53,5	661	350	52,9	265	199	75,1
ELEKTRA SLAVONSKI BROD	97	79	81,4	1.153	1.135	98,5	709	674	95	307	243	79,1
ELEKTROPRIMORJE RIJEKA	315	276	87,6	2.365	2.365	100	1.704	1.703	99,9	1.123	924	82,3
ELEKTROISTRA PULA	212	198	93,4	2.469	2.469	100	1.483	1.483	100	869	780	89,7
ELEKTROLIKA GOSPIĆ	33	5	15,2	1.999	523	26,2	885	297	33,5	382	113	29,6
ELEKTRA ZADAR	117	27	23,1	1.592	741	46,5	846	411	48,6	506	475	93,8
ELEKTRA ŠIBENIK	80	43	53,7	1.523	690	45,3	820	355	43,3	541	491	90,7
ELEKTRODALMACIJA SPLIT	387	295	76,2	2.325	2.152	92,6	2.007	1.934	96,4	1572	1398	88,9
ELEKTROJUG DUBROVNIK	64	14	21,8	997	652	65,9	515	327	63,5	326	272	83,4
U K U P N O	3.154	2.359	74,8	31.985	24.467	76,5	20.192	16.642	82,4	12.644	10.144	80,2

5. CENTRI NADZORA I UPRAVLJANJA DISTRIBUCIJSKOG ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA

U trenucima ratnih razaranja najrazličitijih objekata, elektroenergetskog sustava i stradavanja ljudi, dispečeri i pogonsko operativno osoblje postavljeno je pred izuzetno složene i opasne zadatke. Bilo je potrebno osigurati električnu energiju potrošačima i institucijama za funkcioniranje normalnog života kao i onog u funkciji obrane Republike Hrvatske. Osim funkcije opskrbe postavila se potreba isključenja električne energije (zamračenja) kao i funkcija masovnog upozorenja (uzbunjivanje).

U situacijama ratnih razaranja i pojavama požara bilo je nužno hitno osiguranje beznaponskog stanja objekata prilikom gašenja požara.

Osiguranje pojedinih distributivnih elektroenergetskih objekata protiv ratnih razaranja obavljena je na način da su se vitalni dijelovi oblagali zaštitnim zidom od blokova cigle što se pokazalo dobrim rješenjem.

Kod obavljanja ovih poslova distribucijski centri nadzora i upravljanja kao i svo prateće pogonsko osoblje odigralo je izuzetno važnu ulogu.

U nekim područjima zbog velikih ratnih opasnosti pojedini centri smješteni su u sigurnije prostore odakle su nastavili rad.

U tabeli 5.1. prikazani su podaci o distribucijskim centrima te daljinski nadziranim i upravljivim trafostanicama po pojedinim područjima. Činjenica da je od ukupnog broja daljinski nadziranih trafostanica samo 8,7% van pogona (zbog oštećenja ili su na privremeno okupiranom području) upućuje se na to da je na taj način rješavan "siguran" način isporuke el. energije.

Međutim ako se promatraju pojedinačno pojedina distribucijska područja uočava se da ratom manje zahvaćena područja sudjeluju sa pretežnim brojem daljinski nadziranih i upravljivih trafostanica u odnosu na njihov ukupan broj.

To znači da je upravo na ratom zahvaćenom području operativno osoblje bilo izloženo znatno većim poteškoćama.

Svugdje gdje je to situacija dozvoljavala potrošači su snabdjevani iz mreže, a u nekim slučajevima vitalni objekti (bolnice, proizvodnja hrane, potrebe obrane Republike Hrvatske) snabdjevani su putem stabilnih ili prijenosnih agregata. I na tim poslovima aktivno je učestvovalo Distributivno operativno osoblje.

To znači da je u uvjetima učestalog fizičkog razaranja gospodarskih objekata i elektroenergetske mreže postojala potreba stalnog rada pogonskog osoblja na razdvajanju neoštećenih od oštećenih dijelova mreže i stavljanja neoštećenih dijelova mreže u pogon.

Isto tako kada je postojala mogućnost popravljale su se oštećene mreže i postrojenja.

Ispunjenje svih funkcija najčešće se odvijalo u teškim i često po život opasnim okolnostima.

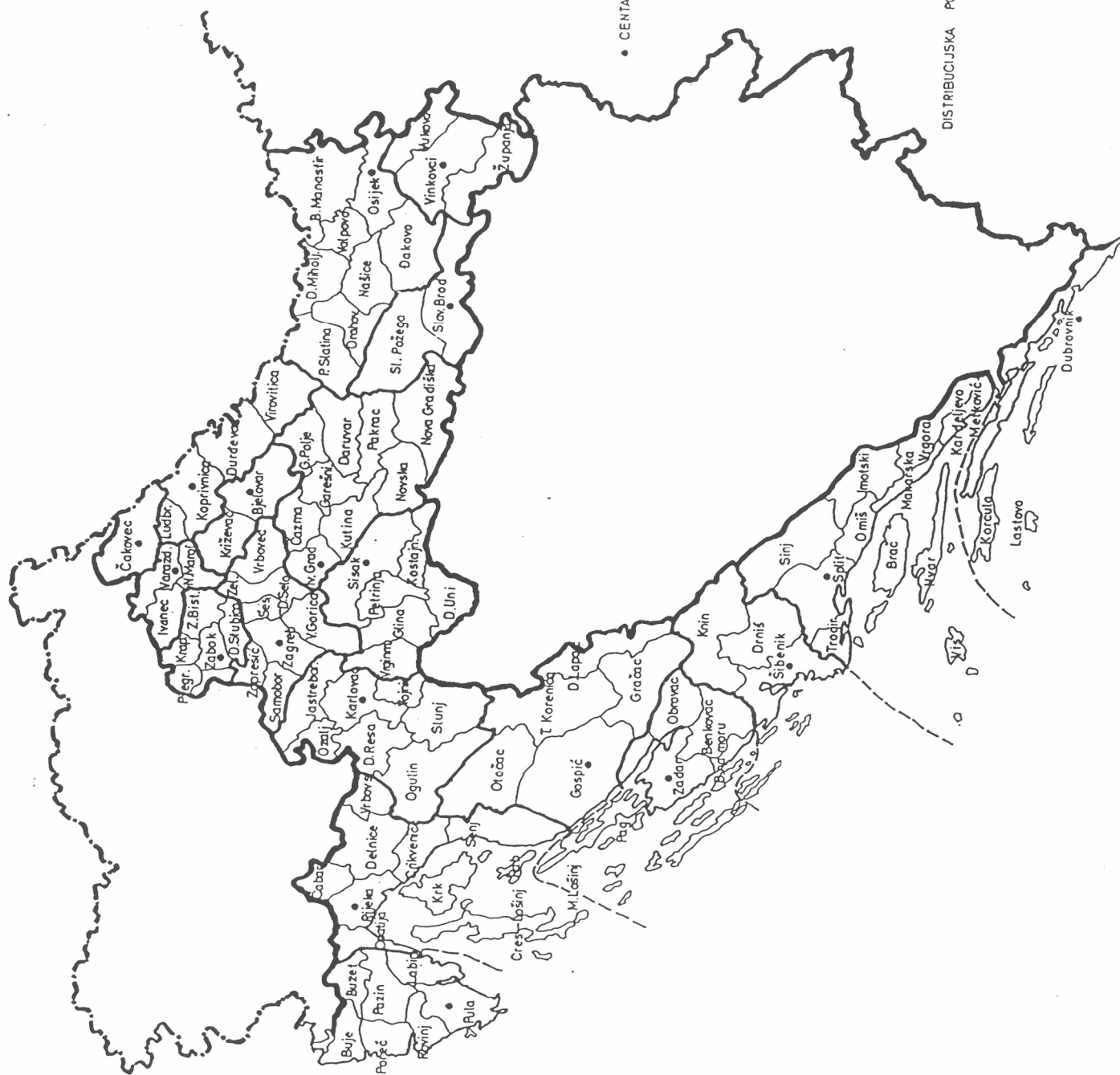
Uza sve poteškoće i uništavanja distributivni sustav je održan. Ako ne uzmemo u obzir privremeno nekontrolirana područja (tabela 4.2.) postotno relativno mali dijelovi mreže su van pogona (osim područja Karlovca, Zadra i Gospića).

