

Planiranje razvoja prijenosnog elektroenergetskog sustava u Hrvatskoj

Šporčić, Toni

Undergraduate thesis / Završni rad

2024

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **University of Rijeka, Faculty of Engineering / Sveučilište u Rijeci, Tehnički fakultet**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://um.nsk.hr/um:nbn:hr:190:688292>

Rights / Prava: [Attribution 4.0 International](#)/[Imenovanje 4.0 međunarodna](#)

Download date / Datum preuzimanja: **2025-03-04**



Repository / Repozitorij:

[Repository of the University of Rijeka, Faculty of Engineering](#)



SVEUČILIŠTE U RIJECI

TEHNIČKI FAKULTET

Stručni prijediplomski studij elektrotehnike

Završni rad

**PLANIRANJE RAZVOJA PRIJENOSNOG
ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA U HRVATSKOJ**

Rijeka, svibanj 2024.

Toni Šporčić

0069063290

SVEUČILIŠTE U RIJECI

TEHNIČKI FAKULTET

Stručni prijediplomski studij elektrotehnike

Završni rad

**PLANIRANJE RAZVOJA PRIJENOSNOG
ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA U HRVATSKOJ**

Mentor: izv.prof.dr.sc. Rene Prenc

Rijeka, svibanj 2024.

Toni Šporčić

0069063290

Rijeka, 10. ožujka 2020.

Zavod: **Zavod za elektroenergetiku**
Predmet: **Osnove projektiranja elektroenergetskih postrojenja**
Grana: **2.03.01 elektroenergetika**

ZADATAK ZA ZAVRŠNI RAD

Pristupnik: **Toni Šporčić (0069063290)**
Studij: **Preddiplomski stručni studij elektrotehnike**

Zadatak: **Planiranje razvoja prijenosnog elektroenergetskog sustava u Hrvatskoj /
Transmission system development plan in Croatia**

Opis zadatka:

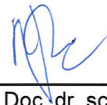
Planiranje razvoja prijenosnog elektroenergetskog sustava je od iznimne važnosti s obzirom na sigurnost pogona mreže na državnoj razini (pa i šire), te s obzirom na efikasnost u proizvodnji, prijenosu i distribuciji električne energije, i konačno kvaliteti opskrbe potrošača. U radu je potrebno obraditi metodologiju planiranja prijenosnog elektroenergetskog sustava koju koristi Hrvatski operator prijenosnog sustava (HOPS) te se osvrnuti na aktualni, trenutno važeći 10 godišnji plan razvoja hrvatske prijenosne elektroenergetske mreže.

Rad mora biti napisan prema Uputama za pisanje diplomskih / završnih radova koje su objavljene na mrežnim stranicama studija.

Toni Šporčić

Zadatak uručen pristupniku: 16. ožujka 2020.

Mentor:



Doc. dr. sc. Rene Prenc

Predsjednik povjerenstva za
završni ispit:



Prof. dr. sc. Saša Vlahinić

SVEUČILIŠTE U RIJECI

TEHNIČKI FAKULTET

Stručni prijediplomski studij elektrotehnike

IZJAVA

Sukladno članku 8. Pravilnika o završnom radu, završnom ispitu, završetku stručnog prijediplomskog studija, izjavljujem da sam samostalno izradio završni rad pod naslovom „Planiranje razvoja elektroenergetskog sustava u Hrvatskoj“ prema zadatku koji mi je uručen 16. ožujka 2020. godine uz konzultacije sa mentorom prof. izv.prof.dr.sc. Rene Prenc

Rijeka, svibanj 2024.

Toni Šporčić
Toni Šporčić

0069063290

ZAHVALA

Želim iskazati zahvalnos svojem mentoru, izv.prof.dr.sc. Rene Prenc, za njegovu podršku, stručnost i vodstvo tijekom procesa pisanja mog završnog rada.

Želio bih se zahvaliti i svojoj obitelji, prijateljima i kolegama na podršci tijekom mojeg obrazovanja, koji su vjerovali u mene , poticali me da nastavim i pratili kroz studij.

SADRŽAJ

1. UVOD.....	1
2. TEMELJNO O PRIJENOSU ELEKTRIČNE ENERGIJE	2
2.1. Električna energija.....	2
2.2. Elektroenergetski sustav.....	2
2.3. Prijenosna mreža	6
2.4. Razvoj prijenosa električne energije	7
2.5. Prijenosni elektroenergetski sustav RH.....	9
3. METODOLOGIJA PLANIRANJA RAZVOJA.....	11
PRIJENOSNE MREŽE U HRVATSKOJ	11
3.1. Klasični deterministički pristup planiranja prijenosne	12
elektroenergetske mreže u RH	12
3.2. Ekonomsko-tehnička metodologija planiranja prijenosne mreže.....	16
3.2.1. Pretpostavka povećanja opterećenja EES-a.....	17
3.2.2. Raspodjela 110 kV mrežnih čvorišta s obzirom na opterećenje.....	20
3.2.3. Načela za izgradnju novih proizvodnih objekata te njihove lokacije	21
3.2.4. Temeljne odrednice prijenosne mreže prilikom priključka novih proizvodnih	22
objekata na prijenosnu mrežu.....	22
3.2.5. Ekonomski parametri	23
3.3. Ekonomska analiza (mexico metoda).....	24
3.4. Tehnička analiza.....	27
3.4.1. Proračun tokova snage	27
3.4.2. Regulacija napona u mreži	28
4. DOSADAŠNJE TEHNIČKE KARAKTERISTIKE HRVATSKE PRIJENOSNE MREŽE	31
4.1. Glavne tehničke karakteristike	31
4.2. Glavne karakteristike proizvodnje i potrošnje priključenih na prijenosnu	34
elektroenergetsku mrežu	34
4.3. Sustav vođenja elektroenergetskog sustava i prateća ICT	37
infrastruktura	37
4.4. Starost i životni vijek opreme u hrvatskoj prijenosnoj mreži.....	39
5. RAZVOJ PRIJENOSNOG ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA 2026.-2032.....	41
5.1. Priključak novih TS i elektrana	45
5.2. Revitalizacija prijenosne mreže.....	46
5.3. Plan razvoja komunikacijske infrastrukture (ICT) i vođenja EES-a	47

5.4. Provedba strategije u prijenosnoj mreži za energetska učinkovitost.....	49
6. ZAKLJUČAK	52
7. LITERATURA.....	53
8. SAŽETAK I KLJUČNE RIJEČI	54
9. prilozi	55

1. UVOD

Jedna od sastavnih dijelova elektroenergetskog sustava koja uvelike doprinosi svojim značajkama i kvalitetom je prijenosna mreža. Mogućnost prijenosne mreže da ispuni svoj zadatak prijenosa električne energije, koja je proizvedena u bilo kojoj elektrani u sustavu, proslijedi distributivnim ili direktnim potrošačima, dovoljno sigurno uz minimalne troškove, pridonosi ukupnoj kvaliteti rada elektroenergetskog sustava. Dodatne prednosti se postižu povezivanjem susjednih EES-a inter konekcijskim prijenosnim vodovima koje čine sustav sigurnijim i ekonomičnijim.

Osnovni dijelovi prijenosne elektroenergetske mreže su dalekovodi, visokonaponske transformatorske stanice te rasklopna postrojenja. Ulaganja u prijenosne mreže i objekte zahtijevaju velika ali nužna financijska sredstva, stoga je od iznimne važnosti potrebno detaljno i pažljivo proučiti njezine osobitosti i dosadašnje sposobnost da bi se mogao u bližoj i daljnjoj budućnosti definirati optimalan razvoj. Obuhvaćajući plan razvijanja pojedinih dijelova elektroenergetskog sustava potrebno je stvoriti koncepciju skorije i daljnje budućnosti, temeljenu na odnosima tržišta električne energije. Suočavajući se s problemima - restrukturacija, obnovljivi izvori i dr., ne smiju ugroziti procese planiranja razvoja EES-a, jednako tako i prijenosne mreže.

U RH jedini operator elektroenergetskog prijenosnog sustava je HOPS, te je samim time i jedini vlasnik cjelokupne prijenosne mreže naponskih razina 400kV, 220kV i 110kV. Isto tako je jedini imatelj dozvole za obavljanje energetske djelatnosti prijenosa električne energije kao pravno uređene javne usluge.

Zadatak HOPS-a je vođenje elektroenergetskog sustava (dalje: EES) u republici Hrvatskoj, prijenos električne energije kao i održavanje, razvoj i izgradnja prijenosne mreže da bi se omogućilo pouzdano opskrbljivanje konzumenata uz minimalizirane troškove i skrb o čuvanju okoliša.

U ovom radu bit će obrađena metodologija planiranja prijenosnog elektroenergetskog sustava koju koristi HOPS, te će biti obrađen trenutno važeći 10 godišnji plan razvoja hrvatske prijenosne elektroenergetske mreže kao i idejna rješenja.

2. TEMELJNO O PRIJENOSU ELEKTRIČNE ENERGIJE

2.1. Električna energija

Čovjekov razvoj i životni standard usko su povezani sa energijom, i slobodno se može reći da je njezina najvažnija inačica, s obzirom na brzinu društveno-ekonomskog rasta te stupanj razvoja upravo električna energija, koju na svjetskoj razini pokazuje tendenciju rasta uporabe. [1]

U životu civiliziranog čovjeka električna energija od iznimne je važnosti i nezaobilazni temelj društvenih kao i materijalnih djelatnosti, ali i privatnog života. Čovjekova neprestana težnja za boljim i lakšim životom dovodi do stalnog porasta udjela električne energije. Stalnim napredovanjem i stvaranjem udobnijeg i lakšeg života u tehnološkom smislu (robotizacija, automatizacija, kompjutorizacija), daju na uvid da će se ovakvo kretanje odvijati i u budućnosti. Dolaskom električne energije na svjetsku pozornicu, pojavom prvih elektrana 1879. godine u Londonu, traje neprekidno proces razvoja elektroprivrede. Njezin utjecaj je učinio da se raspoloživost električne energija u današnjim civiliziranim društvima podrazumijeva poput nečeg svakodnevnog, normalnog i neizostavnog, što naš život čini lakšim i ugodnim.

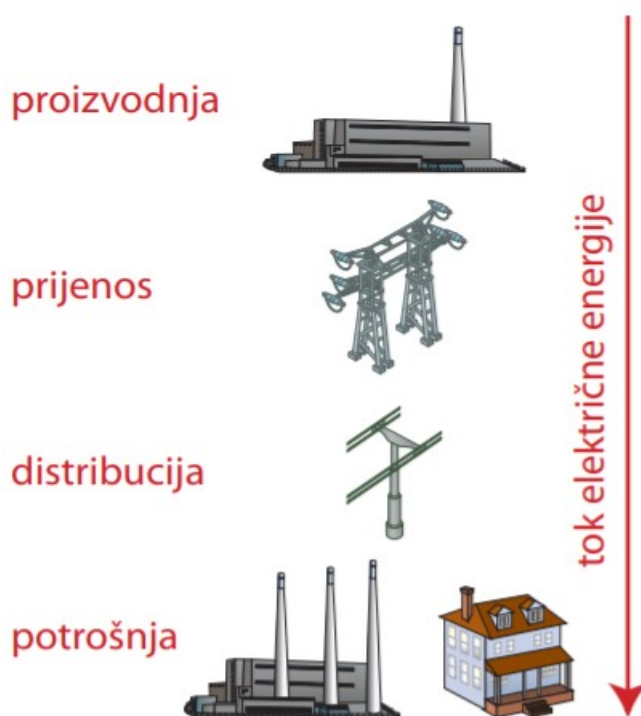
2.2. Elektroenergetski sustav

Elektroenergetski sustav je sustav složene strukture kojemu je svrha dostava električne energije u kućanstva, industriju i sva mjesta gdje se javi potreba za njom. Elektroenergetika je grana znanosti koja se bavi elektroenergetskim sustavima.

U području elektrotehnike se nalazi elektroenergetika, kao grana koja izučava i unaprjeđuje polja proizvodnje, prijenosa, razdiobe i korištenja električne energije, kao i probleme gospodarenja električnom energijom. Elektroprivreda je grana privrede u čijem je fokusu problematika stvaranja, prijenosa, distribucije i konzuma električne energije. [2]

Temeljni cilj elektroprivrede je sigurna, pouzdana, uz osiguranu propisanu kvalitetu isporuka električne energije potrošačima, uz što manje vlastite troškove.

U današnje vrijeme rijetko se grade elektrane kao izolirana postrojenja, već su one u velikoj većini slučajeva dio velikog EES-a. Ovaj sustav se osim elektrana, u kojima se proizvodi električna energija, sastoji još i od rasklopnih postrojenja, vodova za transmisiju i razvod električne energije kao i raznih uređaja potrošnje koji pretvaraju električnu energiju u druge oblike energije. Njihovo povezivanje u elektroenergetski sustav doprinosi sigurnosti opskrbe. Na slici 2.1 prikazani su dijelovi elektroenergetskog sustava kao i tok električne energije. [2]



Slika 2.1. Dijelovi elektroenergetskog sustava

EES se najčešće sastoji od četiri odvojene cjeline a to su: [1]

- Proizvodnja električne energije – elektrane proizvode električnu energiju,
- Prijenos električne energije – zbog što manjih gubitaka, prijenos električne energije na velike udaljenosti odvija se na visokom naponu. Prijenosna mreža u Europi uglavnom se odvija na 110 kV pa prema višim naponskim razinama,

- Distribucija električne energije – uloga distribucije je raspodjele električne energije do krajnjih korisnika, pri tome se koristi napon niži od 110 kV,
- Potrošnja električne energije – u tu skupinu spadaju krajnji potrošači, koji se u Europi najčešće napajaju faznim naponom od 230 V, dok se u SAD-u i nekim drugim zemljama koristi napon na 110 V.

Temeljna zadaća elektroenergetskog sustava jest opskrbljivanje svih konzumenata električnom energijom, prihvatljive kakvoće te što većeg stupnja sigurnosti opskrbe. Glavna karakteristika rada elektroenergetskog sustava te iskorištavanja električne energije je, nemogućnost skladištenja električne energije, tako da sva proizvedena električna energija mora biti jednaka potrošenoj da bi bilo ekonomski prihvatljivo. To čini elektroenergetski sustav izuzetno dinamičnim i složenim sustavom. Kriteriji kvalitete električne energije su: [3]

- frekvencija,
- napon,
- raspoloživost.

Frekvenciju mora odlikovati konstantnost, varijacija nazivne vrijednosti u strogo određenim granicama. Nazivna vrijednost frekvencije u RH iznosi 50 Hz, kao u ostalim zemljama Europe. U elektroenergetskom sustavu regulacija frekvencije s ciljem održavanja konstantnosti njezine vrijednosti u uskoj je vezi s regulacijom djelatne snage. Ne srazmjeru proizvodnji i potrošnji električne energije izaziva opadanje frekvencije ispod nazivne vrijednosti, isto tako prilikom viška proizvodnje dovodi do rasta frekvencije. Brze dinamične promjene unutar elektroenergetskog sustava zahtijevaju potrebu za regulacijom frekvencije na više nivoa. Prvenstvena regulacija frekvencije se vrši učinkom turbinskih regulatora koji kontroliraju priljev vode, to jest pare u turbinama, i reagira na brze promjene u svega par sekundi. Sekundarnom i tercijarnom regulacijom se teži zadržati vrijednost frekvencije koja je dozvoljena, a sve to uslijed velikih poremećaja na razini sustava. [3]

Napon u svim točkama i razinama mreže moraju biti što sličnija nazivnoj vrijednosti, točnije u određenim granicama. Kod nas su standardizirane sljedeće razine napona - 0.4, 3, 6, 10, 20, 35, 60, 110, 230, 400 kV. Padovi napona onemogućuju održavanje konstantne vrijednosti napona u svim točkama mreže.

To se rješava korištenjem različitih uređaja i pravilnim strukturiranjem elektroenergetskog sustava, moguće je održavati na prihvatljivim vrijednostima. Previsoki naponi naprežu izolaciju i smanjuju životnu dob komponenti sustava, stoga prilikom niskog napona rastu gubitci električne energije u sustavu.

