

ELEKTRO-SLOVENIJA, d.o.o.

**NAČRT RAZVOJA PRENOSNEGA OMREŽJA V
REPUBLIKI SLOVENIJI OD LETA
2005 DO 2014**

LJUBLJANA, JANUAR 2005

ELEKTRO-SLOVENIJA, d.o.o.

**NAČRT RAZVOJA PRENOSNEGA OMREŽJA V
REPUBLIKI SLOVENIJI OD LETA
2005 DO 2014**

PRENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE

Direktor

Saša Jamšek

ELEKTRO-SLOVENIJA, d.o.o.

Direktor

mag. Vekoslav Korošec

Naslov: **NAČRT RAZVOJA PRENOSNEGA OMREŽJA V
REPUBLIKI SLOVENIJI OD LETA 2005 DO 2014**

Naslov izvajalca: **ELEKTRO-SLOVENIJA, d.o.o.,
GJS Prenos električne energije
Hajdrihova 2, 1000 Ljubljana**

Odgovorni: **Slavko Grajfoner, univ.dipl. inž.**

Svetoval: **mag. Krešimir Bakič**

Izdelovalci: **PEE**

Saša Jamšek, univ. dipl. inž. el.

PEE Služba za razvoj prenosnega omrežja

Boštjan Barl, univ. dipl. inž. el.,

Dejan Gjura, univ. dipl. inž. el. in str.

Slavko Grajfoner, univ.dipl. inž. el.

Dušan Kozjek

Jakob Mravljak, univ. dipl. inž. el.

mag. Andrej Tiršek

dr. Miro Žunec

PEE Služba za investicijske projekte

mag. Marko Hrast

PEE Služba za pripravo gradenj

Aleš Kregar, univ. dipl. inž. el.

UPO

Neda Bogdanović Golić, univ. dipl. inž. el.

Blaž Bratič, dipl. inž. el.

mag. Barbara Dekleva Jenčič, univ. dipl. mat.

dr. Uroš Gabrijel

Franko Hočevar, univ.dipl. inž. el.

Jurij Klančnik, univ.dipl. inž. el.

Darko Kramar, univ.dipl. inž. el.

mag. Emil Mandeljč

Dragan Novakovič, univ. dipl. inž. el.

Kostja Skok, univ. dipl. inž. el.

Jaka Tome, dipl. inž. el.

TELEKOMUNIKACIJE

Simona Sila, univ. dipl. inž. el.

FINANČNO RAČUNOVODSKI SEKTOR

Olivera Mužič, univ. dipl. oec.

Oblikoval in uredil: dr. Miro Žunec

Datum izdelave: 31. 1. 2005

KAZALO

OZADJE	7
1 UVOD	8
1.1 IZHODIŠČA RAZVOJNEGA NAČRTA	8
1.2 PROSTORSKI RAZVOJ PRENOSNEGA OMREŽJA.....	9
1.3 UPORABLJEN SKLAD PODATKOV	9
1.4 UPORABLJEN SKLAD PODATKOV	10
1.5 CILJI NAČRTA	11
2 ENERGETSKE OSNOVE	12
2.1 ANALIZA PORABE ELEKTRIČNE ENERGIJE V PRETEKLEM OBDOBJU	12
2.1.1 Analiza poraba električne energije na nivoju prenosa v Sloveniji v preteklem obdobju	12
2.1.2 Poraba električne energije v distribucijskem sistemu (110 kV nivo).....	15
2.1.3 Analiza porabe električne energije velikih odjemalcev priključenih na 110 kV omrežje	17
2.2 ENERGETSKE OSNOVE ZA NAČRTOVANJE PRENOSNEGA OMREŽJA ZA OBDOBJE 2005 DO 2014.....	19
2.2.1 Napoved obremenitve na prenosno-predajnih 110 kV vozliščih	19
2.2.2 Napoved obremenitve distribucije.....	21
2.2.3 Napoved obremenitve neposrednih odjemalcev.....	22
2.2.4 Napoved obremenitve na nivoju prenosa	23
2.3 STRATEGIJA ZAGOTAVLJANJA MOČI ZA RAZLIČNA OBRATOVALNA STANJA	24
3 PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE	27
3.1 HIDROELEKTRARNE	27
3.2 TERMOELEKTRARNE	28
3.3 VETRNE ELEKTRARNE	28
4 PRENOSNO OMREŽJE	29
4.1 OBRATOVALNE TER PRENOSNE ZNAČILNOSTI PRENOSNEGA OMREŽJA.....	29

4.2	OPIS ELEMENTOV PRENOSNEGA OMREŽJA	31
4.3	STANJE TER STAROST PRENOSNEGA OMREŽJA.....	32
4.4	PROSTORSKI RAZVOJ SLOVENSKEGA PRENOSNEGA OMREŽJA	36
4.5	VPLIV NA OKOLJE.....	37
4.5.1	Naravno okolje	37
4.5.2	Družbeno pogojeno okolje	38
4.5.3	Naloge ELES-a na področju varovanja okolja.....	38
5	KRITERIJI ZA NAČRTOVANJE PRENOSNEGA OMREŽJA	39
6	ANALIZE EES	41
6.1	ANALIZE PRETOKOV MOČI IN NAPETOSTNIH RAZMER EES.....	42
6.2	STANJE V OMREŽJU OB MAKSIMALNIH IN MINIMALNIH OBREMENITVAH OD 2005 DO 2014.....	45
6.3	RAZMERE V OMREŽJU OB OBSTOJEČIH IN NAČRTOVANIH TRANZITIH.....	45
6.4	RAZMERE V OMREŽJU OB OBSTOJEČIH IN NAČRTOVANIH TRANZITIH OD 2005 DO 2014	46
6.5	ANALIZA OMREŽJA GLEDE JALOVE MOČI	46
6.6	ANALIZA OMREŽJA GLEDE JALOVE MOČI ZA LETA 2005 DO 2014	47
6.7	PRIČAKOVANI IZPADI PRENOSNIH OBJEKTOV IN ELEMENTOV, KRITERIJ (n-1) ZA OBDOBJE 2005 DO 2014.....	48
6.8	STANJE KAKOVOSTI NAPETOSTI V PRENOSNEM OMREŽJU V LETU 2003 IN 2004.....	48
6.8.1	Analiza razmer v prenosnem omrežju zaradi nelinearnih bremen	48
6.8.2	Neprekinjenost napajanja	50
6.8.3	Monitoring.....	53
6.9	ANALIZA POTREBNIH INTERVENCIJ SISTEMSKEGA OPERATERJA ZA ZAGOTAVLJANJE STABILNEGA OBRATOVANJA V LETU 2003 IN LETU 2004	53
6.10	ZASEDENOST PRENOSNEGA OMREŽJA SLOVENIJE	55
6.11	ANALIZA KRATKOSTIČNIH MOČI V PRENOSNEM OMREŽJU EES	58
6.12	PROBLEMATIKA OZEMLJEVANJA NEVTRALNIH TOČK V PRENOSNEM OMREŽJU.....	59

7 RAZVOJNI NAČRT	61
7.1 ANALIZA REALIZACIJE RAZVOJNIH NAČRTOV IN OCENA TVEGANJ, KI LAHKO OGROZIJO URESNIČITEV TEGA NAČRTA	62
7.2 FINANCIRANJE TER PROJEKCIJA POTREBNEGA PRIHODKA (OMREŽNINE) V OBDOBJU 2005-2014	63
7.3 NABOR VLAGANJ PO POSAMEZNIH TEHNOLOŠKIH PODROČJIH.....	64
8 SKLEP	87
8.1 SPLOŠNO	87
8.2 SKLEPNA OCENA PRETEKLIH VLAGANJ IN NJIHOVA UČINKOVITOST	88
8.3 SKLEPNA OCENA NAČRTOVANIH VLAGANJ.....	91
8.4 SKLEPNA OCENA UMEŠČANJA OBJEKTOV V PROSTOR.....	91
8.5 SKLEPNA OCENA DOLGOROČNEGA RAZVOJNEGA NAČRTA ZA NASLEDNJE DVOLETNO OBDOBJE.....	92
9 LITERATURA IN VIRI	94

POMEN UPORABLJENIH KRATIC:

ČHE-ČRPALNA HIDROELEKTRARNA

EE-ELEKTROENERGETIKA

EES-ELEKTROENERGETSKI SISTEM SLOVENIJE

EIA-OCENJEVANJE VPLIVOV NA OKOLJE

EMP-OKOLJEVARSTVENI NAČRT

EMS-ELEKTROMAGNETNO SEVANJE

EN TR-ENERGETSKI TRANSFORMATOR

ETSO-EUROPEAN TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS

EU-EVROPSKA UNIJA

EZ-ENERGETSKI ZAKON

GJS-GOSPODARSKA JAVNA SLUŽBA

HE-HIDROELEKTRARNA

LOČ-LOČILNIK

MOP-MINISTRSTVO ZA OKOLJE IN PROSTOR

NE-NUKLEARNA ELEKTRARNA

NEP-NACIONALNI ENERGETSKI PLAN

NIT-NAPETOSTNI INSTRUMENTNI TRANSFORMATOR

ODK-ODKLOPNIK

ODV-ODVODNIK PRENAPETOSTI

PEE-PRENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE

PE-PLINSKA ELEKTRARNA

RP-RAZDELILNA POSTAJA

RS-REPUBLIKA SLOVENIJA

RTP-RAZDELILNA TRANSFORMATORKA POSTAJA

TEN-E – TRANS-EUROPEAN ENERGY NETWORKS

TE-TERMOELEKTRARNA

TE-TO-TERMOELEKTRARNA TOPLARNA

TIT-TOKOVNI INSTRUMENTNI TRANSFORMATOR

UCTE-UNION FOR THE COORDINATION OF TRANSMISSION OF ELECTRICITY

UPO-UPRAVLJANJE PRENOSNEGA OMREŽJA

VE-VETRNA ELEKTRARNA

OZADJE

Pričujoči dokument je prenovljena verzija Načrta razvoja prenosnega omrežja v Republiki Sloveniji od leta 2003 do 2012 (izdelanega v oktobru 2003) in se imenuje **Načrt razvoja prenosnega omrežja v Republiki Sloveniji od leta 2005 do 2014**.

V skladu z Energetskim Zakonom (EZ, Ur.list. št. 79/99, št. 8/00 in št. 51/04) je ELES kot sistemski operater slovenskega prenosnega omrežja zadolžen, da vsaki dve leti obnovi Načrt razvoja prenosnega omrežja za desetletno obdobje in ga predloži resornem Ministrstvu, ki je pristojno za energetiko. Po uskladitvi razvojnih načrtov z ostalimi udeleženci slovenskega trga z električno energijo in uskladitvijo z EU in regionalnimi načrti se usklajen dokument sprejme na Vladi RS.

Sprejet **Načrt razvoja prenosnega omrežja v Republiki Sloveniji od leta 2005 do 2014** predstavlja osnovni usmerjevalni dokument poslovanja javnega podjetja ELES.

Metodologija izdelave dokumenta predvideva, da se v novi verziji razvojnega načrta prikažejo le dodatki med prvotnim načrtom (»Načrt razvoja prenosnega omrežja v Republiki Sloveniji od leta 2003 do 2012«) in noveliranim načrtom (Načrt za obdobje 2005-2014). Tako obnovljen in dopolnjen dokument ne prikazuje vseh osnovnih podatkov prenosnega omrežja, proizvodnih enot in distribucijskega omrežja, kot je v izhodiščnem dokumentu, ampak le opis sprememb v posameznih poglavjih s spremenjenimi podatki elementov, ki jih je potrebno uvrstiti v načrt, zaradi novih okoliščin v EES in so potrebni za izdelavo analize prenosnega omrežja. Obnovljen in dopolnjen Načrt razvoja prenosnega omrežja 2005-2014 vsebuje informacije in podatke, ki so za predstavitev širši strokovni javnosti in udeležencem na trgu z električno energijo potrebni.

Namen dokumenta je seznanitev vseh odjemalcev prenosnega omrežja s trenutnim stanjem ter predvidenim razvojem v naslednjem desetletnem obdobju in jim tako omogočiti enake možnosti na trgu z električno energijo.

1 UVOD

Prenosno omrežje predstavlja hrbtenico slovenskega elektroenergetskega sistema. Povezuje na eni strani proizvajalce električne energije in na drugi strani distribucijska omrežja in končne odjemalce ter omogoča uvoz in izvoz ter tranzit električne energije. Tako igra prenosno omrežje zelo pomembno vlogo pri zagotavljanju nemotenega delovanja elektroenergetskega sistema in normalne oskrbe odjemalcev električne energije.

Poleg prenosa električne energije, kot osnovne dejavnosti se po napravah prenosnega omrežja izvajajo informacijsko-komunikacijske dejavnosti, ki igrajo pomembno vlogo pri učinkovitem delovanju elektroenergetskega sistema.

1.1 IZHODIŠČA RAZVOJNEGA NAČRTA

Izhodišča postavljata 14. in 18. člen Energetskega zakona (EZ):

- Izvajalci dejavnosti prenosa in distribucije električne energije izdelajo vsaki dve leti Načrte razvoja omrežij.
- Ti so sestavljeni za desetletno obdobje.
- Usklajeni so z nacionalnim energetskega programom (NEP).
- Ministrstvo, pristojno za energetiko, vrednoti in da soglasje k razvojnim načrtom. (Gre za soglasje k ciljem, ki jih opredeljujejo dokumenti).

Pri obnovitvi razvojnega načrta (vsaki dve leti) so upoštevani različni dokumenti: od zakonskih, podzakonskih aktov, študij, raziskav in analiz, ki so povezani z razvojno problematiko. Dokumentacijo, ki je služila kot izhodišče pri pripravi razvojnega načrta lahko razdelimo v tri osnovne skupine: obvezujoča, priporočljiva in neobvezujoča izhodišča.

Vpetost slovenskega prenosnega omrežja v skupno evropsko interkonekcijo UCTE ima močan vpliv na razvojne odločitve. Vse obveznosti, ki so predpisane v skupni interkonekciji UCTE in obveznosti ter priporočila združenja evropskih operaterjev prenosnih omrežij (ETSO) je potrebno vključiti v razvojni načrt. Ena od teh pomembnih obveznosti so napovedi prenosnih zmogljivosti interkonekcijskih vodov, ki jih predlaga slovenski operater za naslednjih pet let.

Obvezujoče izhodišče je tudi napoved porabe električne energije (53. člen EZ), ki mora biti upoštevana pri pripravi razvojnega načrta.

Med priporočljiva izhodišča štejemo tudi parcialne študije in raziskave v obdobju od zadnje verzije Načrta razvoja (2003-2013), ki vsebujejo pomembne zaključke in izhodišča za obnovljen celosten načrt razvoja prenosnega omrežja.

Z odpiranjem internega evropskega elektroenergetskega trga skladno z EU Direktivo 92/96 in s sprejetjem novega energetskega zakona (Ur list št. 79/99, št. 8/00 in spremembami Ur. list št. 51/04) so pri nas nastala nova razmerja v elektroenergetskem sektorju. Organizacijske strukture in modeli novonastalih trgov se razlikujejo v detajlih v temeljih pa so enaki. Slovenija kot članica EU sledi vsem spremembam in poskuša organizirati učinkovit trg z električno energijo.

Vsekakor je potrebno poudariti, da prenosno omrežje igra ključno vlogo pri stabilnem trgu z električno energijo in s tem postaja ELES (Sistemiški operater prenosnega omrežja) skupaj z organizatorjem elektroenergetskega trga (Borzen), dejavnik, ki zagotavlja razvoj trga z električno energijo. Zato je pri snovanju razvojnega načrta potrebno gledati razvoj prenosnega omrežja z drugačno perspektivo kot v preteklosti. Ker je lahko energetski trg nepredvidljiv in dinamičen, mora biti prenosno omrežje sposobno odzivati se z nezmanjšano zanesljivostjo delovanja na mogoče nagle spremembe na strani proizvodnje ali na strani porabe ter tranzitov po zahtevah interkonekcije UCTE.

1.2 PROSTORSKI RAZVOJ PRENOSNEGA OMREŽJA

Izhodišča za prostorski razvoj prenosnega omrežja se upoštevajo skladno z veljavno slovensko zakonodajo. Sektorska izhodišča za prostorski razvoj energetskega sistema so temeljna izhodišča za načrtovanje prostorskega razvoja prenosnega sistema in vsebujejo zahteve po zadovoljevanju kriterijev po kvalitetni oskrbi odjemalcev in gospodarski učinkovitosti sistema, racionalni rabi prostora in zmanjšanju negativnih vplivov na okolje.

Že od vključitve v evropsko interkonekcijo UCPT (leta 1981) se uveljavljajo tudi mednarodni kriteriji za prostorski razvoj elektroenergetskega sistema Slovenije.

Temeljne smernice prostorskega razvoja, kot jih določajo evropski razvojni dokumenti, veljajo v vseh svojih elementih tudi za slovenski prostor.

1.3 UPORABLJEN SKLAD PODATKOV

Pri izdelavi Načrta razvoja prenosnega omrežja so uporabljena najsodobnejša orodja za analize energetskega in elektroenergetskega sistema.