DISTRIBUCIJA

DISTRIBUTIVNI CENTRI

Tabela 5.1

DISTRIBUCIJSKO PODRUČJE	CENTRI UPRAVLJANJA I TRANSFORMATORSKE STANICE U NADZORU I DALJINSKOM UPRAVLJANJU				
	BROJ CENTARA	BROJ TS NA DU	BROJ DUTS U POGONU	BROJ DUTS VAN POGONA	BROJ DUTS NA NEKONTR. PODR.
ELEKTRA ČAKOVEC	1	5	5	-	-
ELEKTRA VARAŽDIN	1	4	4	-	-
ELEKTRA ZABOK	-	-	-	-	-
ELEKTRA KOPRIVNICA	1	1	1	-	-
ELEKTRA BJELOVAR	1	2	2	-	-
ELEKTRA KRIŽ	1	15	14	1	-
ELEKTRA ZAGREB	2	27	27	-	-
ELEKTRA SISAK	-	-	-	-	-
ELEKTRA KARLOVAC	1	4	3	-	1
ELEKTROSLAVONIJA OSIJEK	1	5	5	-	-
ELEKTRA VINKOVCI	-	-	-	-	-
ELEKTRA SLAVONSKI BROD	-	-	-	-	-
ELEKTROPRIMORJE RIJEKA	1	16	16	-	-
ELEKTROISTRA PULA	1	12	12	-	-
ELEKTROLIKA GOSPIĆ	1	5	-	1	4
ELEKTRA ZADAR	-	-	-	-	-
ELEKTRA ŠIBENIK	1	1	1	-	-
ELEKTRODALMACIJA SPLIT	3	14	14	-	-
ELEKTROJUG DUBROVNIK	1	4	2	-	2
U K U P N O	17	115	106	2	7



6. SADAŠNJE STANJE EES I SUGESTIJE ZA OBNOVU:

Elektroenergetski sustav na teritoriju Hrvatske razvijan je slobodno od svojih administrativnih granica, od prvog povezivanja sa BiH krajem 1957. Gotovo da bi se mogla konstatirati upravo programska orijentacija na ideju elektroenergetske jedinstvenosti jugoslavenskog prostora, na poštivanje optimalnih rješenja u integralnom grafu mreže transparentnom republičkim granicama.

Tretiranje mreže kao nadrepubličke strukture motivirale su specifičnost geografskog oblika i položaja Hrvatske, kao i energetske karakteristike. Ali i uz tu uvjetovanost bila je Hrvatska Elektroprivreda otvorena tehničkoj logici i rješavanju problema u zajedništvu sa susjedima. Tako je stvaranjem suverene hrvatske države zatečen sustav sa oko polovice vlastitih instaliranih snaga izvan granica i sa visokonaponskom mrežom kroz tridesetak grana uraslom u svoje okruženje.

Iznutra se u izgradnji sustava nastojala postići što veća sigurnost alimentiranja potrošača po kriterijima razvijenih sustava: gotovo sva čvorišta u visokonaponskoj mreži imaju minimalno dvostrano napajanje već na promatranoj naponskoj razini, a u transformacijama su barem po dva transformatora. Nerijetko imaju ta čvorišta i punu redundanciju na svojoj "sekundarnoj" strani: u mogućnosti međusobnog ispomaganja kroz distributivnu mrežu u slučaju neraspoloživosti jedne transformacije. Adekvatno su sanirana uska grla i nepouzdanosti elementi koji su se pojavljivali zastarijevanjem opreme. Jednako je takva pažnja posvećivana pouzdanosti injekcije izvora i fleksibilnosti u mrežnoj interpolaciji za njihovu optimalnu eksploataciju.

Zbog takve "hardverske" razvijenosti i razvedenosti hrvatskog elektroenergetskog sustava moguće je konstatirati da je "energetika funkcionirala dobro unatoč ratu" (Vjesnik, 17. IV 1991. , prilikom smjene ministra za energetiku).

U prilogu 6.1. ilustriramo u kakvoj smo se situaciji našli ratnom agresijom samo citiranjem izvještaja prezentiranog u okviru redovnog međusobnog informiranja zemalja članica UCPT-e (Zajednica za proizvodnju i prijenos električne energije).

Otada je, napadom na BiH, prekinuta i veza Hercegovine i Dalmacije - pa je hrvatski elektroenergetski sustav razbijen u četiri nezavisne cjeline (Slavonija, "Sjeverozapad", Dalmacija u dva dijela), i tako danas (od 14. travnja) funkcionira. I to zadovoljavajuće, treba naglasiti. (Prilog 6.2.).

No neka ne zavarava eventualna adekvatna izgrađenost ili oko 30% smanjena potrošnja: sustav su (ne samo elektroenergetski) prvenstveno i nadasve ljudi. Njihovoj kvalificiranosti, požrtvovnosti pod cijenu života: i onih koji ga održavaju i onih koja ga vode, treba zahvaliti da je velika većina utičnica pod naponom!