Reguliranje napona u elektroenergetskom sustavu u najužoj je vezi s proizvodnjom i diobom tokova reaktivne snage. Konzumenti osim djelatne uzimaju i reaktivnu snagu a proizvode generatori učinko uzbude, ti tokovi u mreži uzrokuju padanje napona i povišeno opterećuju elemente mreže. Tok jalove snage je nužno spustiti na minimalnu moguću razinu, zato se u mrežu stavljaju još neki uređaji kao što su kondenzatori, prigušnice, statičkih kompenzatori, i td. Njihova je zadaća nadoknaditi viškove koji nastaju na dugim slabo opterećenim vodovima s najvišim naponima i nedostatke zbog potreba konzumenata i transformatora reaktivne snage. [3]

Dostupnost elektroenergetskog sustava treba biti tako koncipirana da potrošač bilo kada može konzimirati dostatnu električnu energiju po snazi i količini. Dostupnost električne energije korisnicima izražena je stupnjem sigurnosti opskrbe. Međutim nije moguće ostvariti 100 % sigurnosti opskrbe svih potrošača električnom energijom, zbog toga što su veliki troškovi izgradnje elektroenergetskog sustava.

Dimenzioniranjem i razvojem elektroenergetskog sustava pokušava se ostvariti idealna solucija koja bi omogućavala optimalnu razinu sigurnosti opskrbe električnom energijom, pri troškovima svedenim na minimum. [3]

U raznim mogućim pogonskim stanjima navedeni parametri kvalitete električne energije moraju biti ispunjeni uslijed bivanja nekih sustavnih elemenata izvan pogona zbog remonta/kvarova. Osnovna tri dijela od kojih se sastoji elektroenergetski sustav su: [3]

- elektrane kao izvori električne energije,
- prijenosne i
- distribucijskih mreža.

Prijenosne i distribucijske mreže podijeljene su kriterijem prema kojem mrežu prijenosa sačinjavaju postrojenja i vodovi nazivni napona do 110 kV prema višim. Granica između mreža se danas sve više pomiče na više naponske razine.

2.3. Prijenosna mreža

Prijenosna mreža sastoji se od niza različitih elemenata, komponenata, objekata i uređaja, odnosno jedinica. Najznačajniji su nadzemni i kabelski vodovi, transformatorske stanice koje sačinjavaju transformatori i polja te ostala oprema, mjerni i zaštitni uređaji, telekomunikacijska mreža i oprema, kao i sustav vođenja i dr. [4]

Prijenosna mreža međusobno povezuje proizvodna postrojenja i potrošačke centre na različito udaljenim lokalitetima putem nekoliko potencijalnih smjerova. Na lokacije proizvodnih postrojenja - hidroelektrane, termoelektrane na tekuće gorivo, ugljen ili plin, nuklearne elektrane, termoelektrane-toplane, utječe niz faktora poput kriterija sigurnosti, protoka vode za proizvodnju električne energije, raspoloživosti i lokacijama nalazišta primarnih oblika energije, veličini toplinskog i električnog konzuma, akumulacijama i dr.

Lokaliteti su ovisni o napućenosti pojedinog područja, razini industrije, te potrošača koji imaju raznovrsne osobitosti potrošnje zavisno o dijelu godine, tjednima ili danima. Raznolikost potrošačkih karakteristika se zahvaljujući prijenosnoj mreži može svesti na minimum. Međusobnim povezivanjem istih, smanjuju se raznolikosti pojedinih potrošačkih karakteristika, time je potencijalno ekonomičnije voditi elektroenergetski sustav, uz minimalnu izgradnju novih proizvodnih postrojenja. [3]

Prijenosna mreža u ekonomičnom vođenju elektroenergetskog pogona ima ulogu ublažavanja i međusobnog upotpunjavanja različitih proizvodnih karakteristika s obzirom na promjenjivost proizvodnje električne energije, uvelike zavisno o obujmima dostupne vode u hidroelektranama i drugačijim energetske-ekonomskim osobitostima termoelektrana.

Hidroelektrane se izgrađuju na vodotocima a dotoci i popunjenost ovise o godišnjem dobu, dok se termoelektrane grade zbog međusobnog nadopunjavanja. Osigurana opskrba pouzdanom električnom energijom i primjerene cijene nastaje međusobnim radom elektrana raznovrsnih energetske, ekonomskih i tehničkih karakteristika. Da bi sve to bilo ostvarivo potrebna je međusobna dobro povezana prijenosna mreža kao i povezivanje različitih grupa potrošača i potrošačkih centara. [3]

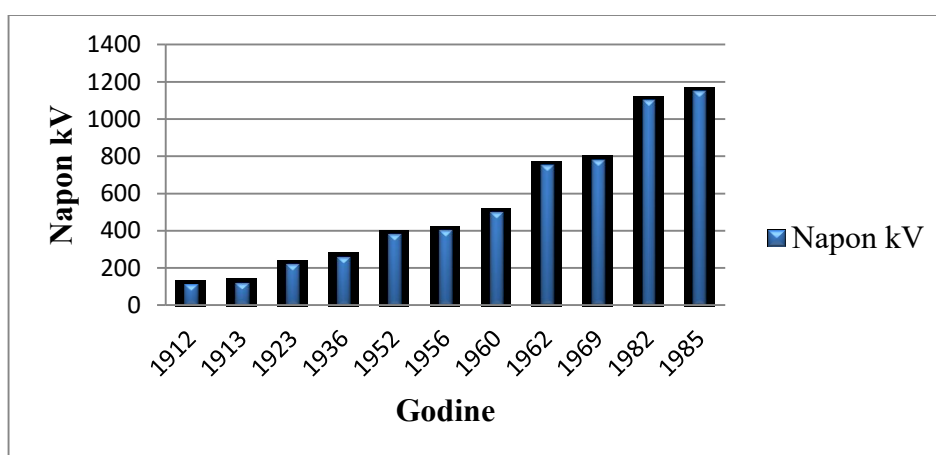
2.4. Razvoj prijenosa električne energije

1891. postignut je prvi prijenos električne energije, preduvjet za to bili su izumi transformatora – 1884. Blathy, Deri, Zipernovski, trofazne struje i asinkronog elektromotora - 1887. Tesla.

Prijenos električne energije je ostvaren trofaznim generatorom 210 kVA, na naponu 50 V, frekvencije 40 Hz, naponom prijenosa od 15 kV, trofaznim vodom dužine 170 km od hidroelektrane Laffen na rijeci Neckar do Franfurka na Majni.

Prijenos električne energije istosmjernom strujom demonstriran je deset godina ranije ali se pokazao neprikladnim iz nekoliko razloga a to su: prilikom viših snaga prijenosa bile su neophodne velike struje koje samim time podrazumijevaju i vodiče velikih presjeka što dovodi do velikih gubitaka prijenosa, te je napon prijenosa je trebao biti prilagođen s karakteristikama generatora.

Prvi trofazni prijenosni sustav u Americi izgrađen je 1893. u Kaliforniji, napona 2,5 kV i dužine 12 km. 1895. na Niagarinim slapovima izgrađena je hidroelektrana na kojoj je pušten u pogon trofazni sustav prijenosa električne energije do Buffala udaljenog 43 km na naponu 11 kV. [3] Izgradnjom regionalnih dijelova započeo je razvoj energetske sustava na razini zemalja a potom između kontinenta. Porast prijenosnog napona prikazan je na slici 2.2.



Slika 2.2. Razvoj napona za prijenos električne energije

Izgradnjom elektrana sve većih jediničnih snaga povećavala se potreba za prijenosom električne energije na sve veće udaljenosti. Moguću prijenosnu snagu dalekovoda direktno određuje napon prijenosa a sami presjek vodiča uvjetuje maksimalnu moguću struju koja može protjecati kroz njega.

Model vodiča s više snopova po fazi moguća se struja može povećati nekoliko puta. Prijenosnu moć vodiča određuje nazivni napon i dozvoljeno termičko opterećenje. Prilikom manjih snaga ostvaruje se ekonomičniji prijenos električne energije, kojeg određuju gubitci na vodu. Najoptimalniji omjer između susjednih nazivnih napona mreže iznose oko 1:3, ali se zbog troškova i ograničenja u razvoju tehnoloških rješenja preteško postižu. U elektroenergetskom sustavu manje naponske razine dovode do manjih razina transformacije ujedino i do manjih gubitaka, te se transformacijom na tim razinama dobiva i jednostavnija struktura same mreže. [3]

Iako se trofazni prijenos električne energije pokazao bolji od istosmjernog prijenosa, također i izmjenični sustav ima svoje mane: [3]

- povećavaju se gubitci prijenosa prilikom prijenosa reaktivne snage,
- gubitke u prijenosu izaziva i skin-efekt,
- prilikom mogućih poremećaja statičke i dinamike stabilnosti,
- energetske sustavi različitih frekvencija ne mogu se međusobno povezati,
- struje kratkih spojeva rastu prilikom međusobnog povezivanja velikih energetskih sustava pa se prema tome dimenzionira oprema.

Zbog gore navedenih razloga sve veću primjenu posljednjih godina preuzimaju prijenosni sustavi koji električnu energiju prenose na velike udaljenosti koji su istosmjernog karaktera.

Osim što uklanja nedostatke izmjeničnog prijenosa omogućavaju da se u dva različita sustava ili dijela, omogućava regulacija snage koja se razmjenjuje vodom istosmjerne struje. To je razlog da istosmjerni visokonaponski sustav doživljava sve veću primjenu u svijetu. Prostornom raspodjelom određuje se konfiguracija prijenosne mreže. [3]

Postoje dva osnovna oblika: oblik kičme i prstena s vodovima koji preko više mogućih pravaca povezuju proizvodna i potrošačka područja. Prijenosna mreža u obliku kičme sastoji se od više vodova s najvišim naponima s istim trasama među čvorištima mreže, a kod prstenastog oblika su čvorišta povezana s nekoliko vodova s različitim trasama. [3]

Trofazni se prijenos električne energije ostvaruje vodovima koji su nadzemni, te kabelima pod zemljom ili morem. Sekundarno rješenje je skuplje pa je zbog toga rijetka uporaba kablova, zbog protoka velike kapacitativne struje na velikim udaljenostima. Vodiči, izolatori i stupovi čine glavne dijelove vodova nad zemljom. Vodiči dalekovoda trajno provode pogonsku struju i kratkotrajno vode struju kvara. Izolatori u osnovi moraju trajno podnositi najveći pogonski napon i spriječiti eventualne preskoke koji se mogu dogoditi kod prenapona. Stupovi održavaju razmak vodiča od tla, međusobno između vodiča kao i između vodiča i stupa. Stupovi moraju podnositi težinu izolatora, vodiča, snijega, leda kao i velike nalete vjetra. Visokonaponska rasklopna postrojenja su objekti koji spajaju više odvojenih vodova u mreži te omogućuju njihovo spajanje i razdvajanje. Transformatorskom stanicom nazivamo objekt u kojemu se nalazi više naponskih razina povezanih energetske transformatorima. [3]

2.5. Prijenosni elektroenergetski sustav RH

Dijelovi Hrvatskog elektroenergetskog sustava su proizvodni objekti postrojenja, prienosne i distribucijske mreže i konzumenti el. energije na području republike Hrvatske. Zbog sigurnog i kvalitetnog opskrbljivanja potrošač, hrvatski je elektroenergetski sustav usko povezan s elektroenergetskim sustavima susjednih država kao i ostalim sustavima koji su pripadnici ENTSO-E koji skupa čine simultanu mrežu kontinentalne Europe. Potrošači u republici Hrvatskoj snabdijevaju se el. energijom koje proizvode elektrane unutar područja Hrvatske, kao i iz elektrana izgrađenih za hrvatske konzumente u susjednim državama te pribavljanjem el. energije iz inostranstva.

Elektroenergetski sustav Republike Hrvatske pripada veličinom u manje sustave Europe. [5] Raspored proizvodnih objekata određen je svojevrsnim zemljopisnim položajem, pa se zbog toga većim dijelom godine električna energija prenosi sa sjevera prema istoku, te s juga prema sjeveru i obrnuto.

Značajno povećanje pouzdanosti i energetske moći hrvatskog EES, posebno u sjeverozapadnom i istočnom dijelu Hrvatske, doprinijela je novosagrađena TS 400/220/110 kV Žerjavinec i novoobnovljene TS 400/110 kV Ernestinovo.

Regulaciju hrvatskog EES vodi HOPS. U zajednici sa slovenskim elektroenergetskim sustavom i elektroenergetskim sustavom BIH čini upravljački blok SLO – HR – BIH unutar ENTSO-E zajednice. [5]

HOPS osigurava kupcima električne energije uslugu prijenosa, visoke sigurnosti i pouzdanosti sustava te električnu energiju najveće kvalitete u najmanje moguće troškove. [6] Preko naknade za uporabu prijenosne mreže, naplaćuje se uslugu prijenosa električne energije koju plaćaju korisnici raspoređeni u sljedeće kategorije: [6]

- Poduzetništvo:
 - Spojeni na visoki i vrlo visoki napon mreže,
 - Spojeni na srednji napon mreže i
 - Spojeni na niski napon mreže,
- Kućanstvo na nisko naponskoj mreži.

3. METODOLOGIJA PLANIRANJA RAZVOJA

PRIJENOSNE MREŽE U HRVATSKOJ

Planiranje razvoja prijenosne mreže obavljalo se u cilju određivanja optimalne konfiguracije mreže koja će osigurati plasman električne energije iz postojećih i planiranih energetske postrojenja do krajnjih potrošača s dovoljnom pouzdanošću i uz minimalne troškove. Dodatne nesigurnosti javljaju se prilikom izgradnje i priključenja novih proizvodnih objekata to jest korisnika u elektroenergetskom sustavu, cijena električne energije, načini financiranja izgradnje i revitalizacije objekata prijenosne mreže, bitno će utjecati na planiranje, vođenje i izgradnju prijenosne mreže, koja mora biti dostupna svima pod istim uvjetima. Zbog svega navedenog s perspektivom postizanja funkcionalnosti nužno je usavršiti kriterije i metodologiju planiranja razvoja prijenosne elektroenergetske mreže. Da bi se zadovoljili navedeni uvjeti dužni su izrađivati dugoročne planove, kojima bi se obuhvatila većina mogućih scenarija u prijenosnoj mreži. Osim dosad navedene problematike planiranja tesko je utjecati na okolnosti kao što su energetske politike pojedinih sustava koji se zalazu za povećanje obnovljivih izvora te smanjenje stakleničkih plinova te drugih čimbenika koji povećavaju nesigurnost kod izrade planova.[7][8]

Prilikom planiranja razvoja prijenosne mreže moguće je pristupiti na nekoliko načina. Planiranje prijenosne mreže može se podijeliti na statičko ili dinamičko te na determinističko ili nedeterminističko. Korištenjem bilo kojeg modela u kombinaciji za odabrano vremensko razdoblje, svaki od njih prilikom planiranja mreže zahtijevaju optimizacijske procese koji se podrazumjevaju. Oni se dijele na matematičke optimizacijske metode, heurističke metode, te meta-heurističke metode koje se koriste za planiranje prijenosnih mreža. Optimizacija preko matematičke metode koja za optimiziranje primjenjuje programiranje. Temelji heurističke metode je multi-kriterijska optimizacija koja koristi analizu osjetljivosti. Algoritmi koji se primjenjuju prilikom planiranja razvoja prijenosne elektroenergetske mreže a dijele se na heurističke i metaheurističke. U radu će biti opisana metodologija koja se koristi za planiranje i razvoj prijenosne mreže kojom se koristi Hrvatski operater prijenosnog sustava (HOPS). Metodologija kojom se koriste osim klasičnih, determinističkih analiza (analize tokova snaga, analiza sigurnosti n-1), predviđa se i izrada ekonomsko-financijskih analiza, kako bi se dobili prijedlozi potrebnih ali tehnološko-ekonomsko prihvatljivih investicija u prijenosnu mrežu. [4]

3.1. Klasični deterministički pristup planiranja prijenosne elektroenergetske mreže u RH

Jedan od temeljnih planiranja razvoja prijenosne mreže je klasični deterministički pristup. Njezin princip je da se prijenosna mreža mora oblikovati kao neovisna i samodovoljna mreža, koja vlastitim karakteristikama zadovoljava, prilikom dostupnosti od N-1 kritičnih elemenata u najtežim mogućim situacijama pogona. Prilikom procesa planiranja uzimaju se u obzir ulazni podaci a to su:

- kao ulazni podatak uzima se plan izgradnje novih proizvodnih postrojenja u elektroenergetskom sustavu
- te opterećenja u planiranom vremenskom periodu, unaprijed pred postavljeno povećanje potrošnje
- očekivani tranziti i razmjene sa bližnjim EES-ima

Prijenosna mreža se može dimenzionirati za više mogućih scenarija zbog veće ili manje nepouzdanosti ulaznih podataka, kao na primjer ulaskom u pogon novih izvora. Pretpostavljeno maksimalno opterećenje sustava u prijenosnoj mreži podijeljeno je na 2 do tri nivoa ili scenarija prilikom porasta opterećenja (maksimalni, referentni i minimalni). Nakon određivanja potrebne konfiguracije se vrši ispitivanje razina struja kratkog spoja u posebnim studijima. Prilikom potrebe za priključenjem na postojeću mrežu novih proizvodnih blokova, vrše se ispitivanja te analize prijelazne i dinamičke stabilnost.[10]

U Hrvatskoj prilikom planiranja razvoja prijenosne mreže koristi se kriterij (n-1). Navedeni kriterij označava tehnički okvir prilikom planiranja razvoja prijenosne mreže te se njime definiraju ograničenja prijenosa s obzirom na pouzdanost, opterećenje kao i za neprihvatljiv poremećaj te posljedica ne napajanja kupaca kod pojave jedne pogreške u prijenosnoj mreži. Primjenom ovog kriterija u planiranju i izgradnji prijenosne mreže ostvaruju se uvjeti za sigurnost, pouzdan prijenos do svih kupaca. Kriterij (n-1) u prijenosnoj mreži je ispunjen ako nakon ispada jedne jedinice nema trajnog narušavanja graničnih vrijednosti pogonskih veličina u prijenosnoj mreži (frekvencije, napona, strujne opteretivosti), prekida napajanja korisnika, promjene ili prekida dugoročno ugovorenih prijenosa. Odstupanje od kriterija (n-1) se odnosi samo na priključak novih kupaca ili proizvođača u prijenosnu mrežu.[11]

Za primjer možemo uzeti prijenosu mrežu Republike Hrvatske gdje se očekivano opterećenje EES-a raspodijeli na pojedina čvorišta naponske razine mreže 110 kV, na temelju iskustvenih podataka iz prošlosti metodologijom vremensko prostornog planiranja raspodjele opterećenja. Pro cjenjeno maksimalno opterećenje elektroenergetskog sustava u promatranom vremenskom presjeku uvećava se za utvrđeni faktor s ciljem dobivanja ukupne sume neistodobnih maksimalnih opterećenja kod pojedinačnih područja prijenosne mreže (Zagreb, Osijek, Split, Rijeka).

Prije tridesetak godina suma neistodobnih maksimalnih vršnih opterećenja iznosila je 2 % više od istodobnog vršnog opterećenja sustava, zbog toga se planirano opterećenje množilo s faktorom 1,02. Isto tako treba pretpostaviti da je u sumi neistodobnih maksimalnih opterećenja udio pojedinih prijenosnih područja identičan kao i u istodobnom vršnom opterećenju elektroenergetskog sustava, pri tome se dobiva podjela po pojedinim područjima maksimalne snage.[10]

Maksimalno opterećenje prijenosnog područja se u sljedećem koraku raspodjeljuje na: opterećenja distributivnih potrošača (ds), te na očekivane gubitke (gb) koji pretpostavljeno u mreži iznose oko 3%, te opterećenja direktnih i specijalnih potrošača (dr/s) koji se određuju prema potrošnji i priključivanju novih potrošača koji su na razini napona 110 kV, prema prikazanom izrazu (3.1):

$$ds=uk-gb-dr \quad (3.1)$$

gdje su:

- ds opterećenje distributivnih potrošača
- uk maksimalno opterećenje prijenosnog područja
- gb očekivani gubitci
- dr direktni i specijalni potrošači

Sukladno dostupnim podacima koji su u stalnim zapisnicima elektroprivrede, te se prema njima na određena čvorišta 110 kV naponske razine raspoređivala određena potrošnja:

- maks. elektroprivrednih područja istovremene distributivne potrošnje
- maks. određenih distributivnih čvorišta neistovremenih opterećenja

Faktor istodobnosti (f_i) se na temelju navedena dva podatka određivao po izrazu (3.2):

$$f_i = P_{PrP \text{ maks ist.}} / \sum P_{\text{max čv.110}} \quad (3.2)$$

gdje je:

$P_{PrP \text{ maks ist.}}$ maksimalno istodobno opterećenje distributivnog prijenosnog područja

$\sum P_{\text{max čv.110}}$ suma maksimalnih opterećenja pojedinih distributivnih čvorišta 110/x Kv

Korištenjem faktora istodobnosti na priloženi način može doći do previsokog opterećenja čvorišta s razvijenom srednje naponskom mrežom, stoga se planiranjem kasnijeg procesa razvoja prijenosne mreže ispituje utjecaj čimbenika simultanosti i definiranih opterećenja pojedinih 110/x kV čvorova na potrebnu izgradnju novih objekata. Opterećenje svakog distribucijskog centra na naponskoj razini 110 kV dobiva se dijeljenjem očekivanog ukupnog distribucijskog opterećenja prijenosnog područja s faktorom simultanosti (d_s / f_i). Kroz opisani proces dodjele opterećenja različitim čvorovima 110 kV mreže za planiranje razvoja prijenosne mreže, korelacija postaje neistovremena (maksimalna opterećenja pojedinih distribucijskih čvorova, planirana vršna opterećenja izravnih i specifičnih korisnika, te pretpostavke u mreži). Rezultat toga je dimenzioniranje prijenosne elektroenergetske mreže za opterećenje veće od početno planiranog.[10]

Učešće elektrane utvrđuje se na temelju empirijskih podataka, bez uzimanja u obzir troškova proizvodnje toplih izvora i mogućnosti dodatnog pražnjenja akumulacije. Uz sve navedeno, provedeno je i ispitivanje protoka snage na mreži sa svim granama koje su bile raspoložive, te u slučaju kada je jedna grana nije raspoloživa Prema osnovi n-1 kriterija prilikom kojeg jedna grana mreže nije raspoloživa vrše se neophodna pojačanja mreže uzimajući u obzir sljedeće navedene uvijete koji moraju biti ispunjeni:

- napon svih mrežnih čvorova mora se držati unutar dopuštenog raspona
- opterećenje svih vodiča ne smije prelaziti toplinske granice

- pri ne raspoloživosti najveće jedinice u transformatorskoj stanici instalirane snage transformacije moraju zadovoljavati napajanje distributivne mreže uz dopušteno, da se preostali transformatori smiju preopteretiti do 20% svoje instalirane snage. [10]

Ovaj kriterij se ne treba strogo poštivati u području dobro razvijene srednjenaponske mreže. N-1 kriterij se prilikom slučaja dvosistemskih vodova (u toj situaciji se nalaze dvije trojke na istim stupovima) odnosi isključivo na jednu trojku. Kad se ispituje neraspoloživost obje trojke informacije se smatraju kao pomoćne. U prijenosnoj mreži pri normalnim pogonskim uvjetima naponske prilike se kreću u sljedeće navedenim:

$$110 \text{ kV } (-10\%+11,8\%) = 99 - 123 \text{ kV}$$

$$220 \text{ kV } (-10\%+11,8\%) = 198 - 246 \text{ kV}$$

$$400 \text{ kV } (-10\%+5\%) = 360 - 420 \text{ kV}$$

Ovisno o mogućnosti transformatora to jest mogućoj regulaciji, definirana je donja granica napona, dok se gornja granica definira prema standarnim propisanim vrijednostima. Prilikom preopterećenja u mreži promatraju se efekti otvaranja petlji, te se sagleda utjecaj faktora istodobnosti. Prilikom otvaranja petlji dolazi do daljnjeg slabljenja mreže te se informacije dobivene ovim proračunima tretiraju kao pomoćne i zahtjevaju manipulacije prilikom čega dolazi do neisporuke električne energije neko vrijeme. U takvoj situaciji faktor istodobnosti može djelovati olakšavajuće ili otežavajuće na pojavu preopterećenja u mreži.[10]

Potrebna konfiguracija prijenosne mreže se određuje na opisani način za sve vremenske presjeke promatranja i određuje ukupne troškove razvoja prijenosne mreže. U slučaju da postavljene kriterije zadovoljava više konfiguracija prijenosne mreže, prihvaća se ona s najmanjim troškovima razvoja.

Nedostaci ovog modela su sljedeći:

- Ne uzimajte u obzir ekonomske pokazatelje izgradnje jednog objekta prijenosne mreže, promatrajte samo trošak koji je potreban za njegov razvoj, ako više različitih konfiguracija mreže može zadovoljiti tehničke standarde, odaberite onu s najnižom cijenom razvoja
- Utjecaj elektrane je stalan, pa se ne razmatra preraspodjela operacija u kojima elektrana sudjeluje kako bi se izbjegle smetnje u sustavu
- Nepriznati troškovi zbog neisporuke električne energije
- Uzimajući u obzir nekoliko mogućih uvjeta rada, vjerojatnost pojave pojedinačnih smetnji (preklopnih stanja) se ne procjenjuje
- Strogim pridržavanjem standarda N-1, prometna mreža se može predimenzionirati, što rezultira višim od prihvatljivih ukupnih troškova razvoja
- Odvajanje ispitivanja kratkog spoja, prolazne i dinamičke stabilnosti energetskih sustava od procesa planiranja mreže [10]

3.2. Ekonomsko-tehnička metodologija planiranja prijenosne mreže

Prilikom planiranja razvoja mreže plan je potrebno periodički provoditi, budući da gradnja jedne visokonaponske trafostanice može potrajati nekoliko godina jer je potrebno dobivanje neophodnih dozvola, nabava materijala te sami građevinski radovi. Također trase i prostore potrebno je osigurati više godina unaprijed zbog toga što su komplicirani postupci dobivanja potrebne suglasnosti. Uzimajući u obzir prostorne i vremenske komponente sami proces planiranja razvoja mreže dijeli se na više temeljnih odrednica a to su:

- Kratkoročno planiranje, uzima u obzir planiranje unutar 5 godina, taj plan obuhvaća pripremu izgradnje budućih objekata, priključenja novih elektrana i građevina kupaca
- Srednjoročno planiranje, uzima u obzir planiranje unutar 10 godina, koja upućuju na smjerove razvoja prijenosne elektroenergetske mreže
- Dugoročno planiranje, uzima se u obzir planiranje od 10 do 30 godina, tu se uzimaju u obzir pravci planiranja na globalnoj razini

- Lokalno i regionalno, planiranje na manjim područjima te nacionalno uvažavajući inter konekcije sa susjednom elektroenergetskim sustavima

Zahtjevi procesa planiranja razvoja prijenosne elektroenergetske mreže su da osiguraju sigurnu opskrbu el. energijom svih potrošača, pri što manjim troškovima nije uvijek izvedivo. Prilikom malih troškova razvoja mreže, željena sigurnost opskrba potrošača neće biti ostvarena, a pri velikim troškovima razvoja mreže dobili bi sigurnost i kvalitetu ali bi bilo ekonomski neprihvatljivo. Zato je prilikom procesa planiranja prijenosne mreže potrebno korištenje optimizacijskih i simulacijskih modela.[10]

3.2.1. Pretpostavka povećanja opterećenja EES-a

Pretpostavka porasta opterećenja EES-a sagledava se prema porastu konzuma svih vrsta energije, što ujedino uvjetuje i el. energiji. Makro ekonomske analize i planiranja Sagledavajući rast ili pad domaćeg tržišta te samu strukturu po njegovim sektorima kao što su (poljoprivreda, industrija, usluge) te su za njih zadužene makro ekonomske analize i planiranja. Isto tako uzimaju se u obzir stambeni standardi, povećanje/smanjenje stanovništva, razvoj prometa. Temelj u pretpostavci potrošnje u poljoprivredi uzima se u obzir udio na domaćem tržištu, samim time se određuje udio u potrošnji el. energije.

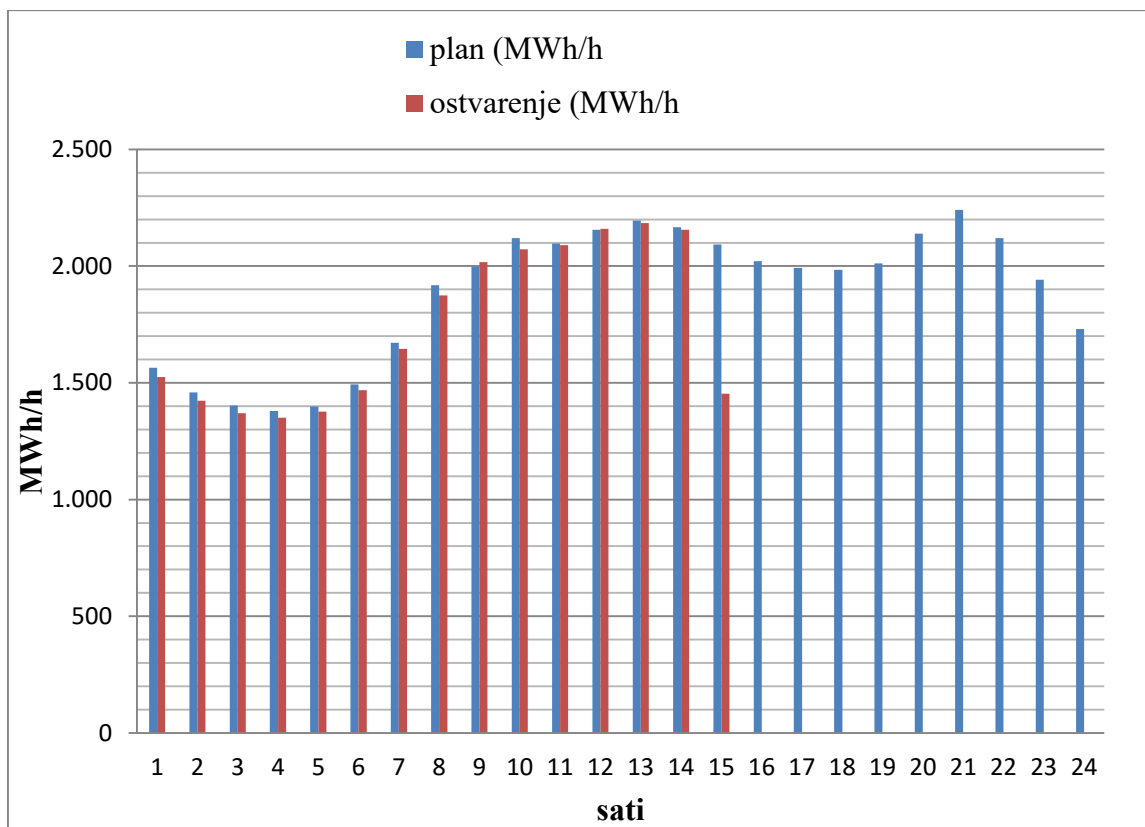
Pretpostavka konzuma u industriji određuje se promatranjem pojedinih skupina u industriji (građevinska industrija, kemijska industrija, industrija metala, industrija obojenih metala, te ostala). Temeljem udjela toplinske i netoplinske potrebe određuje se potrošnje el. energije, te očekivani udjeli u bližoj budućnosti. Procjenjena konzuma el. energije u domaćinstvu se rješava na temelju nekoliko pretpostavka (porast/padu stanovništva, prostora za stanovanje, udio električne energije u grijanju, klimatiziranju prostora i dr.). Sa ovim pretpostavkama i mnoštva ulaznih varijabli određuje se nekoliko scenarija potrošnje električne energije koje mogu biti više ili manje pouzdane.[10]

Analiza karakteristike potrošnje električne energije od bitnog je značaja s obzirom na upotrebu, istodobno i za područje planiranja razvoja EES.. Bez detaljnog saznanja i karakteristika o potrošnji električne energije nemoguće je ostvariti uspješno planiranje razvoja te izgradnju prijenosne mreže. Osnovni parametri krivulje trajanja opterećenja ili dijagrama opterećenja određuju kako će biti dimenzionirani proizvodni i prijenosni

kapaciteti postrojenja koji moraju biti u skladu sa njima. Da bi se to ostvarilo potrebno je analizirati i pratiti parametre tokom prošlih godina. Na temelju toga se predviđaju njihove veličine u budućnosti.[10]

Ovakva predviđanja potrošnje električne energije ostvaruju se u programskim paketima kod nas HOPS koristi paket PPS/E (power system simulator for engineering), analiza se provodi prethodnim rekonstruiranjem krivulja srednje satnih opterećenja za baznu godinu, zatim se simuliranjem scenarija na razne načine kako bi se dobile krivulje opterećenja za buduće godine. Rezultat primjene predviđene potrošnje električne energije na simulirane krivulje opterećenja daje kao rezultat prosječna satna opterećenja za pojedine godine, pri tome i osnovne parametre krivulje trajanja opterećenja kao što su maksimalno, minimalno opterećenje, godišnji faktor opterećenja, te ukupnu potrošnju električne energije.[10]

Na osnovu prikupljenih podataka o potrošnji električne energije u prethodnom razdoblju vrši se analiza karakteristika potrošnje za baznu godinu. Analiza bazne godine tjednog konzuma za krivulju opterećenja dijeli na sektor kućanstva i na sektor industrije. Izračun potrošnje svakog sektora se računa na način da se ukupna tjedna količina konzuma podijeli sa prosječnom količinom konzuma koji se ostvario kroz tjedan u promatranoj baznoj godini. Sljedeći korak je analiza unutar tjedna, dana u karakterističnim razdobljima godine (početno zimsko, ljetno zatim krajem godine zimsko). O sezoni ne ovisi promjena radne aktivnosti u tjednu. Radna aktivnost je u porastu do sredine tjedna, a zatim opada prema vikendu gdje je aktivnost na minimumu. Potrošnja električne energije je stoga u danima najveće radne aktivnosti najveća te vikend danima najmanja. Moguće je analizirati svaki karakterističan dan u tjednu, po svakom sektoru, po svakoj sezoni odvojeno. Na slici 3.2.1. prikazan je dnevni dijagram opterećenja Hrvatske prijenosne mreže u kojem su naznačene planirane i ostvarene vrijednosti opterećenja.[10]



Slika 3.2.1. dnevni dijagram opterećenja prijenosnog sustava RH

Kao što vidimo na slici (3.2.1.) prikazan je dnevni dijagram opterećenja, na slici je označeno planirano i ostvareno opterećenje sustava. Vidimo da je planirano opterećenje malo više vrijednosti od ostvarenog, to znači da treba uvijek uzeti opterećenje s rezervom. Na isti način može se dobiti godišnje opterećenje a za njega treba uzeti više podataka.