Analize elektroenergetskega omrežja so bile narejene s programskim paketom NEPLAN 5, ki je mednarodno uveljavljen še posebej v evropskih elektrogospodarskih podjetjih. S tem sodobnim računalniškim orodjem je mogoče izvajati v okviru posameznih modulov večino analiz, ki se danes izvajajo v razvojnih službah elektroenergetskih omrežij v mnogih državah.

1.4 UPORABLJEN SKLAD PODATKOV

Pri oblikovanju podatkovne baze, ki se uporablja za pripravo razvojnega načrta je bilo potrebno pridobiti energetske podatke od vseh udeležencev priključenih na elektroenergetsko prenosno omrežje v Sloveniji. To so podatki distribucijskih podjetij, velikih odjemalcev (neposrednih odjemalcev), ki so direktno priključeni na 110 kV omrežje, podjetij za proizvodnjo električne energije in seveda podatke prenosnega podjetja-sistemskega operaterja.

Podatkovno bazo tvorijo:

- parametri elementov prenosnega elektroenergetskega omrežja,
- energetske podatke pri proizvodnji in porabi električne energije,
- razvojni programi proizvodnih objektov in
- razvojni načrti distribucijskega omrežja.

Po dogovoru z resornim ministrstvom morajo distribucijska podjetja predložiti podatke o povprečnih maksimalnih in minimalnih urnih obremenitvah v vseh prevzemnih vozliščih 110/x kV za raziskovano obdobje 2005-2014 in orientacijsko do leta 2019, ter napoved delovne moči po predvidenih novih razdelilnih transformatorskih postajah oz. prevzemnih točkah 110/x kV, zaradi njihove vključitve v prenosno omrežje in prerazporeditve bremen.

Problematika jalove moči se v elaboratu obravnava z upoštevanjem povprečnega faktorja moči $\cos \varphi = 0,95$. V prihodnje bo potrebno več pozornosti posvetiti optimizaciji jalovih moči v omrežju s ciljem zniževanja izgub v prenosnem omrežju.

Od direktnih odjemalcev električne energije na 110 kV so pridobljeni podatki o povprečnih urnih delovnih in jalovih obremenitvah, maksimalnih in minimalnih urnih delovnih obremenitvah, letni porabi in letnih obratovalnih urah po letih za obravnavano obdobje.

Model elektroenergetskega sistema je potrebno izpopolniti s proizvodnimi viri, ki zagotavljajo pokrivanje porabe, zato smo od proizvodnih podjetij pridobili podatke o:

- parametrih posameznih agregatov v hidroelektrarnah, termoelektrarnah in NEK,

- energetske podatke o močeh agregatov in proizvodnji električne energije in
- podatke o razvoju proizvodnih zmogljivosti za obdobje 2005 do 2014 in orientacijsko do leta 2019.

Podatki o prenosnem omrežju so oblikovani na novo v skladu s potrebami programskih orodij, ki se uporabljajo pri tehničnih in ekonomskih analizah prenosnega omrežja.

O stanju omrežja v interkonekciji so bili pridobljeni podatki od UCTE: ustrezni energetski in omrežni podatki za leto 2005, ki so potrebni za računalniške analize prenosnega omrežja.

1.5 CILJI NAČRTA

- Seznanitev potencialnih odjemalcev prenosnega omrežja z obstoječim stanjem in razvojem v naslednjem desetletnem obdobju.
- Zagotoviti takšno prenosno omrežje, ki se bo zanesljivo odzivalo na hitre spremembe zaradi negotovosti trgov električne energije.
- S predvidenimi vlaganji v prenosno omrežje obdržati vsaj takšno zanesljivost in kvaliteto ter robustnost omrežja kot je danes.
- Udejanjanje usmeritev energetske politike države (zanesljivost oskrbe, konkurenčnost in okoljsko sprejemljivost).
- Omogočanje konkurenčnosti energetskih storitev in tehnološkega razvoja.
- Učinkovito sodelovanje z drugimi podjetji na področju energetike.
- Odgovoren odnos do okolja.

Tem zahtevam so bila prilagojena izhodišča na podlagi katerih je pripravljen načrt prenosnega omrežja za obdobje 2005-2014.

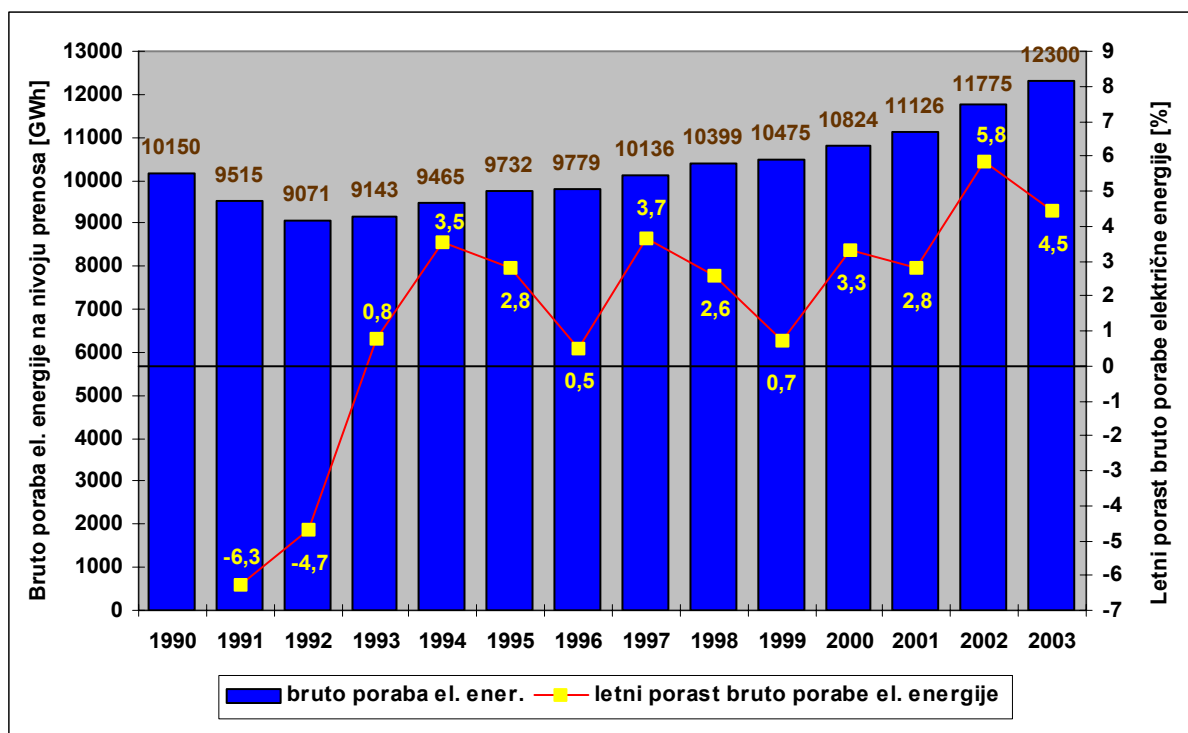
2 ENERGETSKE OSNOVE

2.1 ANALIZA PORABE ELEKTRIČNE ENERGIJE V PRETEKLEM OBDOBJU

2.1.1 Analiza poraba električne energije na nivoju prenosa v Sloveniji v preteklem obdobju

Ne glede na spremenjene gospodarske razmere in različne zunanje vplive je poraba električne energije v Sloveniji v preteklem desetletju stalno naraščala. Vzroki za stalni porast porabe električne energije ležijo v razvoju gospodarstva, spremembi načina življenjskega stila prebivalstva, uvajanju novih tehnologij (računalništvo, informacijsko-komunikacijske tehnologije, klimatizacija, robotizacija industrije, itn.) in racionalizaciji rabe energije.

S slike 2.1 je razvidno, da se bruto poraba električne energije na nivoju prenosa v zadnjih desetih letih, od leta 1993 do 2003, povečala za 34,5 % ali povprečno 3,0 % / leto. Trend porasta je nadpovprečen zlasti v obdobju po letu 2000. Tukaj je najbolj izrazit skok porabe velikega odjemalca podjetja Talum, ki je v letu 2002 povečalo svojo porabo za kar 38 %.