Interpolirane su dionice vodova 400 kV u mrežu 110 kV (u Slavoniji), dionice vodova 220 kV u mrežu 110 kV i 35 kV (u Lici, dizane su dionice starih vodova 35 kV u mrežu 110 kV (zadarsko područje). Većina čvorišta napajana je radijalno. Injekcija polovice najvećih elektrana ostala je na jednom vodu (Senj, Sisak). Velike, koncentrirane transformatorske stanice 400/220/110 kV postale su upitne - kao i napajanje cijelih regija. Usprkos svim transformacijama konfiguracije i dinamici mijenjanja topologije sustava, vođenje pogona ostalo je u svojoj mirnodopskoj shemi što pokazuje da je bilo dobro zasnovano (tj. sukladno funkcionalnoj i geografskoj strukturi hrvatskog elektroenergetskog sustava).

Studije "strogo povjerljive" za donedavni ONO i DSZ o "radu sustava u izvanrednim uvjetima", izrađene prema nekreativnim formalističkim zahtjevima, ničem ne služe.

I dok se s jedne strane sustav još razara, rudimentarna obnova već započinje: ne samo da je uspostava sustava zahtjev iz Rezolucije briselske Mirovne konferencije o Jugoslaviji 1. travnja (da krenemo od superponirane mreže), nego je sigurnost opskrbe električnom energijom traženje i UNPROFOR snaga (što bi se moglo uzeti lokalnom problematikom nižih naponskih razina). Ili: strane elektroprivrede spremne su ponuditi svoju pomoć, i moramo što prije znati zatražiti supstitucijski/razvojno koordinirani i kompatibilni "tender" potrebne opreme usklađen sa ulogom domaće industrije.

Promišljanje cjelokupne obnove i koncepcijskog redizajniranja elektroenergetskog sustava Hrvatske moralo bi akcelerirati (kao što se to radi npr. u Ministarstvu prometa i veza). U tom smislu sigurno će biti dragocjen doprinos ove "Konzultacije", u operativnom i razvojnom smislu. Potrebni su novi kriteriji i prioriteti, sa novom selektivnošću - pa iako njihova preciznost i primjenljivost umnogome ovise o još nepoznatim parametrima od stabilizacije novog političkog ustrojstva jugoslavenskog prostora pa sve do lokalne demografske i gospodarske obnove, treba se početi uživaljavati u njihovu temeljnu filozofiju. Graditi na vitalnosti "ratnog" života sustava, izvući magistralne zaključke i ta iskustva kritički preplesti sa razvojnim konceptom hrvatske mreže kao subjektiviteta unutar UCPE-a.

Formuliranje koherentnog programa - od tekućih improvizacija do krajnjeg horizonta elektroenergetskog suvereniteta Hrvatske - povjerimo timu stručnjaka, dokazanih i radinih, koji će angažirajući sve svoje kanale i pronalazeći korisne veze dati suvremena i konkretna rješenja.

Zagreb, travanj 1992. god.

Radna grupa UCPTÉ
 "Eksploatacija interkonektivne mreže"

("Exploitation des reseaux
 interconnectes")

JUGOSLAVIJA

INFORMACIJA

o radu jugoslovenskog elektroenergetskog sistema
 u periodu septembar 1991. - februar 1992. godine

Pogonska situacija

Kao što je poznato, usled ratnih dejstava na području Hrvatske, već tokom letnjeg perioda 1991. godine, dolazilo je do oštećenja i ispada iz pogona pojedinih vitalnih dalekovoda i ugrožavanja sigurnosti funkcionisanja jugoslovenskog elektroenergetskog sistema. Krajem septembra 1991. godine, stanje se toliko pogoršalo da se veza između zapadnog i istočnog dela jugoslovenskog elektroenergetskog sistema ostvarivala samo preko jednog 380 kV dalekovoda N.Tesla - Ernestinovo. Znači, dalekovodi 380 kV Obrovac - Meline i Obrovac - Konjsko i dalekovodi 220 kV Konjsko - Brinje, Jajce - Mraclin i Prijedor - Sisak već su zbog oštećenja bili van pogona.

Dana 26.IX 1991. godine, usled ratnih dejstava dolazi do oštećenja i ispada iz pogona i 380 kV dalekovoda N.Tesla - Ernestinovo, uz istovremeni ispad iz pogona 380 kV dalekovoda Ernestinovo - Tumbri i Ernestinovo - Ugljevik, čime jugoslovenski elektroenergetski sistem biva razdvojen na dva dela, i to:

- * zapadni deo, koji je ostao vezan u okviru interkonekcije UCPTÉ, a isti sačinjavaju elektroenergetski sistem Slovenije i veliki deo elektroenergetskog sistema Hrvatske;
- * istočni deo, koji čine elektroenergetski sistemi Bosne i Hercegovine, Crne Gore, Srbije, Makedonije i manji deo hrvatskog elektroenergetskog sistema, koji praktično zajedno sa elektroenergetskim sistemima Grčke i Albanije ostaje odvojen od interkonekcije UCPTÉ.

U nastaloj situaciji, aktivnosti u koordinaciji rada jugoslovenskog elektroenergetskog sistema se organizuju tako, da deo elektroenergetskog sistema koji je ostao u okviru interkonekcije UCPTÉ, pored tekuće svoje regulacije, preuzima na sebe da u celosti izvrši kompenzaciju zatečenih odstupanja u razmeni električne energije u okviru UCPTÉ-a za račun istočnog dela jugoslovenskog elektroenergetskog sistema, kao i deo koji se odnosi na elektroenergetske sisteme Grčke i Albanije.

Rad i regulacija istočnog dela jugoslovenskog elektroenergetskog sistema, zajedno sa elektroenergetskim sistemima Grčke i Albanije, organizovan je posebno i isti se odvijao uglavnom uredno.

U prethodnom periodu, za vreme većih isporuka električne energije iz Albanije u Grčku, dolazilo je do pojave čestih preopterećenja i ispada iz pogona interkonektivnih vodova između elektroenergetskih sistema Albanije i Jugoslavije, kao i preopterećenja i ispada nekih dalekovoda u južnom delu jugoslovenskog elektroenergetskog sistema, a pogotovu za vreme jugoslovenskog uvoza električne energije iz Albanije, pa se zbog toga na tom preseku ostvaruje usmereni rad ili su ti interkonektivni dalekovodi privremeno isključeni iz pogona.

Inače, što se tiče normalizovanja funkcionisanja jugoslovenskog elektroenergetskog sistema, preduzimaju se sve moguće mere i aktivnosti uz prisustvo predstavnika Evropske posmatračke misije i vrše se pripreme za sanaciju oštećenih dalekovoda na području ratom zahtućenih teritorija.

Očekujemo da će se dolaskom mirovnih snaga Ujedinjenih nacija stvoriti uslovi za sanaciju oštećenja pomenutih dalekovoda.