Kao što vidimo pretpostavljene mjere upravljanja potrošnjom i opterećenjem, tarifnom politikom, definiraju se parametri konzuma el. energije koji ključni pri planiranju elektroenergetskog sustava kao ujedino i mreže za prijenos el. energije:

- Faktor opterećenja - $W_{uk} / 8760 P_{max}$

gdje je:

P_{max} unutar planskog vremenskog perioda maksimalno opterećenje EES-a po prosječnim godinama

P_{min} unutar planskog vremenskog perioda minimalno opterećenje EES-a po prosječnim godinama

3.2.2. Raspodjela 110 kV mrežnih čvorišta s obzirom na opterećenje

Prilikom određivanja prostorne raspodjele ukupnog maksimalnog opterećenja EES-a s obzirom na 110 kV čvorišta mreže uzimajući u obzir po prosječnim godinama, određuju se regionalne raspodjele snage za pojedina područja, faktor istodobnosti, maksimalna opterećenja trafostanica 110/x kV, vršnog opterećenja. Podatci prikupljeni proteklih godina otkrivaju da se udio vršnih opterećenja pojedinog područja ne mijenja značajnije.

Na temelju prosječnih udjela pojedinog prijenosnog područja u vršnom opterećenju elektroenergetskog sustava za proteklo razdoblje (desetogodišnje) određuje se raspodjela planiranog opterećenja elektroenergetskog sustava za pojedina područja unutar planskog razdoblja prema izrazu (3.3):

$$P_{\max PrP} = X_{PrP} * P_{\max EES} \quad (3.3)$$

gdje su:

$P_{\max EES}$ prognozirano vršno opterećenje EES u sagledanoj godini

X_{PrP} udio prijenosnog područja u vršnom opterećenju EES-a

$P_{\max PrP}$ prilikom maksimalnog opterećenja EES-a ukupno opterećenje čvorišta mreže 110/x kV

Temeljni plan po kojem se izgrađuju nove TS 110/x kV ide po kriteriju iskoristivosti transformacije u postojećim trafostanicama, pri tome se misli na vođenje računa o mogućoj ugradnji transformatora koji ukupnom nazivnom snagom zadovoljava kriterije postojeće transformatorske stanice.

Dvije vrste transformatorskih stanica X/10(20) kV je kriterij kojim ocjenjujemo iskoristivost transformacije:

Transformatorske stanice u gradskim mrežama sa poveznom mrežom

- 2 transformatora $P_{\max} = 75 \% S_{ins}$
- 3 transformatora $P_{\max} = 88 \% S_{ins}$

Transformatorske stanice u vangradskim mrežama bez povezne mreže

- 2 transformatora $P_{max} = 60 \% S_{ins}$
- 3 transformatora $P_{max} = 80 \% S_{ins}$

S_{ins} instalirana snaga

Osim osnovnog kriterija gore navedenog, prilikom planiranja izgradnje novih TS 110/x kV treba još obratiti pažnju na sljedeća dva elementa:

- Načela kojim bi se potpuno uklonila 35 kV mreža te osigurao cijelokupni prelazak na 110/10 (20) kV transformaciju izravno
- Postoji mogućnost ulaska s ciljem da se poprave naponske prilike na srednjenaponskoj mreži, TS 110/x kV u srednjenaponskoj mreži ali kad se sagledaju opterećenja nisu nužno potrebne

3.2.3. Načela za izgradnju novih proizvodnih objekata te njihove lokacije

Važno je prije određivanja planova potrebnih izgradnji budućih proizvodnih sustava u elektroenergetskom sustavu zasnovati prioritete koji se moraju postići planom. To mogu biti emisije štetnih tvari iz energetskeg postrojenja, samostalnost sustava, ciljevi vlastite proizvodnje u određenom postotku i tome slično. U Hrvatskoj se ciljevi zadaju pojedinačno ili u kombinaciji odgovornih institucija (HEP, Ministarstvo, Vlada).

U tu svrhu koriste se razni modeli optimizacije i simulacije a mogu biti (WASP, PSS ODMS, LOGOS). Najviše korišten model je WASP. On se koristi prilikom planiranja izgradnje proizvodnog EES-a. Sve se više koristi i PSS ODMS model. Koristi se iz tog razloga jer se navedeni model prebaci u CGMES standard(paket se koristi na razini ENTSOE-a) jer omogućuje kreiranje zajedničkog modela za potrebe mrežnih proračuna. LOGOS je namjenjen za planiranje na godišnjoj razini rada EES-a, pri tom se također može upotrijebiti i prilikom planiranja.[10,12]

Potrebna izgradnja novih proizvodnih objekata se određuje u više scenarija, porastom potrošnje (niži, viši, super visoki). Prilikom planiranja razvoja EES-a odabire se jedan ili dva scenarija izgradnje novih proizvodnih objekata, prilikom čega se točno definiraju snage i dinamika novih izvora u pogonu. Nakon gore navedenog traži se moguća

lokacija za izgradnju. Određuje se na temelju više faktora (blizina konzumnih centara, izgrađenost prometnica, način hlađenja postrojenja). Prilikom odabira lokacije temeljna osnova je ukupni trošak izgradnje te se s obzirom na to izabire lokacija koja odgovara u ekonomskom i tehničkom aspektu.[10,12]

3.2.4. Temeljne odrednice prijenosne mreže prilikom priključka novih proizvodnih objekata na prijenosnu mrežu

Temeljem sljedeće navedenih pokazatelja definiraju se priključci:

- Jedinične snage bloka
- Naprednost prijenosne mreže u blizini novog planiranog objekta
- Očekivanih tokova snaga prilikom raznih pogonskih stanja, udaljenost konzumnih centara
- Troškovi same izvedbe

Sljedeći korak je određivanje priključka na prijenosnu mrežu. Osnovni princip određivanja priključka je siguran plasman maksimalne snage u mrežu. Pod maksimalnu snagu podrazumjeva se snaga koja je dostupna na samom pragu elektrane, isto tako se za siguran plasman određuje da se pri N-1 raspoloživosti grana mreže prenese maksimalna snaga proizvodnje.[10,12]

3.2.5. Ekonomski parametri

Zadaća svakog elektroenergetskog sustava je opskrba potrošača kvalitetnom električnom energijom pri maksimalnoj sigurnosti. Budući da ponekad može doći do raznih poremećaja s snabdjevanjem električne energije koje je nemoguće zaobići. Stoga je temeljni cilj planiranja razvoja EES-a svesti takve situacije na minimalnu moguću mjeru. Prilikom toga se stvaraju veliki troškovi. Količina el. energije koja nije isporučena u elektroenergetskom sustavu, to jest mjera za nivo osiguranog snabdijevanja konzumenta ima naziv LOLP(Loss of Load Probability). Odnos između neisporučene električne energije i rezerve snage EES-a regulira se sa troškom el. energije koja nije isporučena, te se ona izražava po kWh u nacionalnoj valuti. U modelima se teži minimumu ukupnih troškova. Prilikom veće vrijednosti troškova neisporučene električne energije, sustav mora stvoriti snažnije veze u prijenosu i što moguću veću snagu rezerve i obrnuto.[10,12]

Vrlo je teško bolje rečeno nemoguće odrediti točnu vrijednost tokova neisporučene električne energije koja se kod nas izražava u (€/kWh). U drugim državama procjena tih troškova je različita, te se izražava ovisno o valuti koju imaju. Više faktora utiču na visinu troškova: Struktura potrošnje (vrsta konzumenta kome su ograničene ili obustavljene opskrbe), količini neisporučene energije, trajanju prekida isporuke. Stoga je potrebno izvršiti detaljnije analize ako nam izgradnja takvog objekta sugerira neprofitabilnost pri referentnoj stopi, te je stoga potrebno definirati vrijednost da bi profitabilnost takve investicije bila zadovoljavajuća unutar dozvoljenih granica.

Temelji ekonomske analize prilikom planiranja mreže osnivaju se na usporedbi između same izgradnje i troškova koji su investirani tokom same izgradnje novih objekata. Pošto postoji više troškova u EES-u, potrebno je sve troškove svesti u isti vremenski trenutak. Taj datum svođenja još se naziva diskontiranje (jedinствена stopa za sve kategorije troškova). Preporučava se provođenje u tri vrijednosti diskontne stope: 8 %, 10 %, 12 %.

Prilikom usporedbe dobitaka od sagledavanih pojačanja mreže i troškova njihove izgradnje (profitabilnosti) nužno je odrediti cijenu po jedinici planirane visokonaponske opreme. Razlikuju se cijene ovisno od samog proizvođača opreme, ali je moguće odrediti prosječne cijene visokonaponske opreme.[10,12]

3.3 Ekonomska analiza (mexico metoda)

Do sada u ovom radu opisan oblik planiranja prilikom razvoja prijenosne mreže tako zvani klasični deterministički pristup nije pružio informacije što se tiče ekonomskih aspekata koji se odnose na planirana pojačanja prijenosne mreže. Nije moguće kvalitetno procijeniti kako riješiti detektirana ograničenja u mreži. Provedbom ekonomske analize bazirane na razvoju prijenosne mreže nastoje se riješiti nedostaci koji su nastali u klasičnom determinističkom planiranju i razvoju prijenosne mreže, te se u tom slučaju upotrebljava MEXICO metoda.[10, 12]

Temelji na kojima se zasniva optimizacijsko-simulacijska Mexico metoda je na metodi vjerojatnosti, linearnom programiranju, tokovima istosmjerne snage, te oni procijenjuju operativne troškove rada EES-a, čitave godine, kao i očekivani iznos neisporučene električne energije. Model izvršava procjenu očekivane neisporučene električne energije za pojedinu razinu potrošnje u sustavu, kao i neisporučene energije na temelju godišnje krivulje trajanja opterećenja.

Zadatak ovog modela je procjena stanja koja se odnosi na očekivanu neraspoloživost proizvodnih objekata za proizvodnju, prijenos el.energije kao i procjenu neizvjesnosti koja se odnosi na klimatske promjene to jest njihov utjecaj na visinu potrošnje, radi određenih klimatskih promjena ili raznih drugih nepredvidivih slučajeva. Obračun očekivanih gubitka na mreži prijenosa kao i nužne troškove goriva na proizvodnim postrojenjima da bi se isti gubitci pokrili. Model također isto tako procijenjuje na temelju vjerojatnosti, nastanke poremećaja u grani koje dovode do problema.[10,12]

Ulazni podatci modela su: podatci proizvodnih postrojenja, prijenosne mreže, potrošnje. Po svakom čvorištu opterećenje i potrošnja su definirani po vršnom opterećenju isto tako i po krivulji trajanja opterećenja na godišnjoj razini, opisana nizom koeficijenata pretpostavka je da je za sva čvorišta u mreži isti oblik krivulje.

Provedenim proračunom model proračunava gubitke u mreži. Međutim prilikom nesigurnosti planiranja potrošnje, definiraju se koeficijenti standardne devijacije zbog klimatskih i ekonomskih nesigurnosti, te pretpostavljenom Gauss ovom raspodjelom vjerojatnosti. Po izrazu (3.4, 3.5):

$$C_{ko} = \varepsilon * C_o \quad (3.4)$$

$$C = C_{ko} * (1 + b * \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2}) \quad (3.5)$$

gdje su:

- C_{ko} definira srednji iznos opterećenja za promatrano čvorište pri određenom nivou konzuma
- ε koeficijent koji označava na krivulji godišnjeg trajanja opterećenja nivo konzuma
- C_o srednja vrijednost vršnog opterećenja u čvorištu
- C opterećenje čvorišta za određeni nivo potrošnje
- b faktor definiranja područja kretanja opterećenja pri normalnoj raspodjeli
- σ_1 standard devijacija zbog klimatske nesigurnosti
- σ_2 standard devijacija zbog ekonomske nesigurnosti

Pošto smo prethodnim dijelom rada proučili lokacije, veličine, maksimalnu snagu, raspoloživost i sve ostalo novih proizvodnih objekata, potrebno je samo navesti dvije vrste hidroelektrana:

- Hidroelektrane kod koje se proizvodnja ne može mjenjati (protočne hidroelektrane)
- Hidroelektrane kod koje se proizvodnja može mjenjati (akumulacijske hidroelektrane)

Kod prve vrste hidroelektrane zadana snaga ostaje ista tokom proračuna, a kod druge se hidroelektrane određuje vršna i početna angažirana snaga te se ona mijenja promjenom akumulacije. Prilikom angažiranja akumulacijskih hidroelektrana s ciljem uklanjanja poremećaja u mreži, definira se dodatni trošak proizvodnje u mreži. Troškovi ovise o strukturi EES-a, a kreću se vrijednostima troškova u sustavu najviše vrijedne termoelektrane pa sve do vrijednosti koja je 10 puta veća od najviše vrijedne, po izrazu (3.6):

$$t_{maxTE} \leq \mu \leq 10 * t_{maxTE} \quad (3.6)$$

gdje je:

t_{maxTE} trošak proizvodnje najskuplje termoelektrane u sustavu

μ troškovi uzrokovani dodatnom hidroproizvodnjom, te neplaniranim pražnjenjem akumulacije

Prijenosna mreža se sastoji po topologiji od čvorova i grana. Svaka grana ima svoju impedanciju (r, x), dozvoljeno maksimalno opterećenje pri normalnim uvjetima i izvanrednim te neraspoloživost (q). Prilikom izvanrednih uvjeta uzima se da je u vremenskom periodu od 20 minuta dopušteno opterećenje koje je pri tome veće 20 %.[10, 12]

Navedenom metodom moguće je promatrati mreže veličine 220 čvorišta i 600 grana. Izraženo izrazom (3.7):

$$I_{max20} = 1,2 * I_{max} \quad (3.7)$$

gdje je:

I_{max20} maksimalno dozvoljeno opterećenje u izvanrednim uvjetima

I_{max} maksimalno dozvoljeno opterećenje u normalnim uvjetima

3.4 Tehnička analiza

Tehnička analiza se kad je konfiguracija ekonomski optimalna, provodi da bi se dobile dodatne informacije i saznanja koje su neophodne da bi se mreža pravilno razvila i isplanirala. Ekonomska analiza nije pružila ostale informacije kao što su : naponske prilike, naponske, prijelazne i dinamičke stabilnosti te tokove jalovih snaga. Zbog toga je potrebno provesti tehničku analizu kojom se uzimaju u obzir temeljni kriteriji na planiranu mrežu kao što su:

- napon održavan u dozvoljenim granica
- analiza struja kratkih spojeva
- siguran plasman snage elektrana
- održavanje prijelazne i dinamičke stabilnosti

Treba napomenuti da su ekonomska i tehnička analiza povezane te da ukoliko tehnička analiza zahtijeva potrebu pojačanja, mora se sprovesti kroz ekonomsku da se ustanovi jeli izgradnja objekta utječe na profitabilnost te se može napraviti eventualna korekcija.[10]

3.4.1. Proračun tokova snage

Proračunom tokova snage razmatra se: moguća regulacija generatora isto tako sinkronih kompenzatora kao i kondenzatora te kod transformatora koji je tom prilikom pod opterećenjem, regulacija njegovog prijenosnog omjera, prijenosnoj moći vodova, planiranoj razmjeni snage među sustavima.