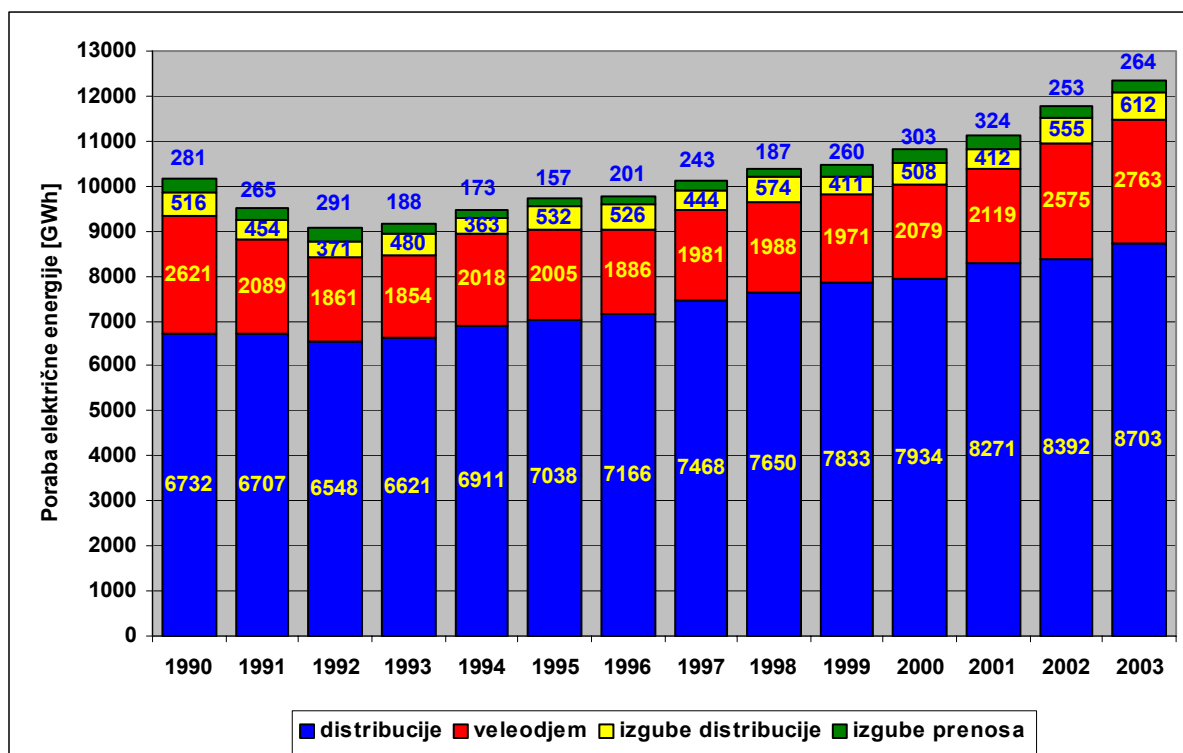


Slika 2.1 Bruto poraba električne energije v Sloveniji od leta 1990 do leta 2003)

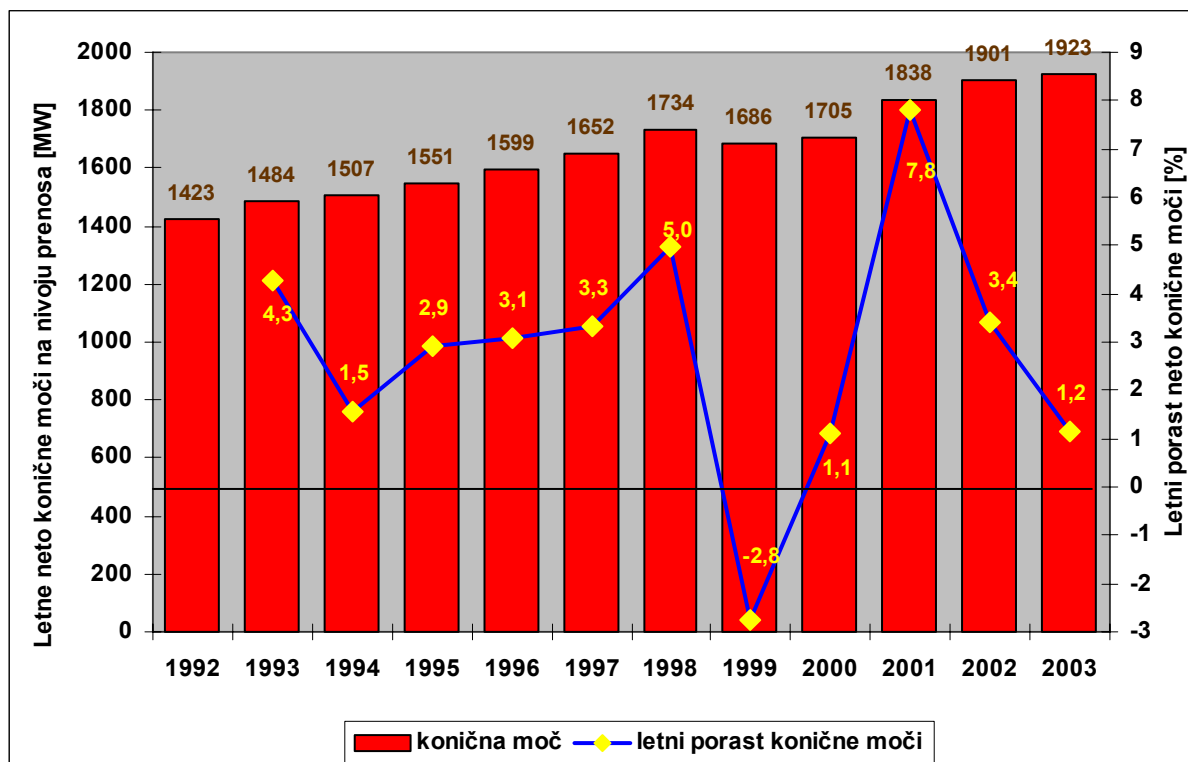
Bruto poraba električne energije v kateremkoli letu je enaka vsoti porabe na strani distribucije in neposrednih odjemalcev, z upoštevanjem izgub v distribuciji in izgub na nivoju

prenosa. Na sliki 2.2 je prikazana celotna bruto poraba električne energije (z izgubami v distribuciji in na prenosu) po posameznih letih za obdobje od leta 1990 do leta 2003.

Konica moči na nivoju prenosa je enaka povprečni maksimalni enourni moči na nivoju prenosa v nekem letu. Enaka je vsoti moči odjemalcev v distribucijskem odjemu, moči neposrednih odjemalcev, izgub v distribuciji in izgub prenosa v tisti uri v letu, v kateri nastopi maksimum porabe moči.



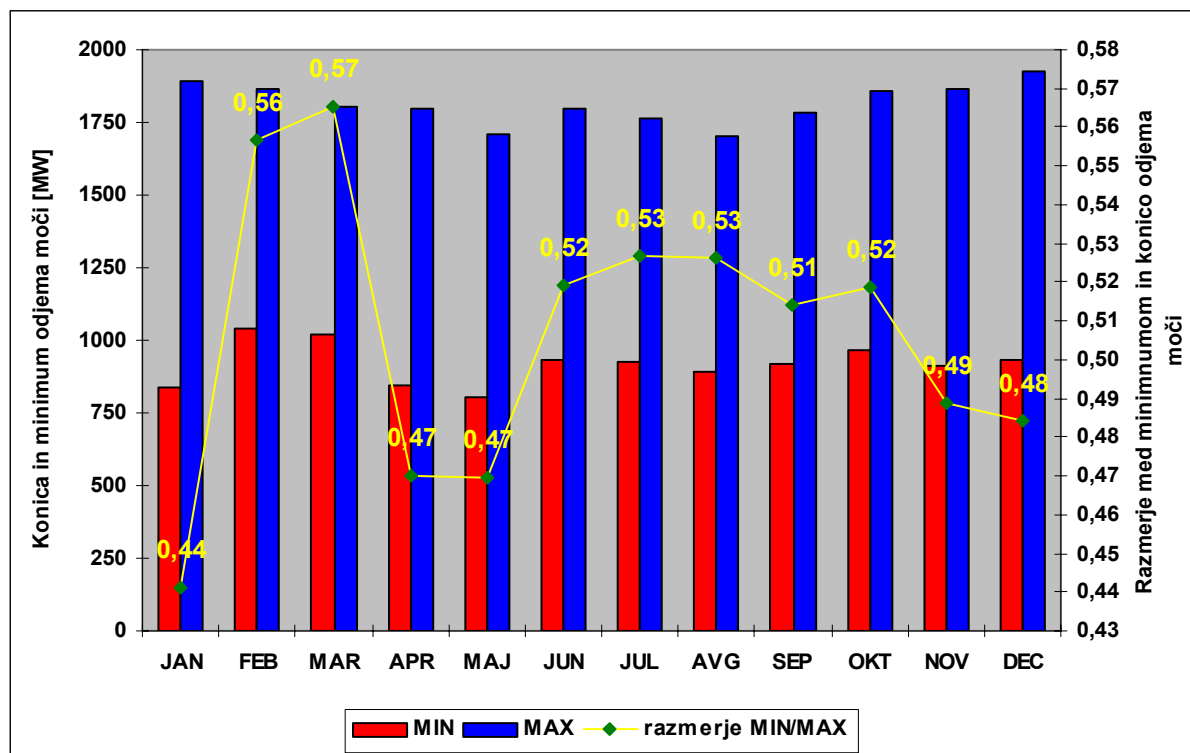
Slika 2.2: Poraba električne energije distribucij in veleodjema ter izgube distribucije in prenosa



Slika 2.3: Razvoj koničnih obremenitev Slovenije na nivoju prenosa (brez izgub prenosa) v obdobju 1992 do 2003

Slika 2.3 kaže na stalni porast konične obremenitve slovenskega sistema v preteklem desetletju, kar pomeni stalno povečanje obremenilnosti slovenskega prenosnega omrežja, ob enakem obsegu in zmogljivostih obstoječega omrežja.