Ukoliko bi mirovne snage Ujedinjenih nacija došle u Jugoslaviju tokom meseca aprila, ocenjujemo da bi se do kraja meseca maja mogla izvršiti sanacija oštećenja i stavljanje u pogon 380 kV dalekovoda Obrovac - Meline i Obrovac - Konjsko čime bi praktično došlo do ponovnog ukljućenja celog jugoslovenskog elektroenergetskog sistema, kao i elektroenergetskih sistema Grčke i Albanije u interkonekciju UCPTE.

Normalno, intenzivno bi se nastavilo sa sanacijom oštećenja i stavljanjem u pogon drugih dalekovoda na kriznim područjima, čime bi se povećavala sigurnost funkcionisanja jugoslovenskog elektroenergetskog sistema, a istovremeno povećavala bi se sigurnost i u odvijanju njegovog paralelnog rada, kao i paralelnog rada elektroenergetskih sistema Grčke i Albanije u okviru interkonekcije UCPTE.

U prilogu se daje šematski prikaz prenosne mreže jugoslovenskog elektroenergetskog sistema, uz obeležene dalekovode koji su zbog oštećenja van pogona.

Novi proizvodni i prenosni kapaciteti

U periodu septembar 1991. - februar 1992. godine u Jugoslaviji nije pušten u pogon nijedan značajniji novi prenosni kapacitet, a od novih proizvodnih kapaciteta, krajem septembra 1991. godine puštena je u pogon jedna nova termoelektrana, TE Kostolac B2, snage na pragu 315 MW.

Završetak radova na jugoslovenskoj strani i puštanje u pogon međudržavnog dalekovoda 380 kV Maribor - Kainachtal očekuje se

Elektroenergetska situacija

I pored relativno niskih dotoka vode za hidroelektrane (koeficijent produktibilnosti je iznosio svega 0,72), posmatrano na nivou cele zemlje u proteklom zimskom periodu 1991/92. godina, potrebe potrošnje i proizvodnje električne energije uglavnom su bile uravnotežene.

U periodu septembar 1991. - februar 1992. godine ostvarena je ukupna proizvodnja električne energije (prag udruženih elektrana) u iznosu 38,1 mlrd kWh, što je za 3,8% manje od proizvodnje ostvarene u odgovarajućem prošlogodišnjem periodu. Ukupna potrošnja električne energije (prag prenosa bez potrošnje za pumpanje vode) u istom periodu ostvarena je u iznosu 36,3 mlrd kWh, što je oko 7% niže od potrošnje ostvarene u odgovarajućem periodu 1990/91. godine. Na ovakav pad potrošnje električne energije u proteklom periodu u najvećoj meri su uticale nepovoljne ekonomske i političke prilike u celoj zemlji. Ukupan uvoz električne energije iznosio je 0,4 mlrd kWh, dok je u istom periodu izvezeno 1,9 mlrd kWh.

Početkom meseca marta 1992. godine elektroenergetska situacija po pitanju proizvodnje i potrošnje električne energije na nivou zemlje je uglavnom uravnotežena i u predstojećem periodu se ne očekuju veće teškoće u pokrivanju planiranih potreba potrošnje električne energije.

**PREGLED ELEKTROENERGETSKIH POSTROJENJA
U HRVATSKOJ KOJI SU ZBOG RATA IZVAN POGONA**

Od proizvodnih jedinica radi uništenja postrojenja i okupacije neraspoložive su za pogon :

- HE Dubrovnik (216 MW)
- HE Sklope (22.5 MW)
- HE Peruća (41.6 MW)
- RHE Obrovac (276/-240 MW)
- HE Manojlovac (24 MW)
- HE Golubić (6.5 MW)

sto je ukupno 586.6 MW ili 28.51% raspoložive snage hidroelektrana u Hrvatskoj.

Uslijed ratnih razaranja, izvan pogona su slijedeća prijenosna postrojenja :

- DV 400 kV Konjsko - Obrovac
 - DV 400 kV Obrovac - Melina
 - DV 400 kV Ernestinovo - Tumbri
 - DV 400 kV Ernestinovo - Mladost
 - DV 400 kV Ernestinovo - Ugljevik

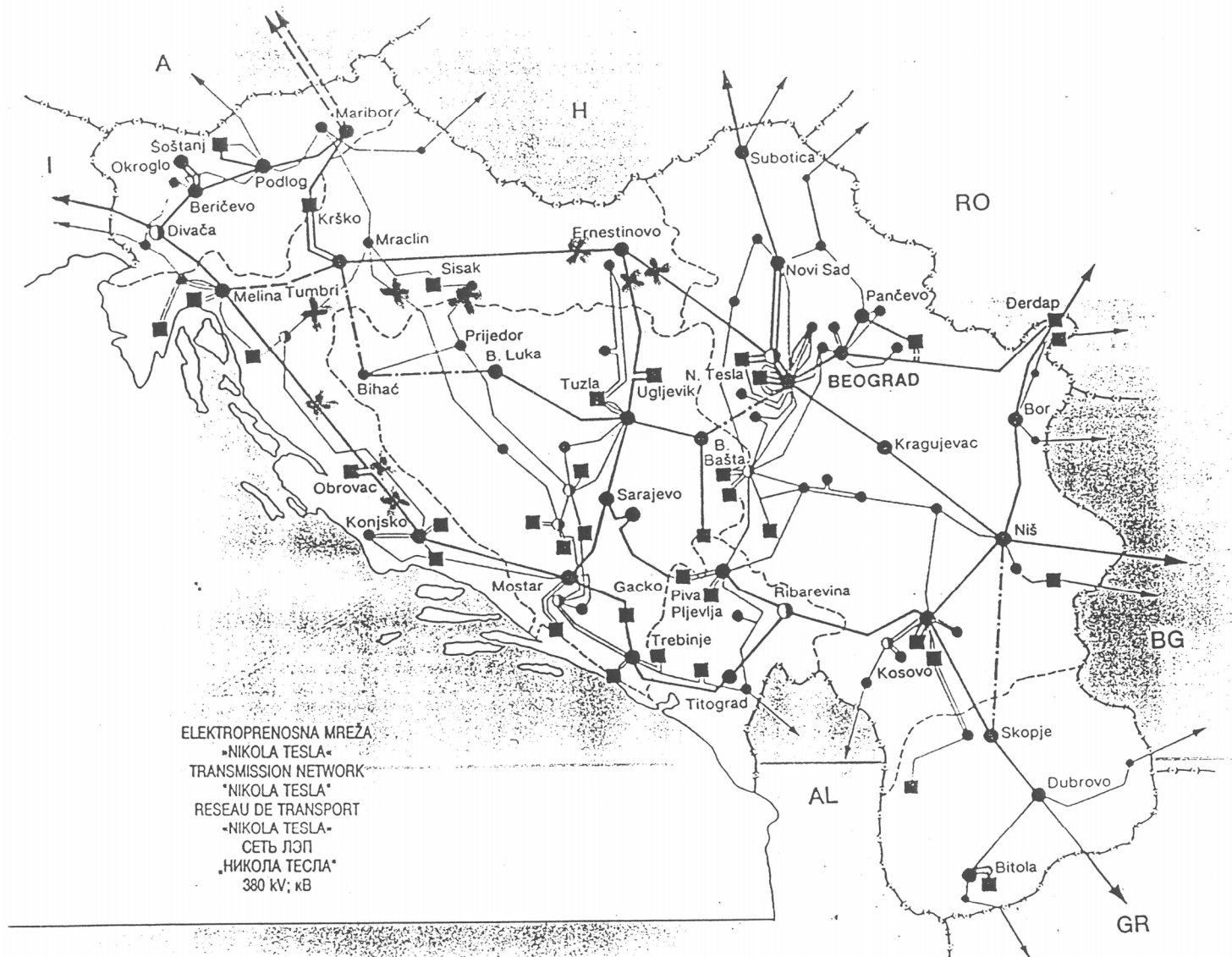
 - DV 220 kV Mraclin - Brinje
 - DV 220 kV Mraclin - Jajce
 - DV 220 kV Međurić - Prijedor
 - DV 220 kV Konjsko - Bilice II
 - DV 220 kV Brinje - Konjsko