Proračun tokova snaga treba određen broj definiranih uvjeta. Za sabirnicu vežemo četiri veličine, od kojih dvije moraju biti poznate: djelatna snaga P (MW), jalova snaga Q (MVar), modul napona ($|U|$), fazni kut napona φ_U . Prema definiranim veličinama pojavljuju se tri tipa sabirnica:

- sabirnica regulacijske elektrane (bilančna sabirnica) zadan je modul i fazni kut
- napona sabirnica s kontrolom napona (sabitnica reguliranog napona) kod kojeg je djelatna ili radna snaga isto kao i modul napona ranije utvrđen

- sabirnica snage (sabirnica opterećenja) definirane su zadanom djelatnom i jalovom snagom

Osnovna jednačba sistema bazirana je na metodi napona čvorova (3.8):

$$[\vec{I}] = [\vec{Y}] * [\vec{V}] \quad (3.8)$$

gdje je:

$[\vec{I}]$ vektor struja čvorišta

$[\vec{Y}]$ matrica admitancija čvorišta

$[\vec{V}]$ vektor napona čvorišta

Zadanom jednačbom definirana je snaga koja se nalazi na sabirnicama(3.9):

$$\vec{S} = \vec{V} * \vec{I}^* \quad (3.9)$$

Daljnijim rješavanjem jednačbi dolazimo do zaključka da navedeni sustav jednačbi nije linearan te stoga njegovo rješavanje na uobičajen način nije moguće, te se stoga za njihovo rješavanje upotrebljavaju iterativne metode (Gauss ova, Gauss-Seidelova, te Newton-Raphsonova). Preko iterativnih metoda u više iterativnih koraka se do približnog rješenja dolazi preko zadane točnosti postupka. Sami postupak te rješenja mogu divergirati ili konvergirati brže ili sporije.

3.4.2 Regulacija napona u mreži

Visoko naponske mreže EES-a podijeljene su na nekoliko razina napona, koji su između sebe povezani sa transformatorima. Prilikom toga se na impedancijama dijelova mreže javljaju padovi napona koji su uzrokovani djelovanjem dijelatne i jalove komponente struja, stoga naponi čvorišta na istoj razini nisu jednaki. Dosta viši pad napona izaziva jalova komponenta struje u usporedbi s dijelatnom komponentom struje. Stoga je tok jalovih snaga usko povezan sa regulacijom napona u mreži prema izrazu (3.10):

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{RP+XQ}{U^2} X \gg R \Rightarrow \frac{\Delta U}{U} - \frac{XQ}{U^2} \quad (3.10)$$

Prema izolaciji dijelova u mreži uvjetovan je maksimalni mogući napon pogona. Prilikom previsokih napona može doći do uništenja izolacije na pojedinim elementima mreže, pa se stoga u bilo kome čvoru mreže gornja granica definiranog napona ne smije premašiti. Napon niži od pogonskog isto nije povoljan jer neki elementi mreže imaju svoje definirane radne karakteristike kao na primjer generatori i prekidači. Stoga prilike kod transformatora u niže naponskoj razini nisu povoljne jer rastu gubitci u mreži (gubitci pri manjem naponu).

Prema izrazu (3.10) padovi napona se smanjuju pri porastu nazivnog napona, kao i padom reaktancije i tokova jalovih snaga. Održavanje napona u normalnim granicama postiže se smanjenjem tokova jalovih snaga na minimalnu prihvatljivu razinu, a to se postiže primarnim principom generiranjem jalove snage količinom i potrebom u točki mreže gdje je to potrebno. Potrošačke karakteristike iziskuju jalovu snagu kao što su asinkroni motori i lučne peći, kao i potreba nekih elemenata u sustavu kao što su vodovi i kabeli. Vodovi u prijenosnoj mreži mogu biti zavisno o njihovoj opterećenosti, potrošač (kada je vod opterećen više od prirodne snage on troši, a kad je opterećenje manje onda jalovu snagu generira upravo on (proizvodi)). [10]

Pošto znamo da se u prijenosnoj mreži nalaze vodovi jako velikih duljina, očekivano je da su im kapaciteti i induktiviteti jako veliki, stoga jalova snaga odnosno količina generirane te jalove snage mogu biti od velikog značaja. Višak jalove snage izaziva potrebu rada generatora u poduzbuđenom stanju pri tome dolazi do smanjenja stabilnosti sustava. Bitne količine jalove snage uzrokuju povećavanje gubitaka djelatne snage, pri tom se smanjuje ekonomičnost, raspoloživost, te se povećavaju investicije. Velike oscilacije u tokovima jalovih snaga u EES-u, koji su uzrokovani raznim opterećenjima možemo općenito postaviti sljedeće odnose:

EES-a pod visokim opterećenjem

- nedostatak jalove snage potreba za njom
- sniženi napon

EES-a pod niskim opterećenjem

- jalove snage ima previše (višak)
- visoki naponi

Tehničkom analizom se obuhvaćaju oba stanja sustava, pa se prilikom toga ispituju pogonska stanja sustava:

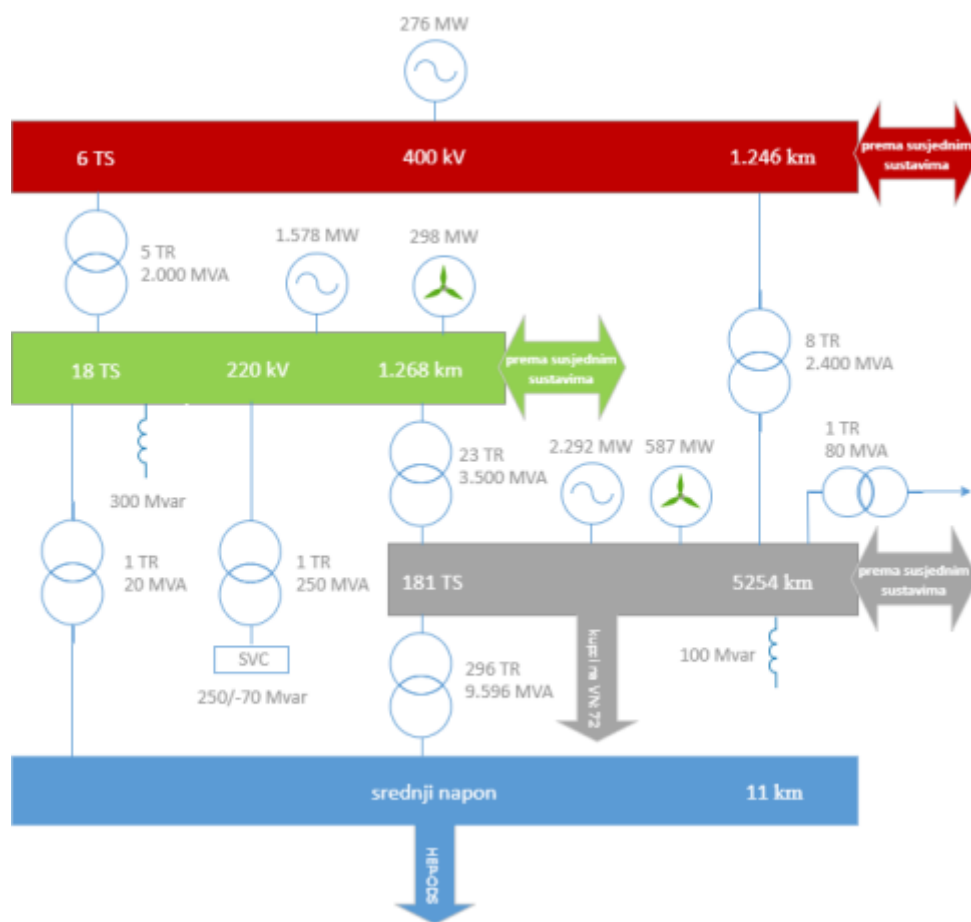
- vršno opterećenje EES-a
- minimalno opterećenje EES-a

Proračunom izmjeničnih tokova snaga prilikom različitih karakterističnih pogonskih stanja (angažman elektrana, tranziti, neraspoloživost jedne grane) s ciljem održavanja povoljnih naponskih uvijeta u svim čvorovima mreže, definiraju se generatorska sposobnost isto tako i od uređaja za kompenzaciju. Manjak jalove snage u definiranim stanjima pogona može dovesti do urušavanja samog sustava u najgorem slučaju i nemogućnost eksploatacije el. energije konzumentima. Stoga je nužno da uređaji za regulacijski uređaji jalove snage i napona isponjavaju zadane kriterije koja se odnosi na (regulaciju, veličina, brzina odziva, konzuma). [10]

4. DOSADAŠNJE TEHNIČKE KARAKTERISTIKE HRVATSKE PRIJENOSNE MREŽE

4.1. Glavne tehničke karakteristike

Prijenosni sustav Republike Hrvatske krajem 2021. povezan u 6 postrojenja 400 kV razine, na razini od 220 kV nalazi se 18 postrojenja. Na razini napona od 110 kV nalazi se priključenih sve ukupno 178 RP 110 kV i TS 110/x kV. Prikazana stanja mreže su na slici. [13]



Slika 4.1. Elektroenergetski sustav prikazan po razinama napona – prikazano stanje krajem 2021. godine

Elektroenergetski sustav RH danas je umrežen sa 400 kV, 220 kV i 110 kV naponskim razinama, koje su ujedno povezane sa susjednim sustavima. Dalekovodima 400 kV razine napona - ukupno sedam DV od čega su tri dvostruka, a četiri jednostruka, povezan je elektroenergetski sustav RH sa sustavima: [13]

- BIH - dalekovod 400 kV Ernestinovo - Ugljevik i dalekovod 400 kV Konjsko - Mostar,
- Srbije -dalekovod 400 kV Ernestinovo – Sremska Mitrovica 2,
- Mađarske - dalekovod 2x400 kV Žerjavinec – Heviz, dalekovod 2x400 kV Ernestinovo – Pecs i
- Slovenije - dalekovod 2x400 kV Tumbri – Krško, dalekovod 400 kV Melina – Divača.

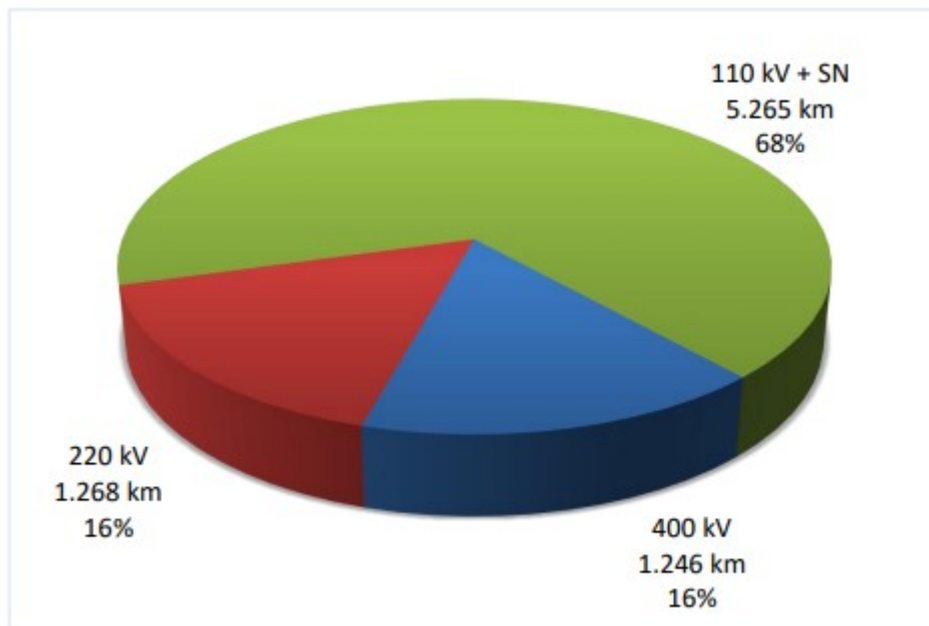
U Hrvatskoj prijenosna mreža 400 kV nije spojena u petlju na području države, već se prostire istoka- Ernestinovo, preko sjeverozapada - Zagreb do zapada - Rijeka i juga – Split. Reverzibilna hidroelektrana Velebit je jedino postrojenje koje je priključeno na prijenosnu mrežu naponske razine 400 kV. [13]

Hrvatski sustav je inter konekcijski umrežen sa susjednim članicama Europska mreža operatora prijenosnih sustava za električnu energiju (dalje: ENTSO-E)¹ realizirana je i s osam dalekovoda 220 kV. Hrvatski sustav istodobno je i na 110 kV razini povezan sa susjednim sustavima - sveukupno osamnaest DV u trajnom ili povremenom pogonu. [13]

Međusobna konekcija sustava RH sa sustavima u susjedstvu, osigurava nezaobilazan značaj sa strane uvoza, izvoza i tranzita električne energije prijenosnom mrežom, time elektroenergetski sustav RH ima bitnu ulogu inter konekcije elektroenergetskih sustava srednje i jugoistočne Europe. [13]

U vlasništvu HOPS-a (stanje koncem 2021.) bilo je 7.779 km visokonaponske mreže 400 kV, 220 kV i 110 kV kao što je prikazano na slici 4.2. [13]

¹ENTSOE je odgovoran za upravljanje sustavom za prijenos električne energije i za omogućivanje prekograničnog trgovanja i opskrbe električnom energijom u EU-u.



Slika 4.2. Udjeli prijenosnih dalekovoda u pogonu u vlasništvu HOPS-a, po naponskim razinama u hrvatskom EES-u – stanje kraj 2021.

Vlasnik svih elektroenergetskih prijenosnih pogona 110, 220 i 400 kV u RH postaje HOPS, na osnovi odgovarajuće odluke Trgovačkog suda u Zagrebu od dana 03. srpnja 2013. o povećanju temeljnog kapitala društva, sukladno izabranom ITO modelu u HEP d.d. u procesu usklađivanja elektroenergetskog sektora sa ZTEE-om i Trećim energetskeim paketom, odnosno sukladno Načelima razgraničenja djelatnosti proizvodnje, prijenosa i distribucije električne energije koje je donijela Uprava HEP-a d.d. dana 07. srpnja 2013.