Slika 2.4 prikazuje minimalne mesečne povprečne enourne moči odjema (mesečni minimumi) in maksimalne mesečne povprečne enourne moči odjema (mesečne konice) na nivoju prenosa brez izgub prenosa ter razmerja med njimi po posameznih mesecih za leto 2003.



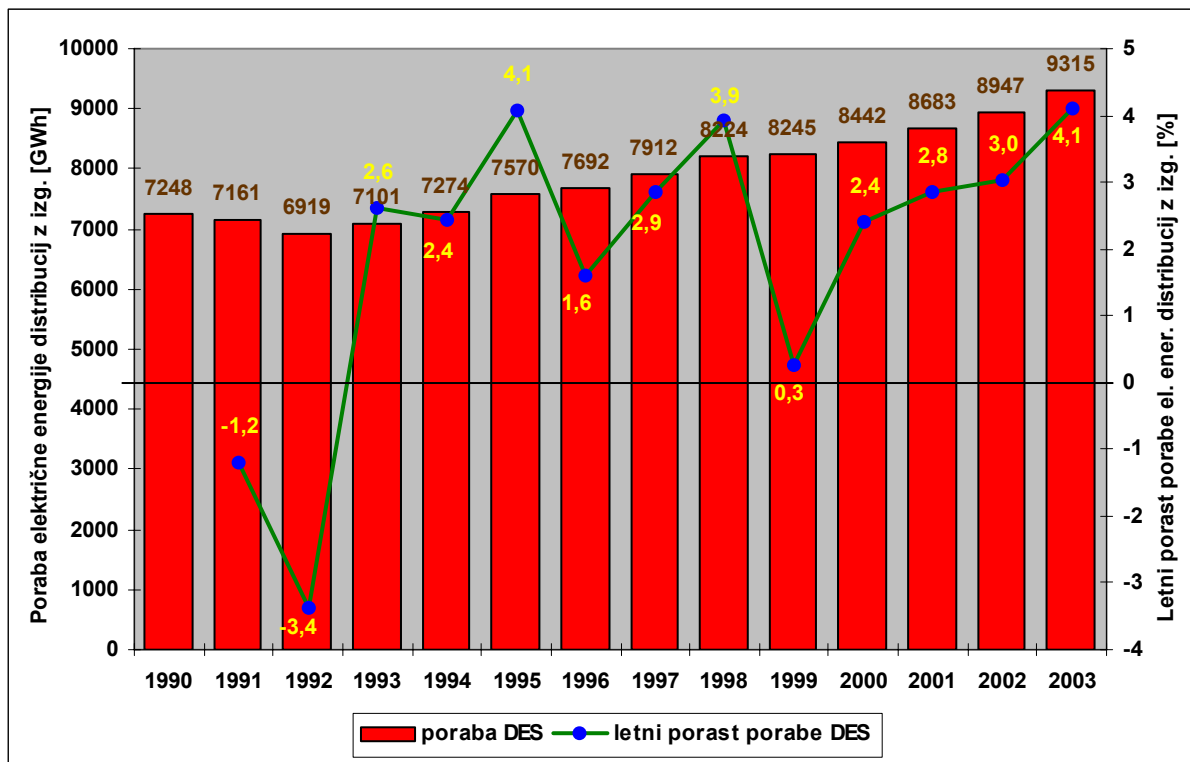
Slika 2.4: Minimalna in maksimalna obremenitev sistema ter njuno razmerje v letu 2003

2.1.2 Poraba električne energije v distribucijskem sistemu (110 kV nivo)

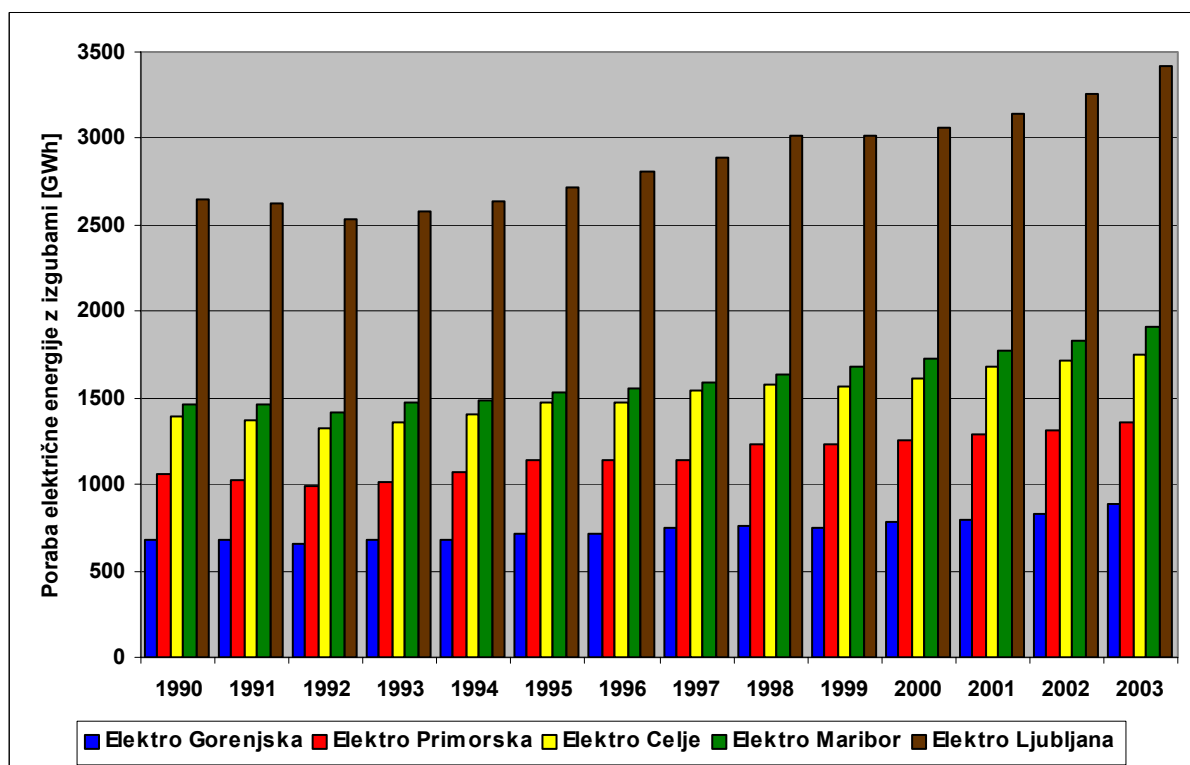
Konzum električne energije v slovenskem distribucijskem sistemu pokriva pet distribucijskih podjetij: Elektro Maribor, Elektro Celje, Elektro Ljubljana, Elektro Gorenjska in Elektro Primorska.

Poraba električne energije v distribuciji skupaj z izgubami v distribuciji je od leta 1993 do leta 2003, ko je znašala 9315 GWh, narasla za 31,2 % oz. v povprečju letno za okoli 2,8 %.