 - DV 110 kV Bilice - Benkovac
 - DV 110 kV Bilice - Knin
 - DV 110 kV Bilice - Razine II
 - DV 110 kV Bilice - Razine III
 - DV 110 kV Bilice - Razine IV
 - DV 110 kV Sinj - Peruća
 - DV 110 kV Peruća - B.Blato
 - DV 110 kV Obrovac - Zadar
 - DV 110 kV Obrovac - Nin
 - DV 110 kV Komolac - Ston
 - DV 110 kV Gračac - Lički Osik
 - DV 110 kV Otočac - Lički Osik
 - DV 110 kV Senj - Otočac
 - DV 110 kV Gojak - Ostarije I
 - DV 110 kV Gojak - Ostarije II
 - DV 110 kV Glina - Petrinja
 - DV 110 kV Petrinja - Pračno
 - DV 110 kV Nova Gradiska - Međurić
-

-
- DV 110 kV Medurić - Novska I
 - DV 110 kV Vinkovci - EVP Jankovci I
 - DV 110 kV Vinkovci - EVP Jankovci II
 - DV 110 kV Vinkovci - Županja
 - DV 110 kV Vinkovci - Ernestinovo
 - DV 110 kV Vinkovci - Vukovar
 - DV 110 kV Vukovar - Nijemci
 - DV 110 kV Vukovar - Ernestinovo
 - DV 110 kV Ernestinovo - Đakovo I
 - DV 110 kV Ernestinovo - Đakovo II
 - DV 110 kV Ernestinovo - Našice I
 - DV 110 kV Ernestinovo - Našice II
 - DV 110 kV Ernestinovo - Osijek_1 I
 - DV 110 kV Ernestinovo - Osijek_1 II
 - DV 110 kV Ernestinovo - Osijek_2 I
 - DV 110 kV Ernestinovo - Osijek_2 II
 - DV 110 kV Ernestinovo - Valpovo
 - DV 110 kV Osijek_2 - Osijek_3
 - DV 110 kV Osijek_2 - Bijeli Manastir
 - DV 110 kV Nijemci - Sid

Elektroenergetski sustav Hrvatske je zbog ratom razorene 110, 220 i 110 kV mreže od 26. rujna 1991. fizički podijeljen na dva dijela i to na način da je jedan preko Slovenije vezan na CPTE, a drugi preko Herceg-Bosne u interkonekciji sa ostatkom bivše Jugoslavije, Albanije i Grčke.

ELEKTROENERGETSKI SISTEM JUGOSLAVIJE
ELECTRIC POWER SYSTEM OF YUGOSLAVIA
SYSTEME ELECTROENERGETIQUE DE YOUGOSLAVIE
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА ЮГОСЛАВИИ



- DV; TL; LT; ЛЭП 380 kV; кВ
- - - DV 380 kV u izgradnji; TL 380 kV under construction
- DV; TL; LT; ЛЭП 220 kV; кВ
- DV; TL; LT; ЛЭП 110 kV; кВ
- TS; TS; ST; TC 380/x kV; кВ
- RP; SS; SD; PC 380 kV; кВ
- TS; TS; ST; TC 220/x kV; кВ
- RP; SS; SD; PC 220 kV; кВ
- TS; TS; ST; TC 110/x kV; кВ
- TE + NE; TP + NP; CT + CN; T3C + A3C
- HE; HP; CH; ГЭС

»ISPAO« VOD NA 220-KILOVOLTINOM DALEKOVODU MOSTAR - ZAKUČAC

DALMACIJA DVA SATA U MRAKU

Karakter kvara u razvodnoj stanici Čule, smještenoj na visoravni jugozapadno od Mostara gdje se odvijaju ratne operacije, još nije poznat - informira mr. Voimir Dvornik, direktor splitskoga »Elektroprijenosa« — Napajanje strujom područja regije uspostavljeno već pola sata nakon »ispadanja«

SPLIT, 13. IV. — Veliki dio Dalmacije, od Nina do Stona, uključujući otroke te neka granična hercegovačka područja (Tomislavgrad, Livno, Grude, Lištica...) ostao je jutros između 0,22 i 2,38 sati bez električne energije. Razlog tome je, informira nas mr. Voimir Dvornik, direktor »Elektroprijenosa«, »ispadanje« jednog od vodova na 220-kilovoltinom dalekovodu Mostar — Zakučac — koji napaja veliki dio Dalmacije, a što je izazvalo prekid napajanja električnom energijom na čitavom području. No vrlo brzo napajanje je ponovno uspostavljeno, već nakon pola sata, a posljednji potrošači u mrežu su uključeni oko 2,30.

Prema podacima mr. Dvornika razvodna stanica Čule, smještena na visoravni jugozapadno od

Mostara, a iz koje je »ispaao« vod, nalazi se na području ratnih operacija. Karakter kvara na dalekovodu još uvijek nije poznat, pa se vode pregovori između dviju elektroprivreda — hrvatske i bosansko-hercegovačke — da se obilaskom terena utvrdi što je posrijedi. Izlazak radnika na to područje uvjetovan je, naravno, garancijom vojske da će elektromonterima pružiti neophodnu zaštitu. Pored razvodne stanice Čule još su dvije takve stanice na područjima ratnih razaranja u Bosni i Hercegovini, pa se u elektroprivredi očekuju i dalja oštećenja. Upravo stoga je odlučeno da se događanja unutar elektroenergetskoga sustava dnevno prate u ovome dijelu Hrvatske, a prema tome planiraju i određene aktivnosti.