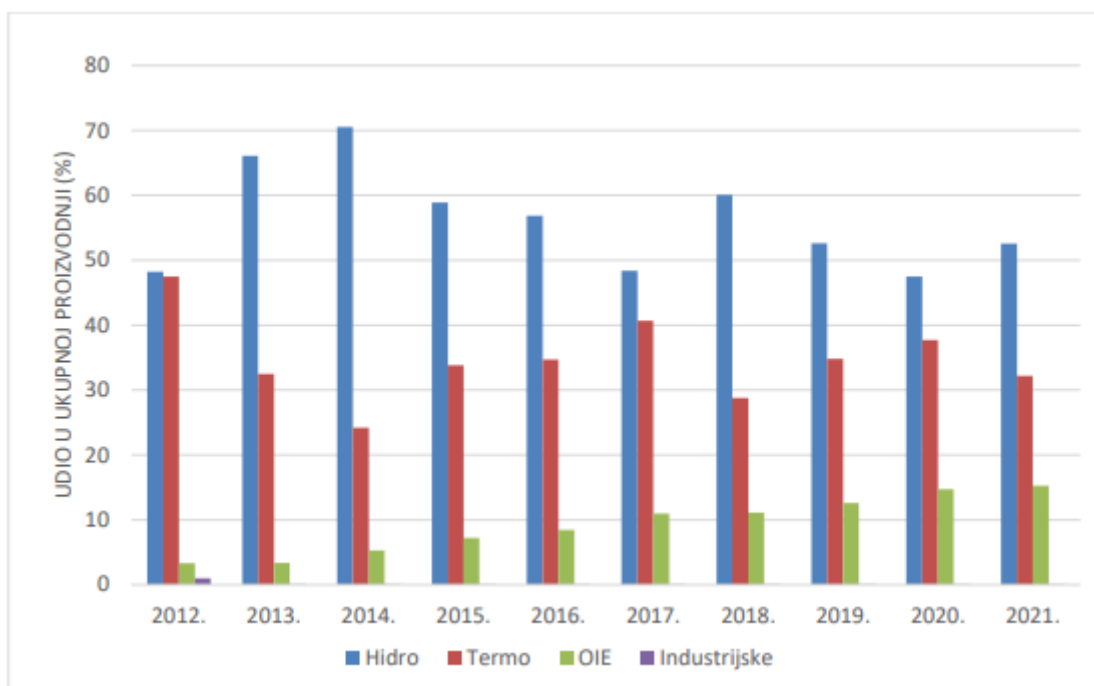
Visoka instalirana snaga je specifična za hrvatski prijenosni sustav u visokonaponskoj transformaciji. Snage zasebno instaliranih transformatora iznose: [13]

- 400 MVA (400/220 kV), 300 MVA (400/110 kV),
- 150 MVA (220/110 kV),
- 63 MVA, 40 MVA, 31.5 MVA, 20 MVA, 16 MVA (110/x kV)

Stanje prijenosne mreže 400 kV, 220 kV i 110 kV RH koncem 2021. je da sagrađena prijenosna mreža osigurava bitne razmjene, u prvom redu uvoz, sa susjednim EES-a. Bitne količine električne energije, uvoze se iz smjera elektroenergetskog sustava Slovenije, elektroenergetskog sustava BiH te iz smjera elektroenergetskog sustava Mađarske.

4.2. Glavne karakteristike proizvodnje i potrošnje priključenih na prijenosnu elektroenergetsku mrežu

Slika 4.3. prikazuje udio proizvodnje elektrana na području hrvatske u vremenskom periodu od 2012.-2021. godine.

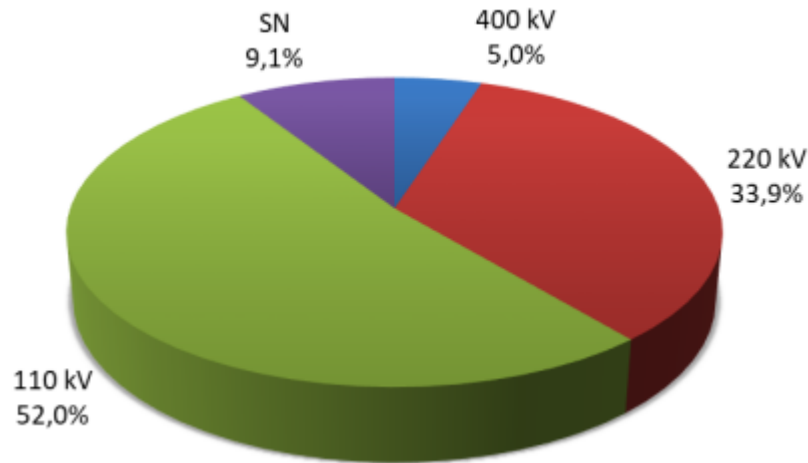


Slika 4.3. Grafikon Udio proizvodnje (% od ukupne domaće proizvodnje) pojedinih tipova elektrana priključenih na prijenosnu mrežu RH u razdoblju 2012. – 2021.

Instalirana snaga elektrana hrvatskog sustava iznosi 5.590,54 MW od toga (HE – 2126,6 MW, TE – 2019,0 MW, Industrijske elektrane – 212 MW, VE – 885 MW, distribuirani izvori – 503,5 MW), stanje priključenosti po naponskim razinama je sljedeće: [13]

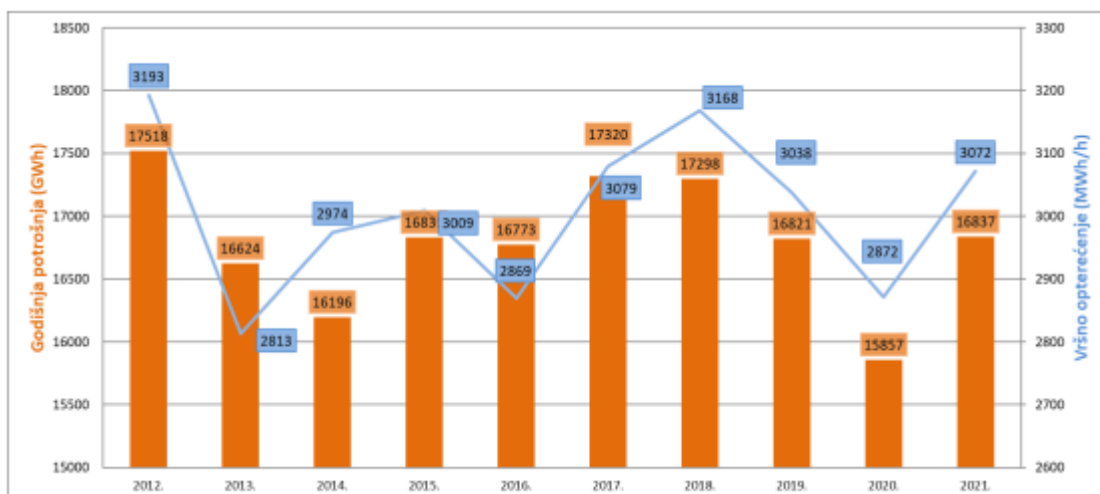
- samo 5% snage elektrana priključeno je na 400 kV razinu,
- 34% na 220 kV razini,
- 52% na 110 kV razini
- 9% na sredjonaponskoj razini

Sukladno brojnosti agregata po pojedinim razinama napona, zastupljenost na 110 kV razini je izraženija – 0,5% na 400 kV, 28% na 220 kV te 72% na 110 kV. Navedeno prikazuje 4.4. [13]



Slika 4.4. Priključak elektrana u hrvatskom EES-u po naponskim razinama (udjeli s obzirom na ukupnu instaliranu snagu elektrana)

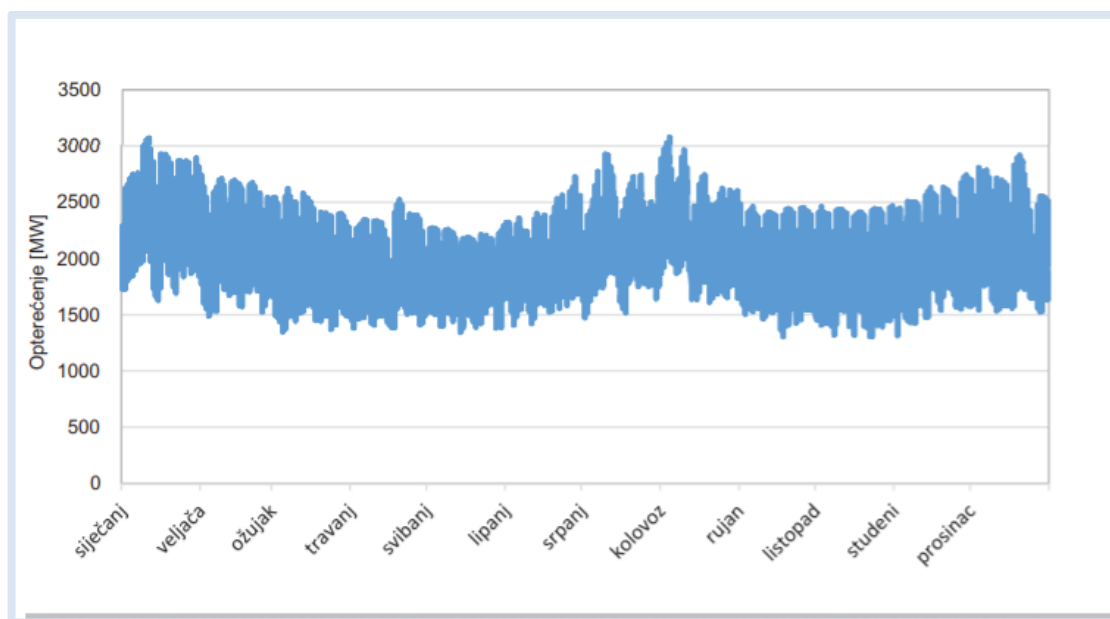
Vršna opterećenja koja se postižu unutar elektroenergetskog sustava Hrvatske u iznosu do 3200 MW. Najveća evidentirana opterećenja su uglavnom na kraju i početku godine, u razdoblju 18h i 20h. Zamjetan je odnos ovisnosti vanjskih temperatura i trenutnog opterećenje hrvatskog EES, razlog tome je grijanje prostora konzumenata. Na slici 4.5. prikazano je kretanje godišnjeg konzuma i vršnog opterećenja hrvatskog EES-a.



Slika 4.5. Grafikon godišnjeg konzuma i maksimalno opterećenje hrvatskog EES-a

Danas je sve više ugrađenih klima uređaja i prostora za hlađenje što uzrokuje porast i ljetne potrošnje električne energije tj. maksimalno ljetno opterećenje sustava– za primjer možemo uzeti maksimalne godišnje potrošnje zabilježene su upravo ljeti, u srpnju i kolovozu, 2017., 2019., 2020. i 2021. godine. Vrlo važna potrošnja električne energije odnosi se i na kućanstva, što vidimo iz sve češće pojave vršnog opterećenja u večernjim satima.

Međusobni odnos između minimalnog i vršnog opterećenja hrvatskog EES-a odvijaju se u rasponu od 0,3 do 0,4, dok je odnos minimalnog i maksimalnog dnevnog opterećenja oko 0,45. U kasnom proljeću ostvaruju se pretežno minimalna godišnja opterećenja što se odnosi na svibanj i lipanj, pri tome u ranim jutarnjim satima dešavaju se minimalna dnevna opterećenja sustava. Slika 4.6 prikazuje satno opterećenje elektroenergetskog sustava za 2021. [13]

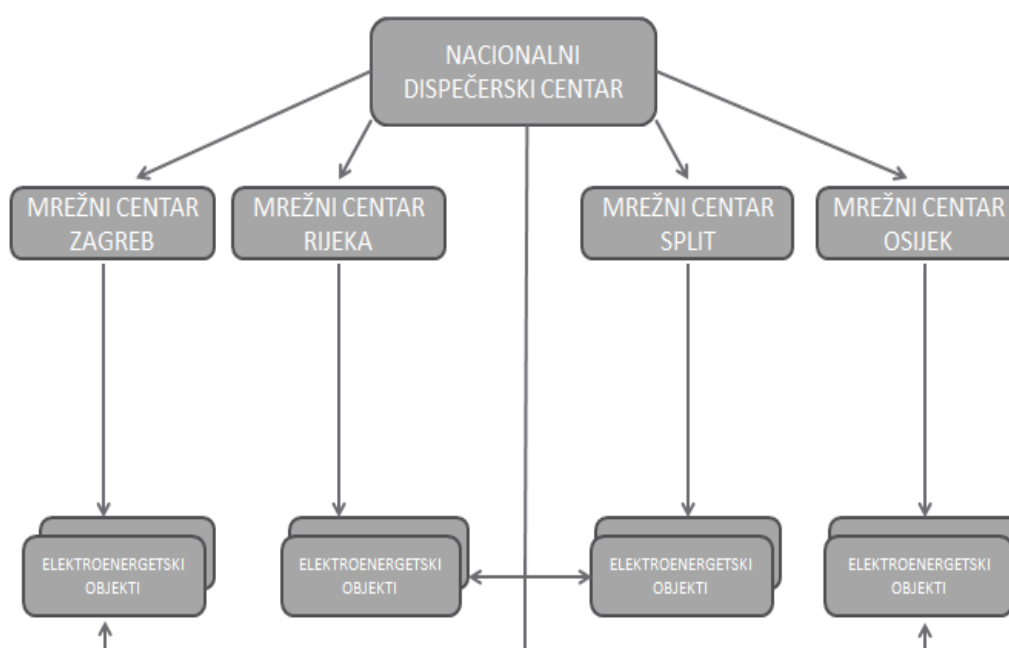


Slika 4.6. Grafikon satnih opterećenja hrvatskog elektroenergetskog sustava za 2021.

4.3. Sustav vođenja elektroenergetskog sustava i prateća ICT infrastruktura

Za vođenje EES RH odgovoran je HOPS, as tim ciljem sagrađen je procesni informacijski sustav prikazan na slici 4.7. a sastoji od:

- nacionalnog dispečerskog centra (dalje: NDC),
- četiri mrežna centra (dalje: MC),
- daljinskih stanica i staničnih računala u elektroenergetskim objektima.



Slika 4.7. Model vođenja elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske

U Zagrebu se nalazi Nacionalni dispečerski centar koji je odgovoran za uspješno vođenje EES RH kao cjeline te je odgovoran te koordinira rad EES država u susjedstvu i ENTSO-E.

Za kontrolu i organiziranje područne prijenosne mreže 110 kV zaduženi su mrežni centri, te pri provođenju ostalih funkcija i analiza vrlo bitnih za rad na sigurnoj razini područnog EES-a. [13]

Gradnja i daljnji razvoj mrežnih centara, mora osigurati sigurno vođenje cijelog EES-a i djelovanje tržišta električnom energijom. U sustavu daljinskog vođenja U ovome

trenutku više od 98 % transformatorskih stanica i rasklopnih postrojenja prijenosne mreže nalazi se u sustavu daljinskog vođenja, s težnjom da se u sljedećem razdoblju uključe svi objekti u sustav. [13]

Inter konekcija osiguravanja dovoljne iznose rezervi za osiguravanje regulacije frekvencije i snage razmjene (P/f regulacije) od strane operatora prijenosnog sustava. Prema pravilima rada ENTSO-E unutar hrvatskog elektroenergetskog sustava određene su neophodne rezerve primarne, sekundarne i tercijarne P/f regulacije. Preko ugovora s korisnicima mreže HOPS garantira zadovoljavajuće količine rezervi.

Utvrđivanje iznosa rezerve snage primarne regulacije hrvatskog elektroenergetskog sustava odvija se godišnje na razini inter konekcije te za 2020. godinu iznosi +/- 15 MW. Proizvođačka zadaća je da osigura dostatan iznos primarne rezerve kao i svih ostalih proizvođača priključenih na prijenosnu mrežu.

Radi osiguravanja rezerve snage sekundarne regulacije osposobljavaju se elektrane hidroelektrana Vinodol, hidroelektrana Senj, hidroelektrana Zakućac i hidroelektrana Dubrovnik, a služe kao pomoćna usluga Nisu zabilježeni veći problemi u proteklim godinama povezani za osiguravanje potrebnog opsega rezerve snage. Jedini iznimka mogu biti izrazito sušna ili izrazito kišna razdoblja, vremenski ograničena, gdje se može dogoditi da se ne može ispuniti osiguravanje ugovorenih iznosa rezervi.

U hrvatskom EES-u regulacija napona i jalove snage izvodi se generatorima, transformatorima i kompenzacijskim uređajima. Za osiguravanje prihvatljivog naponskog profila nepovoljan je priključak generatora pretežno na naponski nivo 220 kV i 110 kV, a razlog je nedovoljna podrška jalovom snagom na 400 kV mreži. Za rješenje viših naponskih prilika koje se dešavaju na 400 kV mreži, koristi se RHE Velebit koja je ugovorena kao pomoćna usluga koja radi u kompenzacijskom režimu rada.