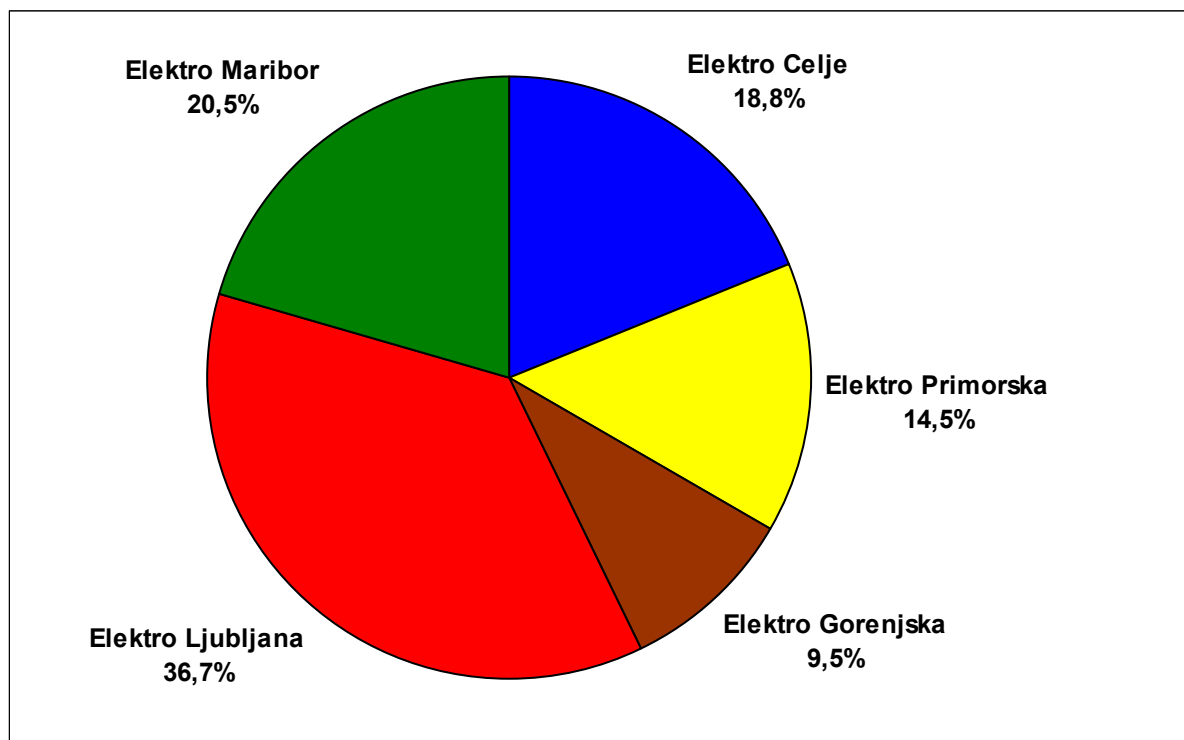
Deleži porabe električne energije po posameznih distribucijah so za leto 2003 prikazani na sliki 2.7.



Slika 2.5: Skupna poraba električne energije z izgubami vred za vsa distribucijska podjetja



Slika 2.6: Poraba električne energije po distribucijskih podjetjih od leta 1990 do leta 2003



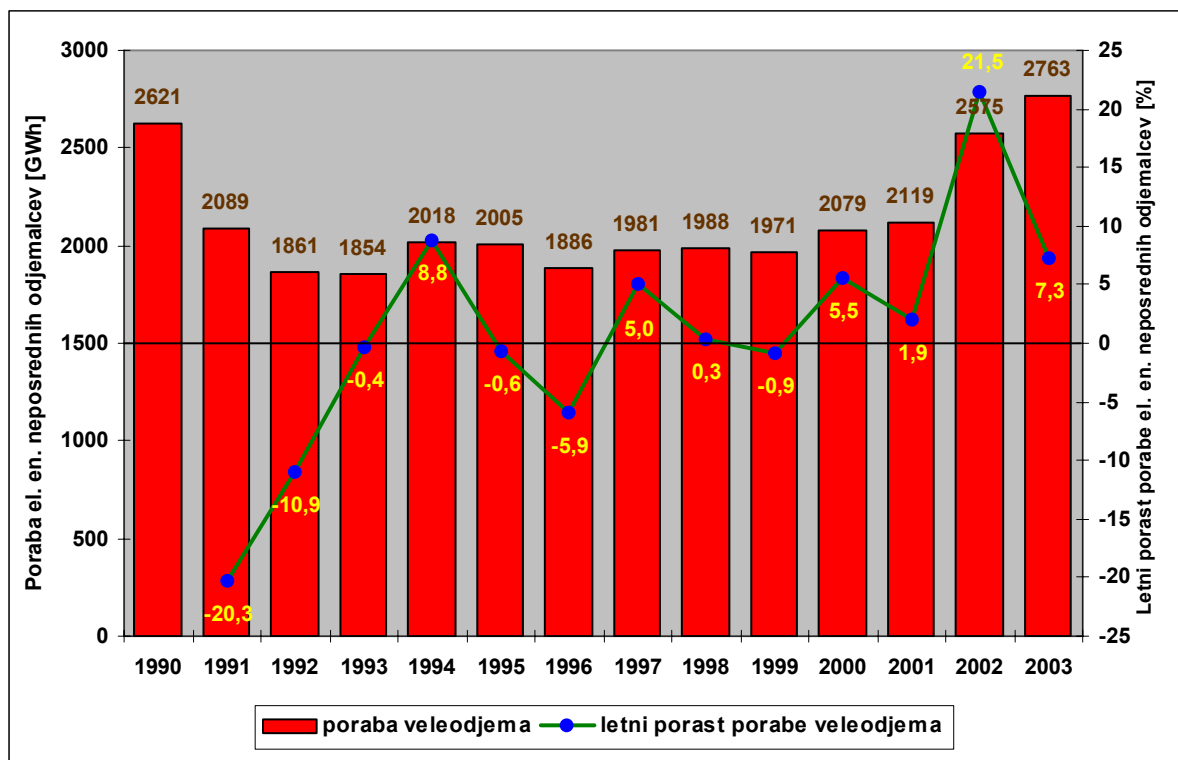
Slika 2.7: Deleži porabe električne energije po posameznih distribucijah leta 2003

2.1.3 Analiza porabe električne energije velikih odjemalcev priključenih na 110 kV omrežje

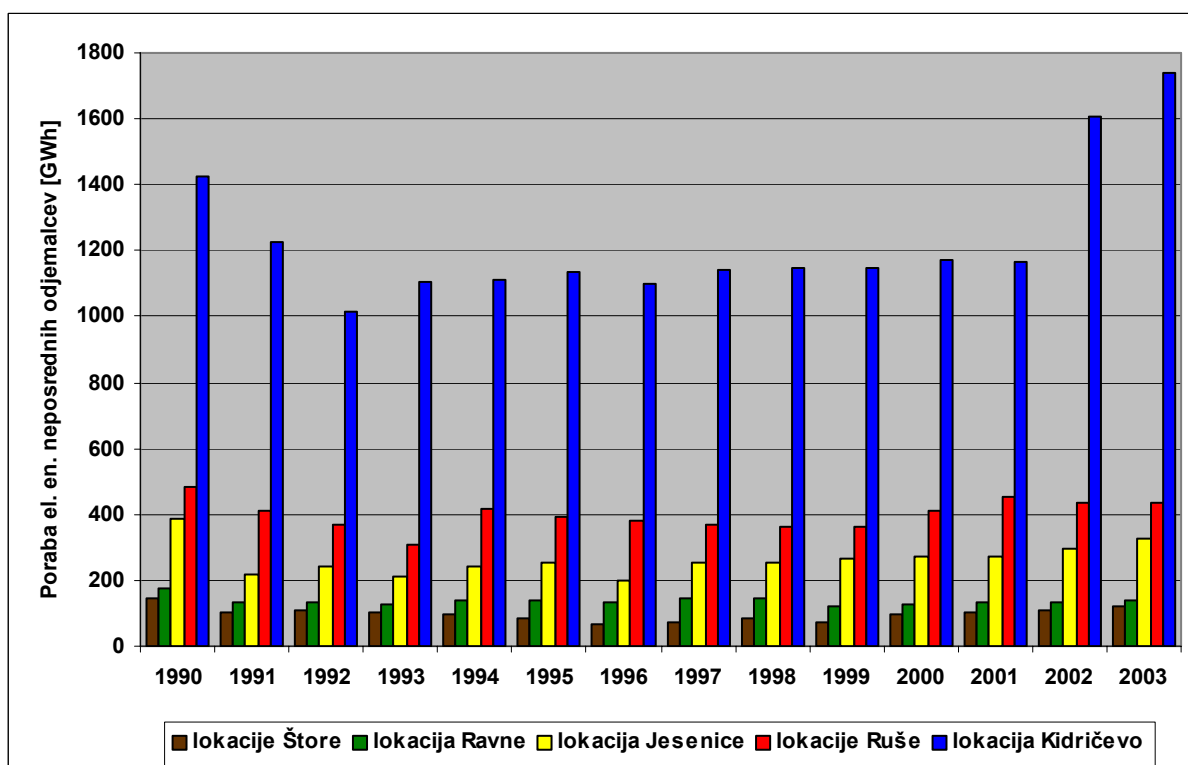
V slovenskem elektroenergetskem sistemu imamo pet velikih neposrednih odjemalcev oz. porabnikov električne energije, ki so priključeni direktno na 110 kV napetostni nivo: SŽ-Acroni na Jesenicah, Petrol Energetika Ravne na Ravnah, Petrol Energetika Štore v Štorah, TALUM Kidričevo v Kidričevem in TDR Metalurgija v Rušah. Poleg naštetih odjemalcev sta na 110 kV napetostnem nivoju priključena še SALONIT Anhovo in ETA Cerčno, katerih odjem pa je zajet v bilancah distribucije.