J. LESKUR

NEVOLJE HEP-a NAKON RAZARANJA
U ELEKTROENERGETSKOM SUSTAVU BIH

Elektroenergetski sustav u 4 dijela

Velika pomoć Hrvatskoj elektroprivredi iz zapadne Europe — U HEP-u očekuju da će dolazak snaga UNPROFOR-a omogućiti popravke na oštećenim postrojenjima

ZAGREB, 16. IV (Hina) — Elektroenergetski sustav Hrvatske, koji je od 26. rujna prošle godine razdvojen na dva dijela, ovih je dana — nakon razaranja u elektroenergetskom sustavu BiH — razbijen na četiri dijela, pripočeno je danas u Hrvatskoj elektroprivredi.

Potrošnja električne energije u Hrvatskoj ovih dana iznosi oko 31 milijun kWh, što je oko osam posto manje od planiranih potreba. Tome je uz ratne okolnosti pridonijelo relativno toplo vrijeme pa je, uz manju potrošnju velikih potrošača, odnosno industrije, smanjena i potrošnja kod distribucijskih potrošača.

Inače, u proteklom je razdoblju velika pomoć Hrvatskoj elektroprivredi stigla iz zapadne Europe (iz Italije, Švicarske, Austrije i Francuske). Elektroprivrede tih zemalja isporučile su nam oko 200 milijuna kWh električne energije, a HEP je dužan to vratiti u idućem zimskom razdoblju. Usporedbe radi, to je jednako dvomjesečnoj proizvodnji termoelektrane »Rijeka« ili jednodnevnoj ukupnoj potrošnji električne energije u Hrvatskoj.

U HEP-u očekuju da će dolazak snaga UNPROFOR-a omogućiti popravke na oštećenim postrojenjima. Hidroelektrana »Dubrovnik«, koja je nedavno popravljena, u pogonu je od 10. travnja 1992.

PRILOG 6.2.

17. IV 92.

9. REVITALIZACIJA ELEKTRANA

Naslov referata:

**"PROGRAM AKTIVNOSTI ZA OCJENU
POSTOJEĆEG STANJA I
REVITALIZACIJU HIDROELEKTRANA"**

ELEKTROPROJEKT ZAGREB

**Autori: Željko Crnković, dipl.el.ing.
 Slodoban Vajnaht, dipl.el.ing.**

Recenzent: Krunoslav Begović, dipl.el.ing.

S A D R Ź A J :

- 1. UVOD**
- 2. PROGRAM MJERENJA I ISPITIVANJA STANJA OBJEKATA I OPREME**
 - 2.1 Uvod
 - 2.2 Građevinski objekti
 - 2.3 Strojarska oprema
 - 2.4 Elektrooprema
 - 2.5 Analiza postojećeg stanja
- 3. KARAKTERISTIKE HIDROELEKTRANE**
 - 3.1 Uvod
 - 3.2 Energetske karakteristike
 - 3.2.1 Osnovni problemi pri mjerenju energetske karakteristike
 - 3.2.2 Energetske karakteristike elektrane s jednostruko reguliranim turbinama
 - 3.2.3 Karakteristike elektrane s dvostruko reguliranim turbinama
 - 3.3 Dinamičke karakteristike hidroelektrane
 - 3.3.1 Rezultati mjerenja i analize
 - 3.4 Regulacijske karakteristike hidroelektrane
 - 3.5 Mjerenje gubitaka generatora i određivanje stupnja korisnog djelovanja
 - 3.6 Mjerenje karakteristika uzbude generatora
 - 3.7 Kontrola zagrijavanja generatora i ležajeva te provjera rada rashladnog sistema kod nazivnih parametara
 - 3.8 Kontrola zagrijavanja blok transformatora
- 4. TEHNIČKO RJEŠENJE REVITALIZACIJE**
- 5. EKONOMSKA OPRAVDANOST**

1. UVOD

Pokret obnove i revitalizacije starih hidroelektrana zahvatio je cijeli razvijeni svijet zbog malih investicionih ulaganja u odnosu na nove objekte. Ukoliko se takav projekt veže na ratom oštećenu elektranu ili zbog nestručnog vođenja upropaštenu elektranu, postupak revitalizacije ima još veće opravdanje. Pri tome je posebno privlačna mogućnost da se iz postojećeg, ekološki poznatog i prihvaćenog hidropotencijala dobije više energije. Revitalizacija hidroelektrane pored produženja životne dobi donosi i znatne ekonomske učinke.

To je moguće postići budući, da je od vremena izgradnje tih hidroelektrana strojogradnja, ali i ostala tehnika doživjela ogroman napredak.

Procesu revitalizacije treba pristupiti izradom tehničko-ekonomskog projekta, koji koristi suvremena tehnička dostignuća, mijenja-poboljšava osnovne karakteristike opreme i cijele elektrane tako da ona postaje "nova" elektrana sa bitno poboljšanim karakteristikama. Revitalizacija pretpostavlja zahvat na svim elementima hidroelektrane koji su kritični za povećanje snage (zamjena rotora ili cijele turbine, zamjena generatora, povećanje pada, povećanje instaliranog protoka, izmjena uloge elektrane u sistemu itd.).

To se postiže:

- poboljšanjem karakteristika postojeće opreme ili objekata
- obnavljanjem postojeće opreme ili objekata
- dodavanjem opreme ili objekata novih (boljih) karakteristika.

Revitalizirana elektrana u pravilu postiže današnji nivo tehnike i tehnologije jer joj je:

- produžen vijek trajanja
- povećana pogonska spremnost (smanjen je rizik kvarova)
- smanjeni gubici (povećana korisnost)
- povećana sigurnost osoblja koje radi u elektrani
- poboljšana radna, vanjska i prirodna okolina i
- smanjen rizik utjecaja elektrane na okolinu.

Konačni cilj revitalizacije je svakako veća proizvodnja energije, ekonomičnija energija te veća raspoloživost elektrana, uz zadovoljavajući odnos troškova i dobiti.

2. PROGRAM MJERENJA I ISPITIVANJA STANJA OBJEKATA I OPREME

2.1 Uvod

Tokom korištenja hidroelektrane, u cilju osiguranja njene sigurnosti, stabilnosti i funkcionalnosti, potrebno je provoditi redovita tehnička promatranja i održavanje. To je potrebno jer starenjem objekti i oprema mijenjaju svojstva i gube prvobitne karakteristike što se očituje:

- smanjenjem snage i energije hidroelektrane te
- povećanjem opasnosti od štetnih djelovanja.

Ovaj program mjerenja, ispitivanja i praćenja se odnosi na opremu koja ima najveći utjecaj na pouzdanost rada elektrane i na sigurnost osoblja, vodeći računa o tehničko-ekonomskoj opravdanosti.