Nedostatak hrvatskog EES-a odnosi se na trenutačnu neautomatiziranu i nekoordiniranu regulaciju napona i jalove snage zbog čega se još često naziva i regulacijom "ručnog karaktera". Ukoliko postoji potreba za dodatnu regulaciju napona ili, pak, proizvodnju jalove snage, ona se rješava izdavanjem usmenog zahtjeva prilikom pogona. Uvođenjem koordinirane sustavne naponske regulacije, moguće je dugoročno kvalitetno riješiti nedostatak dosadašnje regulacije napona i jalove snage. [13]

4.4. Starost i životni vijek opreme u hrvatskoj prijenosnoj mreži

Kao sa svakom opremom i uređajima, tijekom njihova korištenja u prijenosnoj mreži dolazi do trošenja, stoga je potrebno obvezno i adekvatno održavanje. Time se zadržavaju njihove tehničke osobine tijekom njihovog životnog vijeka.

Starost, način korištenja i održavanje upravo ovise o pouzdanosti komponenti i promatranih jedinica VN postrojenja. Svoj životni vijek ima svaka komponenta/uređaj koja je dio promatrane jedinice. Kako bi se proces promatranja pojednostavio, primjenjuju se generički podaci o starenju skupina istovrsnih komponenti ili uređaja, elemenata postrojenja i vodova. Osnovna pretpostavka je da će, uz propisano održavanje (redovno održavanje, periodične preglede, revizije, remont i sl.), većina ugrađenih VN komponenti ispunjavati svoju namjenu do kraja životnog vijeka. [13]

Glavni parametri koji imaju utjecaj na troškove redovnog i interventnog održavanja su starost primarne opreme i uvjeti pogona budući da je oprema veće starosti podložnija kvarovima. Nabavka rezervnih dijelova za stariju opremu u većini slučajeva dosta je otežana, a time se često dolazi i do većih troškova održavanja. Veliki broj nadzemnih vodova (110 kV i 220 kV) u pogonu je još od 60-ih, a neki su čak i iz 40-ih godina prošlog stoljeća. Nadalje, stvarni životni vijek pojedine opreme može se razlikovati od iskazanih prosječnih vrijednosti, a to ponajprije ovisi o uvjetima i održavanju pogona. Tablicom 3.1. prikazan je očekivani životni vijek VN opreme i građevina u prijenosnoj mreži. [13]

Tablica 4.1. Životni vijek VN opreme i građevina u prijenosnoj mreži

Elementi prijenosne mreže	Očekivani životni vijek	Napomena
VN polja (primarna oprema)	33	prekidači, SMT, NMT, rastavljači, odvodnici
Energetski transformatori	40	različnost terećenja i posljedica kvarova
Građevine (temelji voda i aparata)	40	izloženost nepogodama, utjecaj nove tehnologije
Vodiči, uzemljivači, metalne konstrukcije	40	agresivnost tla i atmosfere, održavanje
Energetski kabeli	40	terećenje, kvarovi
Sekundarni sustavi	15	rezervni dijelovi i novi zahtjevi

Osim kriterija stanja objekata te statističkih pokazatelja pogonskih događaja, predviđaju se zamjene objekata u skladu s predviđenim istekom njihovog životnog vijeka. U hrvatskom EES-u specifičan je veliki broj prijenosnih objekata starije životne dobi. Velika većina jače umreženih postrojenja snage 110 kV i 220 kV te sami vodovi kojima su povezana čvorišta potrošača i rasklopišta elektrana često su stariji od 30 ili, ponegdje, od 40 godina. [13]

5. RAZVOJ PRIJENOSNOG ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA 2026.-2032.

U navedenom vremenskom razdoblju HOPS i HEP ODS prema usklađenim planovima koji se odnose na razvoj i izgradnju imaju u planu završiti izgradnju deset TS 110/x kV, te priključenja planiraju realizirati izgradnjom novih vodova ili priključenjem na postojeće vodove. Temeljni razlog navedenog je očekivani veliki broj priključenja elektrana, prije svega OiE prvenstveno se misli na sunčane i vjetroelektrane. Definirana Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske ima do 2030. te pogledom prema 2050. godini temeljne ciljeve kojima se planira izgradnja 1.634 MW snage vjetroelektrana, 1.039 MW iz solarnih elektrana te 2686 MW snage hidroelektrana. Uzimajući u obzir da su u navedene iznose proizvodnih kapaciteta uračunati i postojeći proizvodni kapaciteti. Planirano uvećanje proizvodnih kapaciteta uzimajući u obzir sve vrste elektrana iznosi oko 2,1 GW koji se odnosi na S1 scenarij strategije.

Uzimajući u obzir sve utjecajne čimbenike navedeni ciljevi navedene strategije će biti ispunjeni do 2030. godine, te uzimajući u obzir postojeću šansu premašivanja ciljeva, tu se poglavito misli na OiE. Stoga je od sustavnog značaja napraviti potrebna pojačanja mreže, revitalizaciju te izgradnju novih objekata prvenstveno na području Istre, Like i Dalmacije.

Razvojni plan te plan izgradnje prijenosne mreže na period do 3 godine donosi operator sustava surađujući s energetskim subjektom koji se bavi prijenosom el. energije, uz mišljenje energetskog subjekta za distribuciju te uz prethodnu suglasnost Vijeća za regulaciju energetskih djelatnosti. [14]

Operator sustava prilikom razvoja prijenosne mreže treba ispuniti sljedeće obaveze: [14]

- operatoru sustava potreban je plan razvoja prijenosne mreže koja ima odgovarajuće dimenzije za predviđene prijenose električne energije te koja će omogućiti učinkovito vođenje sustava uz ekonomično napajanje pri naponu čija je kvaliteta usklađena s normama,

- rezerva mreže treba biti dimenzionirana prema usvojenim (n-1) kriterijem. Posljedice višestrukih poremećaja i rjeđe višestrukih grešaka u prijenosnoj mreži koje se, zbog ekonomskih razloga, ne mogu unaprijed uvrstiti u plan razvoja prijenosne mreže, potrebno je ograničiti strategijama obrane od stanja većih poremećaja i strategijama ponovne uspostave napajanja,
- Ekonomski kriterij se treba uračunati kod izrade planova razvoja prijenosne mreže na osnovi dosadašnjih opterećenja ili proizvodnje elektrana te planirane potražnje distribucijske mreže i ranije priključenih kupaca prijenosne mreže ili onih koji će u budućnosti biti priključeni,
- Za odgovornost pri pokretanju postupka dobivanja suglasnosti i dozvola odgovoran je energetska subjekt za prijenos električne energije, a one su potrebne za ostvarivanje planiranog razvoja prijenosne mreže.

Dužnost energetskog subjekta za distribuciju odnosi se na stvaranje plana razvoja distribucijske mreže pri čemu je osiguran pouzdan rad navedene mreže. Da bi se to ostvarilo potrebno je ispuniti sljedeće uvjete: [14]

- Dužnost energetskog subjekta kod distribucije je da uvijek nadzire i proučava podatke o uporabljivosti kapaciteta kojeg mreže posjeduje, te ostale faktore i predstavlja projekte unapređenja mreže,
- Tehnički i pogonski uvjeti distribucijske mreže moraju biti uvaženi od strane koncepta sigurnosti i pouzdanosti, izuzetno na lokacijama spajanja s pogonima pretplatnika, prijenosnom te susjednim mrežama. Konceptom el. zaštite osobito moraju biti obuhvaćena mjesta razdvajanja prijenosne mreže s distribucijskom kao i konfiguracijama te pogonima pretplatnika,
- Uloga energetskog subjekta za distribuciju u određivanju vrstu uređaja(kod zaštite, automatike, telekomunikacije, te prilikom stupnjevanja rezervne i glavne zaštite),
- Prilikom osmišljavanja mreže na naponskoj razini 110 kV, koja je u ovlasti također energetskog subjekta prilikom distribucije, koriste se formulacije distribucijskih te mrežnih načela za mrežu prijenosa,
- Primjena odredbi za priključak na prijenosnu mrežu realizira se prilikom planiranja distribucijskih objekata koji će priključenje biti na prijenosnu elektroenergetsku mrežu. Operator sustava i energetska subjekt za distribuciju objedinjuju planove razvoja promatranih objekata,

- Mreža se na srednjonaponskom nivou strukturira uz uvažavanje kriterija (n-1), ali samo na mjestima gdje je ekonomski utemeljeno (kad se uzmu u obzir troškovi ne eksploatirane el. energije), a u svim drugim situacijama planira se mreža radijalno,
- Na zahtjev energetskeg subjekta za distribuciju, korisnici distribucijske mreže obvezni su predložiti podatke izuzetno bitne za planiranje razvoja mreže.

Kod planiranja je dosta drugačiji ustavna pozicija samog subjekta za prijenos električne energije te distribucijskog subjekta, prilikom toga prvi je posvećen sustavnom operatoru koji pri tome na kraju nudi koncept unapređenja, dok je drugi nadležan za individualno provođenje koncepta. Prilikom toga oba će subjekta kod donošenja odluka o pristojbi za uporabu mreže, neki udio pristojbe, a odnosi se pritom na subvencioniranje rekonstrukcije mreže, trebati opravdati konceptom gradnje. [14]

Definirani unapređenje prijenosne elektroenergetske mreže u RH u budućem će periodu biti definiran putem rasta konzuma el. energije kao i vršnog naprežanja sustava, lokalitetima te samim kapacitetima budućih proizvodnih pogona, priželjkivanim situacijama na većem tržištu el. energije a tu se podrazumijeva Europska unija i Energetska zajednica. Težnjom da se prilikom obavezne angažiranosti na rekonstrukciji elemenata mreže očuva visoka sposobnost u pogonu. Temeljni zadatak tehničke opreme prilikom prijenos el. energije su navedeni u sljedećim natuknicama: [15]

- osiguravanje visoke učinkovitosti kod prijenosnog elektroenergetskeg sustava i kakvoći snabdijevanja potrošača el. energijom definirane upotrebljivosti,
- brza prilagodba promjenjivih obnovljivih izvora električne energije u sustav, samim time i puno viša pristupačnost promjenjivih pričuva zbog stabiliziranja njihove promjenjive proizvodnje,
- pravodobna provedba strukturiranja s obzirom na investicije, a naročito infrastrukturnih ulaganja koje omogućuju integriranost obnovljivih izvora električne energije u elektroenergetskom sustavu,
Potpora tržišnih transakcija na nivou RH te u ozračju, da pri tome prijenosna energetska mreža ne doprinosi ograničavanju prilikom takmičenja,
- rekonstrukcija i izmjena starih mrežnih jedinica,
- povišenje prijenosne snage nekoliko vodiča, već prije pogledanih za rekonstrukciju upotrebom (HTLS) vodiča,

- upotrebom budućih modernih tehnologija u prijenosnoj elektroenergetskoj mreži ako za njih postoji racionalno objašnjenje.

Stalna implementacija distribuiranih izvora u distribucijskoj mreži distribuiranih izvora, te razvoj usluga i tržišta el. energije, postepeno izmjenjuju karakteristike distribucijske mreže. Bitna usmjerenja u smjeru unapređenja aktivnosti distribucije el. energije su navedene u sljedećim dijelu teksta: [15]

- jedinstveni operater distribucijskog sustava – s namjerom uspostavljanja ravnomjerne kvalitete kao i kriterija za pristupanje i uporabu distribucijske mreže
- mjerni sustav (napredni) – s namjerom osiguravanja prilagodljivosti mrežnih korisnika, vremenski promjenjivih tarifa te izravnog nadgledanja potrošnje
- napredna mreža – s namjerom inteligentne prilagodbe proizvođača i kupaca te ostalih čimbenika povezivanja navedenih dviju funkcija, s ciljem osiguranja učinkovite, održive i sigurne opskrbe električne energije.

5.1. Priključak novih TS i elektrana

Sukladno usvojenim razvojnim planovima te planovima za izgradnju zajedničkih objekata HOPS-a i HEPODS-a u periodu od 2026. do 2032. godine planira se završetak izgradnje 5 transformatorskih stanica 110/x kV. Plan njihove gradnje obuhvaća trogodišnje razdoblje, kao i plan izgradnje dodatnih četiriju transformatorskih stanica 110/x kV. Planira se da se prethodno navedeni objekti priključe na prijenosnu mrežu, rekonstrukcijom postojećih vodova ili izgradnjom novih vodova. [13]

Pokazano je povećano zanimanje za priključenje velikog broja eventualnih elektrana u vremenskom periodu do 2030. godine, ponajviše vjetroelektrana i solarnih. Za većinu je izrađena analiza mogućnosti priključenja (PAMP) te su određeni priključci i uvjeti prijenosne mreže, primjerice reverzibilna hidroelektrana Vrdovo, hidroelektrana Senj 2, kombinirana kogeneracijska elektrana Sl. Brod, reverzibilna hidroelektrana Korita, solarna elektrana Promina, itd.

Prilikom toga nisu sklopljeni ugovori s investitorima za priključenje po završetku ovog plana razvoja, planirana priključenja ovih objekata nisu svrstana u plan. Prilikom sljedeće izrade razvojnog plana. ako dođe do potpisivanja ugovora o spajanju, navedeni objekti biti će uvršteni u budući plan.

Prilikom definiranju kriterija, HOPS za potrebe analiziranja zahtjeva izrade EOTRP-a za neki pogon proizvodnje navedene elemente također uzima u obzir. Prema novim odredbama koje definiraju uvjete priključenja *Uredbi o izdavanju energetske suglasnosti i utvrđivanju uvjeta i rokova priključenja na elektroenergetsku mrežu*² te prema drugim normama kod izrade analize mogućnosti priključenja te dobivanja nekadašnje Prethodne elektroenergetske suglasnosti (PEES) više nisu neophodni kod utvrđenja priključenja na prijenosnu elektroenergetsku mrežu. [13]

²Uredba o izdavanju energetske suglasnosti i utvrđivanju uvjeta i rokova priključenja na elektroenergetsku mrežu, NN 7/2018-180

5.2. Revitalizacija prijenosne mreže

Vrlo veliki broj jedinica, objekata kao i uređaju te korištenih komponenti u tekućem razdoblju do 2032.godine prekoračiti će svoj vijek trajanja u samoj prijenosnoj mreži te će ih biti potrebno zamjenjivati koje je moguće i popravljati to jest revitalizirati. Samom revitalizacijom obuhvaćene su zamjene postojećih prije navedenih elemenata prijenosne mreže prilikom čega bi se osigurala njihova upotrebljivost.

Bitno je razumno planirati financijska sredstva kod izrade plana revitalizacije, naročito se to odnosi na razdiobe na već prije definirani period kao i elemente same mreže. Kod kratkoročnog plana rekonstrukcije moramo uzeti u obzir zatečeno stanje razmatranih komponenti to jest kompletne infrastrukture mreže kao i funkciju u mreži. Prema prihvaćenoj metodologiji i kriterijima složen je popis za obnovu/modernizaciju postojećih komponenata kao i elemenata u mreži (dalekovodi, energetske transformatori te trafostanice). Prilikom odcjepljivanja ostvareni je dogovor između HEP Proizvodne usluge i HEP ODS-a, na temelju čega je dio pogona dodijeljen HOPS-u da ga održava i njime rukovodi. Nakon pregleda dodijeljenih dijelova pogona ustanovljena je tendencija za prijeko potrebnim ulaganjima a razlog tome je starost elemenata i komponenata te je nužna rekonstrukcija/obnova. [13]

U promatranom planiranom razdoblju, HOPS ima u planu rekonstruirati otprilike 2 000 km dalekovoda na razinama napona 220 kV i 110 kV, jer će prilikom rekonstrukcije u planiranom roku veliki broj dalekovoda premašiti svoj vijek trajanja te će biti stariji od šezdeset godina. Rekonstrukcija će se obaviti na jednom dijelu starijih vodova zbog podizanja njihove snage prijenosa, te isto tako i ostali vodovi ali zbog katastrofalnog stanja elemenata i komponenata kao što su nosivi stupovi koji su oštećeni od vremenskih uvjeta (posolica). Isto tako morati će se osigurati i velika financijska sredstva za zamjenu podvodnih kabela (Koncept za izmjenu podvodnih kabela naponske 110 kV strateški je koncept Hrvatskog operatora prijenosnog sustava, a planirani završetak radova 2025. godine). Generalni koncept kod revitalizacije vodova biti će izmjena postojećih vodiča Aluminijski/Čelik presjeka 150/25 mm² isto tako i na vodičima manjih poprečnih presjeka novim visoko temperaturnim vodičima malih provjesa (HTLS) koji imaju prijenosnu snagu koja se kreće od najmanje 150 MVA, pri minimalnim zahvatima na konstrukcijskim segmentima vodiča, sve zavisno o procijenjenom trenutnom stanju kao i predviđenog krajnjeg vijeka trajanja. Kod nekoliko većih presjeka povišenjem snage prijenosa vodiča Aluminijski/Čelik presjeka 240/40 mm² kao i presjeka veće kvadrature nužno će biti

odrađeno novim HTLS vodičima zbog kvalitetnijeg i sigurnijeg prijenosa na postojećim koridorima, ovisno o trenutnom stanju nosivih elemenata (stupova). Rekonstrukcija ili obnova planiranih vodiča prilikom povećanja snage prijenosa ili samo izmjene novim HTLS vodičima, u plan je da započnu radovi do 2025.godine. [13]

5.3. Plan razvoja komunikacijske infrastrukture (ICT) i vođenja EES-a

Jamstvo njegove pouzdanost, upotrebljivosti i održivosti je konstantni razvoj sustava vođenja i pratećih ICT sustava. To uključuje nadogradnju i modernizaciju dosadašnjih sustava, kao i upotrebu modernih tehnika kao i najnovijih informatičkih softvera. Upotrebom inovativne komunikacijske tehnologije (ICT) od ključne je važnosti za unapređenje i daljnji razvitak tržišta električnom energijom. Na osnovi dosadašnjih razvojnih planova i aktivnosti izrađen je koncept unapređenja i rekonstrukcije prijenosne elektroenergetske mreže koji se oslanja na dio ICT infrastrukture hrvatskog operatora prijenosnog sustava. Prilikom modernizacije mreže, komunikacijska infrastruktura (ICT) nužno treba pratiti modernizaciju isto kao i sama izgradnja mrežnih centara, te prijedloge ENTSO-E, osigurati priključenje novih pogona koji će biti daljinsko upravljani te stabilnost i sigurnost tržišta energijom kao i cjelokupnog EES-a.