Na slikah 2.8 in 2.9 je prikazan razvoj porabe električne energije velikih potrošnikov, ki so neposredno priključeni na 110 kV nivo. Slika 2.10 pa kaže deleže posameznega velikega odjemalca v skupni porabi za leto 2003.

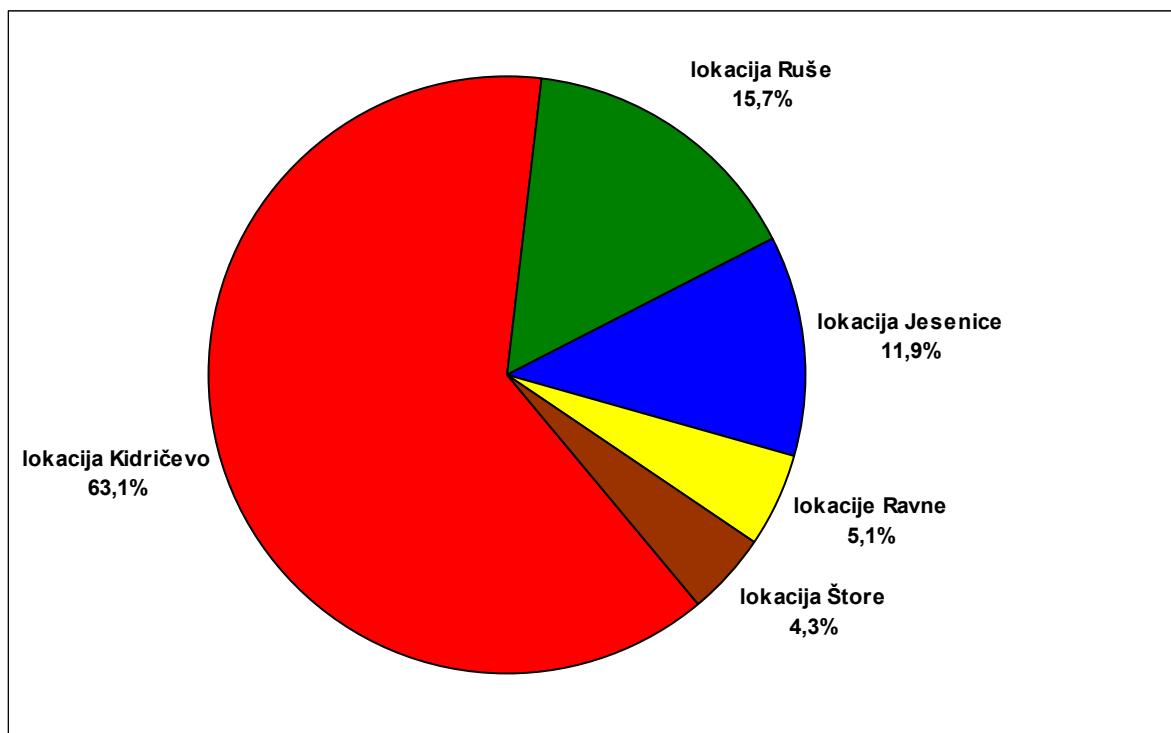
Deleži porabe električne energije posameznih neposrednih odjemalcev so za leto 2003 prikazani na sliki 2.10.



Slika 2.8: Skupna poraba električne energije vseh neposrednih odjemalcev



Slika 2.9: Poraba neposrednih odjemalcev električne energije po posameznih lokacijah



Slika 2.10: Deleži porabe električne energije neposrednih odjemalcev leta 2003

2.2 ENERGETSKE OSNOVE ZA NAČRTOVANJE PRENOSNEGA OMREŽJA ZA OBDOBJE 2005 DO 2014

2.2.1 Napoved obremenitve na prenosno-predajnih 110 kV vozliščih

Napovedovanje bodoče porabe električne energije in obremenitev je zelo zapletena in še zdaleč ne preprosta naloga. Dejstvo je, da se v nobenem primeru ne da zajeti ter matematično obdelati vseh faktorjev, ki vplivajo na bodočo porabo energije in obremenitev. Omenjene veličine in njih zakonitosti lahko določimo samo v poenostavljeni obliki. Poraba električne energije ima neko osnovno smer razvoja, ki je opazna le v daljših časovnih razdobjih. Ta osnovna smer se imenuje trend. Metod za določanje trenda je več, vsaka izmed njih ima za osnovo različne predpostavke in postopke. Na splošno se metode za prognoziranje porabe električne energije in obremenitev delijo na:

- neposredne metode (temeljijo na matematično-statistični osnovi),
- posredne metode (temeljijo na scenarijski osnovi) in
- delno neposredne in delno posredne metode (temeljijo deloma na matematično statistični osnovi in deloma na scenarijski osnovi).

Za potrebe razvoja visokonapetostnega omrežja Slovenije je ena od bistvenih podlag določitev gibanja porabe električne energije in predvsem moči, ki je za dolgoročni razvoj prenosnega omrežja izjemnega pomena. V ta namen je v nadaljevanju prikazana napoved porabe oz. odjema na 110 kV napetostnem nivoju, kamor sodi odjem distribucije in neposrednih odjemalcev. Za določitev porabe v prihodnosti so bistveni natančni podatki o pretekli porabi za vsako odjemno mesto v distribuciji in preteklem odjemu neposrednih odjemalcev, nadalje predvidena rast porabe, ki jo predvideva vsako distribucijsko podjetje posebej in nenazadnje še predvidena poraba neposrednih odjemalcev.

Začetno leto določitve prognoze porabe je leto 2005. Tako so bili določeni scenariji letne rasti odjema v distribuciji od 1 % do 3 % po koraku 0,25 %. Izjema je scenarij 2PE, za katerega je značilno, da je podvojitev moči odjema distribucije dosežena v 30 letih pri letni stopnji rasti konice 2,337 %. Za vsak scenarij so bile določene letnice vključevanja novih distribucijskih odjemnih mest v elektroenergetski sistem. Po daljši analizi je bil izbran scenarij, ki predvideva v vseh desetih letih (od 2005 pa do leta 2014) enak 2 % letni porast moči v distribuciji.

Vzrokov za izbiro scenarija 2 % letne rasti moči v distribuciji je bilo več. Kakor je razvidno iz slike 2.3 je povprečni letni porast konične moči na nivoju prenosa, kjer je zajet odjem moči distribucijskih odjemalcev in neposrednih odjemalcev od leta 1993 do leta 2003 približno 3 %. Vzrok za tak porast moči je potrebno iskati v dejstvu, da je bila v obdobju od leta 1993, ko je bila Slovenija nekje na dnu gospodarske krize, pa do leta 2003, značilna za Slovenijo relativno velika stopnja gospodarskega razvoja.

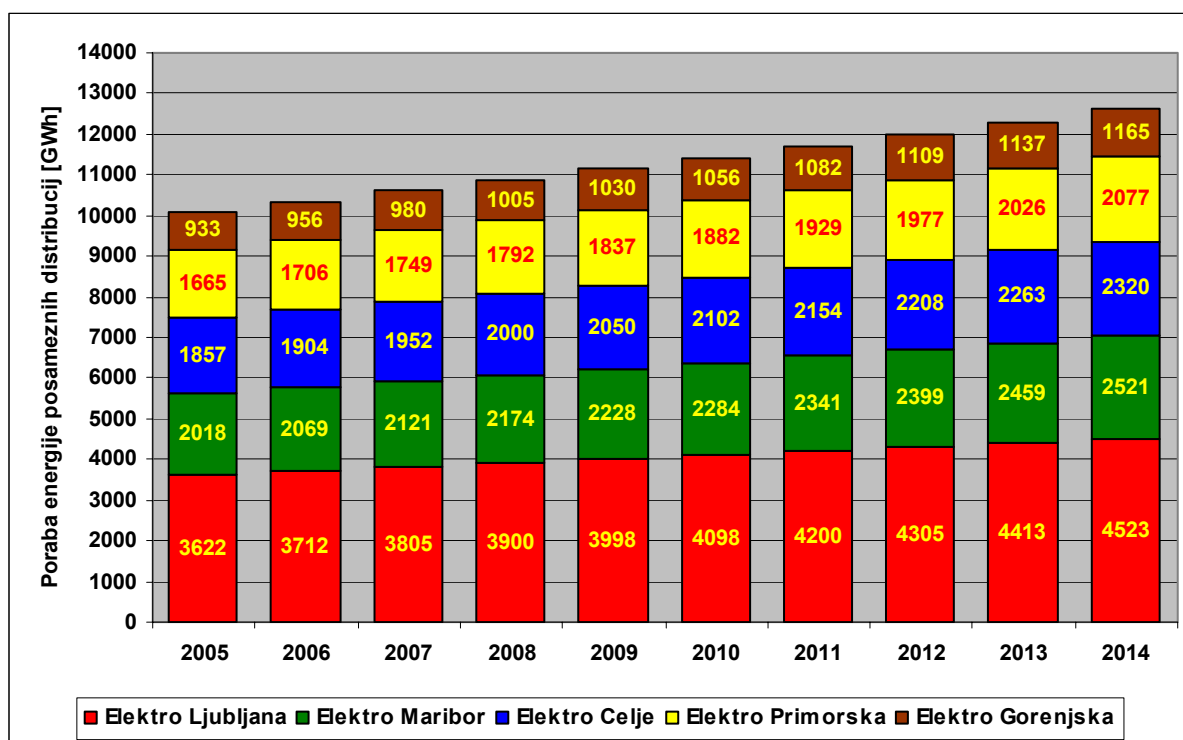
Naslednjo pomembno dejstvo za izbiro omenjenega scenarija je, da se bo v Sloveniji v prihodnosti na področju gospodarstva povečeval delež na področju storitev in zmanjševal delež industrije. Glede na dejstvo, da je poraba v industriji relativno višja kot poraba na področju storitev, se bo tudi letni porast odjema moči počasi zmanjševal.