Ovaj proces provodi se u slijedećim koracima:

- izrada plana mjerenja i ispitivanja,
- provođenje ispitivanja, mjerenja i utvrđivanje stanja objekata i opreme (vizuelni pregledi, odgovarajuća mjerenja i testiranja funkcionalnosti),
- izrada izvještaja provedenih ispitivanja,
- donošenje zaključaka i preporuka.

2.2 Građevinski objekti

Pregled se odnosi na slijedeće objekte:

- akumulacija i objekti vododrživosti,
- armirano-betonska, odnosno nasuta brana,
- ulazna građevina,
- objekti za dovod vode (tunel, kanal),
- vodna i zasunska komora,
- tlačni cjevovod,
- strojarnica s pratećim objektima,
- objekti za odvod vode od strojarnice,
- temeljni ispust,
- preljevne građevine,
- slapište s prelazom na prirodno korito,
- ostali objekti.

2.3 Strojarska oprema

Pregled i utvrđivanje stanja se provodi za strojarske elemente slijedeće opreme:

- hidromehanička oprema na brani,
- oprema zasunske komore,
- tlačni cjevovod,
- razdjelni cjevovod,
- predturbinski zatvarač,
- turbina,
- rashladni i protupožarni sistem, sistem komprimiranog zraka i uređaj za drenažu,
- generator,
- uređaji regulacije turbine: uljno-tlačna naprava s crpkama, kompresorima te uređaji automatike,
- transformatori,
- manometri, termometri, mjerači protoka, te ostala mjerna oprema,
- kućni agregat.

2.4 Elektrooprema

Ispituje se i utvrđuje stanje i funkcionalnost elektroopreme:

- generatori,
- energetske transformatori,
- rasklopna postrojenja,
- pomoćni uređaji elektrane (dizalice i unutrašnji transport, rashladna voda i drenaža, ventilacija i grijanje, protupožarna zaštita, uzemljenje i gromobrani),
- vlastita potrošnja elektrane (razvod vlastite potrošnje, unutrašnja i vanjska rasvjeta, istosmjerni

- i stabilizirani napon),
- energetski, signalni i upravljački kabeli,
- uređaji upravljanja, zaštite, mjerenja, signalizacije i obrade podataka,
- telekomunikacijski uređaji.

Nakon izrade programa ispitivanja za navedenu opremu obavlja se ispitivanje. Na temelju izvještaja o provedenom ispitivanju donose se zaključci o stanju opreme i prijedlozi o potrebnim aktivnostima.

2.5 Analiza postojećeg stanja

Na temelju izvršenih mjerenja i ispitivanja pojedinih dijelova elektrane provodi se analiza i donosi mišljenje o stanju čitave elektrane. Temelj svake dobre i uspješne revitalizacije leži u kvalitetnoj analizi i objektivnim smjernicama za daljnji rad.

3. KARAKTERISTIKE HIDROELEKTRANE

3.1 Uvod

Poznavanje energetskih karakteristika pojedine proizvodne grupe, energetskih karakteristika hidroelektrane s više proizvodnih grupa (zbog utjecaja jedne proizvodne grupe na ostale), regulacijskih karakteristika proizvodnih grupa i elektrane, gubitaka u odvodnim i dovodnim organima, ponašanja opreme u različitim režimima rada (uz ekstrapolaciju na havarijske režime), pulzacije pritiska u sistemu te buke u strojarnici omogućava određivanje kompleksnih karakteristika hidroelektrane i detaljnu analizu njenog rada.

Na temelju analize režima rada elektrane, stanja opreme i ponašanja sistema u kojeg je ugrađena moguće je:

- optimirati rad elektrane s više proizvodnih grupa,
- optimirati rad proizvodnih grupa s dvostrukom regulacijom,
- analizirati energetsko stanje opreme i ocijeniti mogućnost povećanja proizvodnje energije:
 - smanjenjem gubitaka u hidrauličkom sistemu
 - poboljšanjem karakteristike stroja prema suvremenim dostignućima turbinogradnje
 - prilagođenjem karakteristike stroja stvarnim parametrima raspoloživog hidropotencijala
- analizirati mogućnosti povećanja maksimalne snage proizvodne grupe (elektrane) u skladu s promjenjenom ulogom elektrane u sistemu,
- analizirati uzroke dinamičkih opterećenja opreme i zahvatom na opremi ili sistemu smanjiti ih na minimum,
- analizirati regulacijske karakteristike i poduzeti odgovarajuće mjere da se one prilagode zahtjevima sistema i sigurnosti rada opreme,
- projektirati jednostavan sistem stalnog praćenja stanja opreme radi povećanja pogonske spremnosti proizvodnih grupa i smanjenja troškova remonta.

Na temelju vlastitog iskustva, kao i na temelju ekonomskih analiza mnogih elektroprivreda u svijetu, Elektroprojekt Zagreb je došao do zaključka da se u pravilu na svim neoptimiranim proizvodnim grupama/elektranama može povećati proizvodnja energije minimalnim zahvatima na opremi. Što je proizvodna grupa starija, mogućnost povećanja proizvodnje energije je veća i zahvat je ekonomski opravdaniji. Povećanje pogonske spremnosti proizvodne grupe i smanjenje troškova remonta predstavlja za elektroprivredu izazov budući da kod velikih sistema i najmanje postotne uštede predstavljaju velike koristi.

3.2 Energetske karakteristike

3.2.1 Osnovni problemi pri mjerenju energetske karakteristike

Sve veličine koje definiraju energetske karakteristike mjere se u skladu s Preporukama IEC br. 41. Osnovne veličine koje se mjere su:

- pad,
- snaga,
- protok,
- korisnost.

3.2.2 Energetske karakteristike elektrana s jednostruko reguliranim turbinama

Kod elektrana s jednostruko reguliranim turbinama (Francis, Pelton) mjere se osnovne veličine:

- protok,
- pad,
- usisna visina,
- snaga,
- otvor sprovodnog aparata,
- temperatura vode i zraka,
- kote,
- geometrijske dimenzije,
- piezometrijske visine na raznim mjestima protočnog polja.

Definiraju se režimi rada elektrane (turbine) za svako mjerenje.

3.2.3 Karakteristike dvostruko reguliranih turbina

Kod elektrana s dvostruko reguliranim turbinama (Kaplan, cijevne) mjere se sljedeće osnovne veličine:

- protok,
- pad,
- usisna visina,
- snaga,
- otvor sprovodnog aparata,
- položaj lopatica rotora,
- temperatura vode i zraka,
- kote,
- geometrijske dimenzije,
- piezometrijske visine od gornje vode do turbine.

Definiraju se režimi rada elektrane (turbine) za svako mjerenje.

3.3 Dinamičke karakteristike hidroelektrane

Vibracije vodnih i pumpnih turbina izazivaju pojave pukotina i lomove dijelova zbog zamora materijala.