Zbog veoma naglog napretka u smjeru tehnologije i komunikacije izrazito je teško planirati srednjoročni napredak što se odnosi na područje komunikacijske infrastrukture (ICT) te bitnih izmjena u vremenskom periodu korištenju infrastrukture. Sadašnji koncept HOPS-a je da što bolje prati razvoj tehnologije kao što je i do sad te da su uvijek u mogućnosti osigurati kompletnu potporu koja pridonosi boljem poslovanju taktički i strateški. Visoki imperativ stavljen je programu razvoja mrežnih centara te svi ostali prateće obnove na (EE) postrojenjima. Od strateškog značaja je modernizacija mrežnih centara koja se ne odnosi samo na hrvatskog operatora prijenosnog sustava (HOPS), nego na kompletno unaprjeđenje i osiguranje HEE-s. [13]

Predviđenim projektom unapređenja te gradnjom (ICT) infrastrukture Hrvatskog operatora prijenosnog sustava za naredno desetogodišnje vremenski ciklus planirano je: [13]

- Kontinuirana modernizacija i razvoj u svim Nacionalnim mrežnim centrima SCADA/EMS/AGC/OTS sustava te proširenje samog kapaciteta da bi se osigurala potpora nadolazećim planovima,
- Potreba za unapređenjem novim softverskim paketima s ciljem što bolje kontrole obnovljivih izvora električne energije koji će pratiti nove zahtjeve,
- Izmjena i nadopunjavanje sustava besprekidnog napajanja u Nacionalnom distribucijskom centru,
- Razvoj novih baza za istraživanje,
- Uspostavljanje zbirke podataka na tržištu energije koje dolaze iz više postojećih izvora te razmjena informacija (DATAHUB),
- Kod primarne regulacije realizacija sustava kontrole rada agregata,
- Razvoj i nadogradnja TSC-a u sklopu njegove pouzdanosti i međusobne integracije,
- Realizacija u Nacionalnom distribucijskom centru (NDC) jedinstvenog paketa, pod nazivom mehanizam čistog razvoja (CDM) i specifikacije zamjene zajedničkog modela mreže (CGMES),
- Implementacija i unaprjeđenje sustava za kontrolu elektroenergetskog sustava u stvarnom vremenu koji se naziva sustav mjerenja širokog područja (WAMS) te je dio pametnih mreža i tehnologije koja dolazi,
- Priključenje budućih elektrana te širenje sustava za sekundarnu regulaciju radne snage i frekvencije,
- Implementacija obavještajnih sustava Hrvatskog operatora prijenosnog sustava,
- Nabava opreme za dispečerski centar koji je u rezervi sa naprednim mogućnostima,
- Razvoj i izgradnja u elektroenergetskim postrojenjima komunikacijskog i procesnog sustava LAN.

Dosadašnjem postojećem sustavu SCADA/AGC/EMS/ DTS funkcije - Upravitelju mreže (NM) potrebna je nadogradnja zbog starosti opreme (HW i SW) kao i limitiranog kapaciteta dosadašnjeg upravitelja mreže (NM), zbog širenja elektroenergetskog sustava kao i novih postrojenja, te nove procese na temelju ENTSO-E koje dosadašnji upravitelj mreže ne može podržati. [13]

5.4. Provedba strategije u prijenosnoj mreži za energetska učinkovitost

U 3. Nacionalnom akcijskom programu energetske učinkovitosti Republike hrvatske za vremenski period (2014.-2016.), a napravljen je sukladno sadržaju koji je ustanovila Europska komisija, Hrvatski operator prijenosnog sustava je sugerirao i provodio mjere poboljšanja energetske učinkovitosti, a jedne od navedenih su izmjene kojim je cilj smanjenje gubitaka električne energije a to su izmjene podmorskih kabela kao i energetskih transformatora. Ostvarena energetska ušteda iznosila je oko 0,03 % prosječne ukupne dostavljene električne. energije u vremenskom periodu (2014. do 2016.), procijenjena godišnja energetska ušteda je bila oko 0,03 % prosječne ukupne isporučene el. energije. [13]

U 4. Nacionalnom akcijskom programu energetske efikasnosti u Republici hrvatskoj u vremenskom periodu (2017.-2019), Hrvatski operator prijenosnog sustava je sugerirao i planirao izvršiti navedene stavke za povećanje energetske efikasnosti: [13]

- izmjene dosadašnjih dotrajalih energetskih transformatora novima koji imaju puno manje gubitke u radu,
- rekonstrukcije dotrajalih dalekovoda s izmjenom vodova, uporabom visoko temperaturnih vodova koji su malih provjesa (HTLS) koji su većeg presjeka i manjih gubitaka u radu,
- optimiziranje planiranje pogona elektroenergetskog sustava kao i nekih segmenata u vremenskom periodu (2018.-2020.), u prethodnom programu unapređenja procjena Hrvatskog operatora prijenosnog sustava bila je da će se na godišnjem nivou energetska ušteda kretati otprilike oko 0,077 % ukupno prosječno dopremljene električne energije u prethodne 3. godine.

Prilikom prolaska struje kroz vodove (podzemne, nadzemne, podmorske) dolazi do gubitaka u prijenosu el. energije, isto tako i kod transformatora samo zbog magnetiziranja jezgre, te ostalih uređaja u ukupnom skupu prijenosne mreže (opreme za mjerenje, uređaji za kompenzaciju i sličnih). Prilikom prolaska struje kroz vodove javljaju se najveći gubici, kao i zbog velikih transformatorskih jezgri prilikom magnetiziranja. [13]

Dosadašnjim procjenama bilanci elektroenergetskog sustav u Hrvatskoj, te izrađenim izračunima, redovito realiziranim u hrvatskom operatoru prijenosnog sustava, a

posebno gledano u dosadašnji vremenski period, utvrđeno je pri tome da godišnji gubici kod prijenosne elektroenergetske mreže zavisi o cijelom mnoštvu parametara, a najznačajniji su: [13]

- zavisno o statistici sustava to jest ovisno o omjeru uvoza i izvoza el. energije na godišnjem nivou,
- sama potrošnja el. energije s obzirom na domaće kupace,
- doprinosu elektrana u hrvatskom elektroenergetskom sustavu, zavisnom od hidroloških značajka te situaciji na tržištu el. energije,
- te preostalim ostalim čimbenicima kao što su (uporabljivost mreže, upravljanje sustavom i dr.).

Premda Hrvatski operator prijenosnog sustava nema utjecaj na vozni red(elektrana, vjetroelektrana, OiE),te samim time ni na tržište el. energije prvenstveno uvoz el. energije, mogući izravni utjecaj Hrvatskog operatora prijenosnog sustava na trošak gubitaka u prijenosnoj mreži limitiran je narednim smjernicama to jest inicijativama: [13]

- Smjernice vezane uz funkcioniranje pogona elektroenergetskog sustav:
 - prostorne izmjene u samoj mreži što uvelike ovisi o sadašnjem stanju pogona,
 - izmjena u vlasništvu Hrvatskog operatora prijenosnog sustava kod samog uklopnog stanja transformatora 400/220 kV, 400/110 kV, 220/110 kV i 110/x kV kao i unaprjeđenje transformatorskog rada kod kose regulacije (transformatorska stanica Žerjavinec, transformatorska stanica hidroelektrane Senj),
 - u prijenosnoj mreži reguliranje naponima i optimiziranje tokova snaga,
 - unaprjeđenje generatorskog rada se odnosi na faktor snage, radne točke moraju biti u granici između (0,95-1).

- Smjernice koje se odnose na kratkoročni i dugoročni daljnji razvitak prijenosne elektroenergetske mreže:
 - izmjene dosadašnjih dotrajalih transformatora, novim energetskim transformatorima koji su povoljniji na gubitke,
 - revitalizacije starih dalekovoda s Izmjenom vodova te rekonstrukcijom dotrajalih dalekovoda, korištenjem visoko temperaturnim vodiča malih provjesa (HTLS) te većim poprečnim presjekom a ujedno i smanjenim gubicima,
 - izmjena kablova naponske razine 110 kV koji su pod morem,
 - predviđena izgradnja novih vodiča prijenosne energetske mreže,
 - predviđena izmjena starih nadzemnih vodova naponske razine 110 kV novim kablskim.

Budućim usavršavanjem tehnologija, u budućnosti može doći do još većeg smanjenja gubitaka na prijenosnoj elektroenergetskoj mreži. Intenzivnom izgradnjom i rekonstrukcijom mreže služeći se vodičima najnovije tehnologije malih otpora to jest manjih gubitaka. [13]

6. ZAKLJUČAK

Temeljna zadaća prijenosnog elektroenergetskog sektora je isporuka električne energije određene količine, kvalitete i sigurnosti te pri što boljim ekonomskim uvjetima. Sve veća složenost prijenosne elektroenergetske mreže dovodi do sve težeg vođenja i nadzora mreže. Sve teže postaje operaterima koji prate rad prijenosne mreže. Proizvodnja, prienos, kao i distribucija energije te transformiranje u slične izgled energije dešava se naprosto u identičnom trenu. Što znači da električnu energiju nije moguće akumulirati i skladištiti, zato se proizvodi samo kada zahtijevaju potrošači.

Hrvatski desetogodišnji plan razvitka prijenosne elektroenergetske mreže za vremenski period (2023.-2032). osmišljen je s temeljnom konstatacijom povećanja potrošnje el. energije kao i opterećenja elektroenergetskog sustava. Sukladno sa proteklim planovima, predstavlja sintezu dosadašnjih rezultata desetogodišnjih planova razvoja te svih prijašnjih pojedinačnih studijskih istraživanja.

Neophodno je konstantno unapređenje i usavršavanje sustava vođenja elektroenergetskog sustava, ponajviše investiranjem u komunikacijsku tehnologiju (ICT) jer usavršavanja u sustavu vođenja dovode do bitnih ušteda u prijenosu el. energije. Najveći problem javlja se prilikom revitalizacije stare i dotrajale opreme, vodova te objekata. Revitalizacija istih se određuje kriterijem utvrđenom na stvarnom stanju u EES. To i je dosta veliki problem u sustavu jer postoji mnogo opreme i ostalih elemenata koji su dotrajali ili im je životni vijek pri kraju. U planirani razvoj te izgradnju kao i revitalizaciju prijenosne mreže, potrebno je uložiti mnogo novaca što nije moguće te se stoga rješavaju neophodna ulaganja.

7. LITERATURA

- [1] Jakovac, P.: „Važnost električne energije i osvrt na reformu elektroenergetskog sektora u Europskoj uniji i Republici Hrvatskoj“, EKONOMSKA MISAO PRAKSA DBK. GOD XIX. (2010.) BR. 2. (251-276), 2010., str. 251.-252.
- [2] „Elektroenergetski sustav“, s Interneta, <https://element.hr/wp-content/uploads/2020/06/unutra-52133.pdf> (15.02.2021.)
- [3] Bajš, D.: „Ekonomsko-tehnički pristup planiranju razvoja prijenosne mreže“, Magistarski rad, Zagreb, 2000.
- [4] Bajš, D., Majstrović, M.: „Kriteriji i metoda određivanja prioriteta za revitalizaciju prijenosne mreže“, Energija, god. 57(2008), br. 5., str. 522.-559., Zagreb, 2008.
- [5] HOPS, „Hrvatski prijenosni sustav“, s Interneta, <https://www.hops.hr/hrvatski-prijenosni-sustav>, (20.02.2021.)
- [6] HOPS, „Usluge prijenosa“, s Interneta, <https://www.hops.hr/hrvatski-prijenosni-sustav>, (20.02.2021.)
- [7] CIGRE 2004- kriteriji i metodologija.doc 2004.
- [8] CIGRE 2003-Metodologija i kriteriji 2003
- [9] Prijedlog_2019-10-03_01.pdf 2019
- [10] dbajs/Magistarski_rad.pdf
- [11] Odluka_Uprave_HOPS_d.o.o_br_145.5.16 s privitkom.pdf
- [12] / dbajs/energija-planiranje.pdf
- [13] HOPS, „Desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže 2021.-2030., s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje“, Zagreb, 2021.
- [14] Toljan, I., i dr.: „Mrežna pravila hrvatskog elektroenergetskoga sustava“, s Interneta, <https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/20439011>, (16.02.2021.)
- [15] Strategija energetskega razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu, NN 25/2020

8. SAŽETAK I KLJUČNE RIJEČI

U ovom je radu obrađen plan razvoja prijenosnog elektroenergetskog sustava u Hrvatskoj. Ukratko je objašnjena metodologija planiranja prijenosne mreže koju koristi HOPS. Također je opisan aktualni, trenutno važeći 10 godišnji plan razvoja hrvatske prijenosne elektroenergetske mreže i prijedloge nužne za stabilnost sustav te što bolju efikasnost sustava.

Ključne riječi: razvoj, energetska sustava, metodologija, 10 godišnji plan razvoja, prijenosna mreža, stabilnost sustava, efikasnost sustava

SUMMARY

This thesis deals with the development plan of the transmission power system in Croatia. The transmission network planning methodology used by HOPS is briefly explained. It also describes the currently valid 10-year development plan of the Croatian electricity transmission network and proposals necessary for the stability of the system, and the best possible efficiency of the system.

Key words: development, power system, methodology, 10-year development plan, transmission network, system stability, system efficiency

9. PRILOZI

Slika 2.1. Dijelovi elektroenergetskog sustava.....	5
Slika 2.2. Razvoj napona za prijenos električne energije.....	9
Slika 4.1. Elektroenergetski sustav prikazan po razinama napona - stanje krajem 2021. godine.....	13
Slika 4.2. Udjeli prijenosnih dalekovoda u pogonu u vlasništvu HOPS-a, po naponskim razinama u hrvatskom EES-u – stanje kraj 2021.....	15
Slika 4.3. Grafikon Udio proizvodnje (% od ukupne domaće proizvodnje) pojedinih tipova elektrana priključenih na prijenosnu mrežu RH u razdoblju 2012. – 2021.....	17
Slika 4.4. - Priključak elektrana u hrvatskom EES-u po naponskim razinama (udjeli s obzirom na ukupnu instaliranu snagu elektrana).....	18
Slika 4.5. Grafikon godišnji konzum i maksimalno opterećenje hrvatskog EES.....	18
Slika 4.6. Grafikon krivulja satnih opterećenja hrvatskog EES-a za 2021.....	19
Slika 4.7. Model vođenja elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske.....	20
Tablica 4.1. Životni vijek VN opreme i građevina u prijenosnoj mreži.....	23