Da bi se odredile dinamičke karakteristike elektrane potrebno je izmjeriti i analizirati:

- vibracije kućišta,
- pulzacije pritiska,
- oscilacije naprezanja vitalnih dijelova opreme,
- oscilacije momenata na vratilu i njegove izbačaje,
- oscilacije brzine vrtnje,
- oscilacije snage,
- oscilacije momenta na sprovodnim lopaticama,
- vibracije ležajeva,
- oscilacije drugih zanimljivih veličina.

Nije nužno da se za određenu elektranu mjere sve navedene veličine.

U pravilu se mjerenja dinamičkih karakteristika izvode

- u nizu stacionanih režima rada i
- za vrijeme prelaznih pojava koje se pojavljuju u normalnoj eksploataciji elektrane.

3.3.1 Rezultati mjerenja i analize

Rezultati mjerenja i analize dinamičkih karakteristika služe za:

- ocjenu dinamičkog stanja elektrane kao i cjeline i svake proizvodne grupe posebno,
- dijagnostiku uzroka dinamičkih pojava,
- dijagnostiku kvarova nastalih kao posljedica prevelikih dinamičkih naprezanja,
- ocjenu dinamičkih pojava kod havarijskih režima rada,
- optimiranje režima rada s obzirom na dinamička opterećenja,
- projektiranje jednostavnijih sistema za stalno ili pojedinačno praćenje stanja opreme u funkciji povećanja pogonske spremnosti agregata i smanjenja troškova remonta.

3.4 Regulacijske karakteristike hidroelektrane

Regulacijske karakteristike hidroelektrana se ispituju u skladu s Preporukama IEC. Na temelju njih se određuje stanje regulatora i sigurnost rada elektrane obzirom na djelovanje zaštite.

Mjere se statičke i dinamičke karakteristike regulacije hidroelektrana. Često je mjerenja jako teško provesti, a koje karakteristike se mjere ovisi od tipa hidroelektrane. U svakom slučaju potrebno je izmjeriti sve one veličine koje u potpunosti definiraju pogonsko stanje regulatora, a kontrola svih zaštita definira sigurnost rada proizvodne grupe i elektrane kao cjeline.

3.5 Mjerenje gubitaka generatora i određivanje stupnja korisnog djelovanja

Način mjerenja gubitaka te određivanje stupnja iskorištenja izvode se u skladu s IEC 34-2 i 34-2A Preporukama. Najčešća metoda mjerenja na elektranama je kalorimetrijska metoda mjerenja gubitaka.

3.6 Mjerenje karakteristika uzbude generatora

Regulacija napona te ponašanje i stabilnost generatora u prijelaznim režimima ovisi o karakteristikama uzbude. Novije izvedbe statičke uzbude u odnosu na klasični sistem uzbude omogućuje postavljanje strožijih zahtjeva na regulaciju napona i stabilnost generatora u pogonu. Da bi se ustanovila kvaliteta regulacije, te ponašanje generatora u pogonu, osobito kod klasičnog sistema uzbude, odnosno kod starijih hidrogenatora, potrebno je snimanje karakteristika uzbude.

Mjere se statičke karakteristike uzbude u mirovanju i dinamičke karakteristike regulacije u vrtnji i pod opterećenjem.

Program mjerenja ovisi o tipu i izvedbi uzbude i regulatora napona pa je potrebno za svaku elektranu napraviti poseban detaljan program mjerenja karakteristika uzbude.

3.7 Kontrola zagrijavanja generatora i ležajeva te provjera rada rashladnog sistema kod nazivnih parametara

Kod višesatnog maksimalnog opterećenja generatora (ovisno o toplinskoj konstanti) potrebno je provjeriti radne temperature na cijelom generatoru. Za vrijeme zagrijavanja generatora rashladni sistem treba biti u normalnom pogonu, kako bi se mogle odrediti nadtemperature zagrijavanja.

3.8 Kontrola zagrijavanja blok transformatora

Kontrola zagrijavanja transformatora izvršiti će se tako da se omogući kontrola zagrijavanja ulja i namota, pri čemu se mogu koristiti eksperimentalne i eksperimentalno-računske metode. Izbor i detalji mjernih metoda ovise o nizu detalja i konstrukciji transformatora.

4. TEHNIČKO RJEŠENJE REVITALIZACIJE

Moguće povećanje proizvodnje električne energije treba vrednovati u odnosu na financijska ulaganja potrebna da se postrojenje osposobi za povećanu proizvodnju.

Razrada tehničkog rješenja potrebnog da se omogući povećan protok energije kroz postrojenje treba se odnositi kako na opremu tako i na građevinske objekte i treba obuhvatiti:

- moguće varijante tehničkih rješenja,
- analizu, usporedbu i izbor optimalnog rješenja,
- analizu pojedinačnih zahvata, karakteristične nacрте i opis (idejno rješenje),
- prijedlog tehnologije izvođenja,
- procjenu rokova, redoslijed aktivnosti (projekt za izvođenje, eventualne suglasnosti, izvođenje i slično), mrežni plan, i
- procjenu investicijskih ulaganja u opremu i radove.

Opseg ovih radova potrebno je prilagoditi svakom objektu posebno, a Elektroprojekt Zagreb za te potrebe definira "Program aktivnosti".

Pojedine faze razrade tehničkog rješenja zahtijevaju učešće raznih stručnih institucija, pa i onih koje su sudjelovale u izgradnji objekta, a sve u cilju donošenja optimalnih odluka.

5. EKONOMSKA OPRAVDANOST

Da bi se omogućilo kvalitetno donošenje odluke o provođenju revitalizacije, u pravilu se izrađuje elaborat: "Ekonomska opravdanost revitalizacije".

Svrha ovog elaborata je da se dokaže opravdanost dodatnih ulaganja u objekt na osnovi moguće povećane proizvodnje energije i smanjenje odnosa troškovi/dobit. Elaborat obuhvaća samo one zahvate na opremi i građevinskim objektima koje je potrebno izvršiti da bi se podigao stupanj iskorištenja proizvodne grupe, a ne i one zahvate koji se obavljaju u skladu sa normalnim održavanjem postrojenja u okviru projektiranih parametara.

Takav elaborat u osnovi daje:

- kratki opis elektrane i stanje opreme na temelju izvršenih ispitivanja,
- predviđeno tehničko rješenje podizanja stupnja iskorištenja proizvodnih grupa,
- energetski doprinos predviđene rekonstrukcije,
- procjenu ukupnih investicijskih ulaganja,
- odnos troškovi/dobit.

U postojećim prilikama ovakav elaborat bi trebao dati i financijsku konstrukciju za realizaciju revitalizacije, no odluku o potrebama takovog pristupa treba definirati Hrvatska Elektroprivreda.