Nenazadnje je bil scenarij 2 % letne rasti odjema moči tudi preverjen. Na osnovi določenih podatkov iz preteklosti so bili izdelani urejeni diagrami obremenitve po posameznih mesecih za nekaj let nazaj. Ti urejeni diagrami obremenitve so bili aproksimirani v prihodnost. S pomočjo moči, ki so bile določene v scenariju z 2 % letno rastjo odjema moči je bila določena poraba električne energije v prihodnosti.

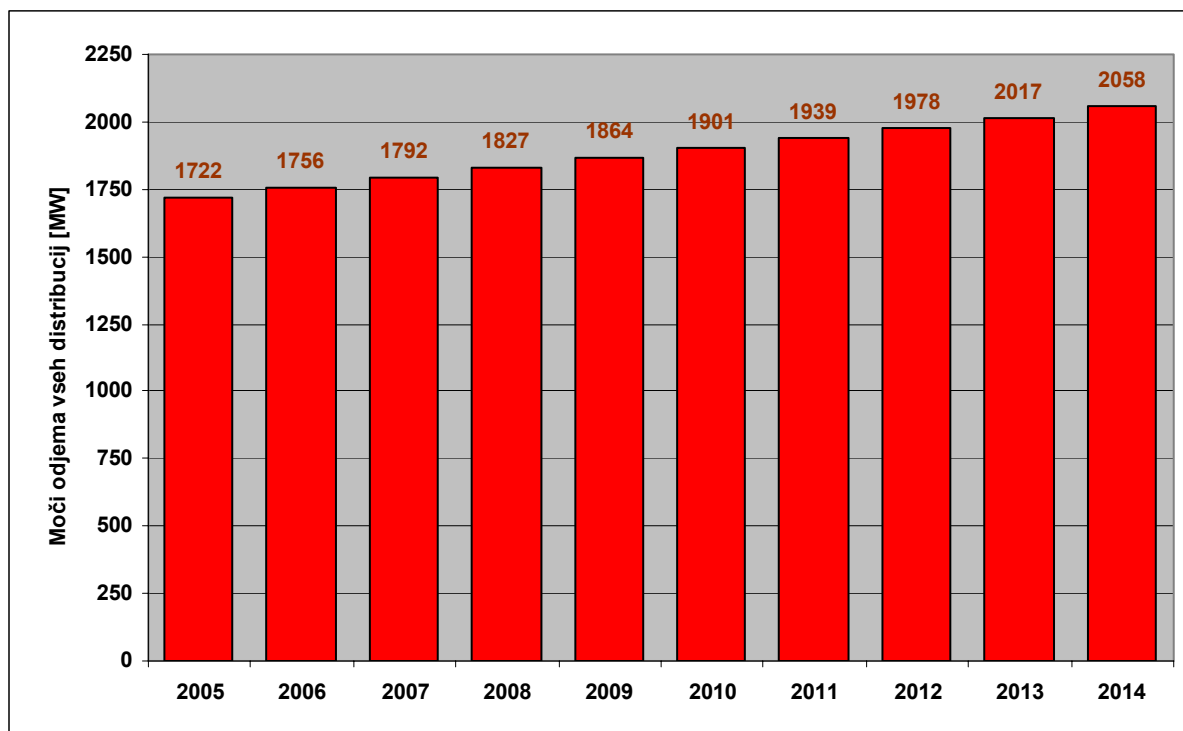
V obnovljenem desetletnem načrtu razvoja prenosnega omrežja je osnova za prognozo porabe scenarij, ki predvideva od leta 2005 2 % letno naraščanje odjema moči v distribuciji. Na osnovi omenjenega scenarija in dejstev, omenjenih v prejšnjem odstavku, je v desetletnem razvoju načrta prenosnega omrežja uporabljena samo ena strategija pokrivanja porabe

električne energije. Ta strategija se glede letnic vključevanja ali izključevanja proizvodnih enot in obnove le-teh nanaša izključno na podatke, ki so bili pridobljeni s strani proizvajalcev električne energije, to so Holding slovenske elektrarne, termoelektrarna Trbovlje, termoelektrarna-toplarna Ljubljana in nuklearna elektrarna Krško. V strategiji pokrivanja porabe so tako upoštevani obstoječi in tisti novi proizvodni objekti, ki bodo v obravnavanem obdobju od leta 2005 do leta 2014 zgrajeni z določeno gotovostjo.

2.2.2 Napoved obremenitve distribucije

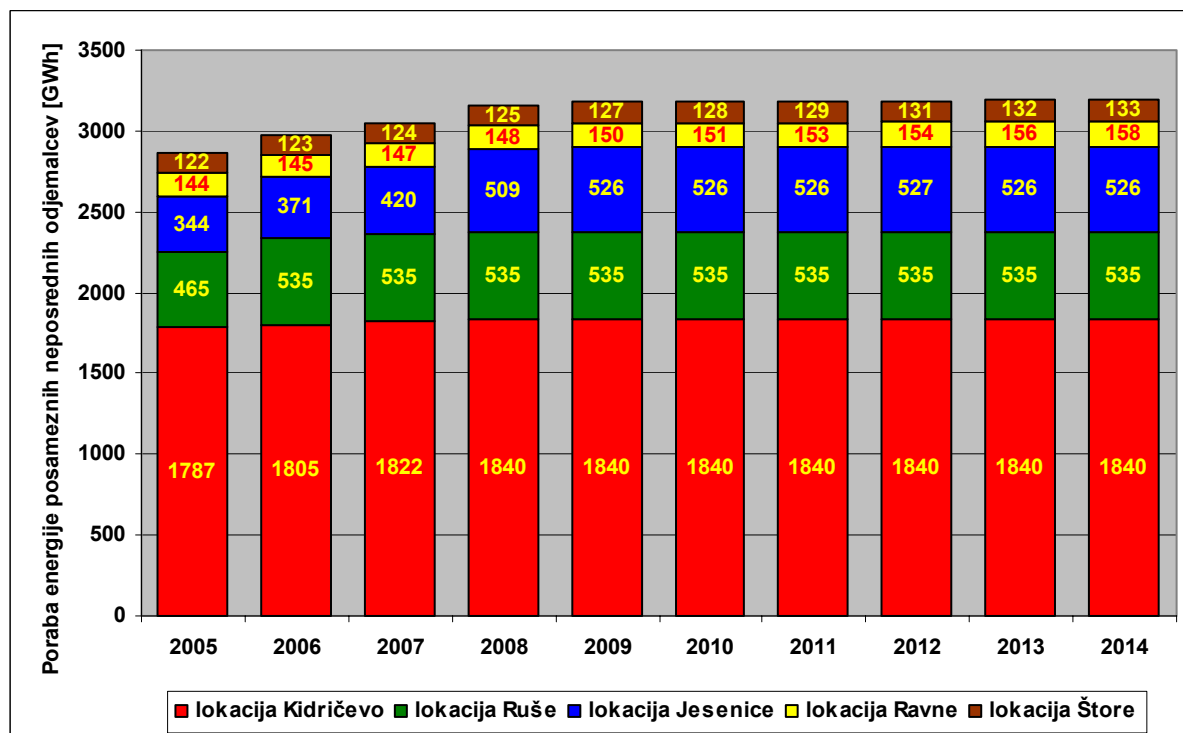


Slika 2.12: Napoved porabe električne energije skupaj z izgubami vred za posamezne distribucije od leta 2005 do leta 2014

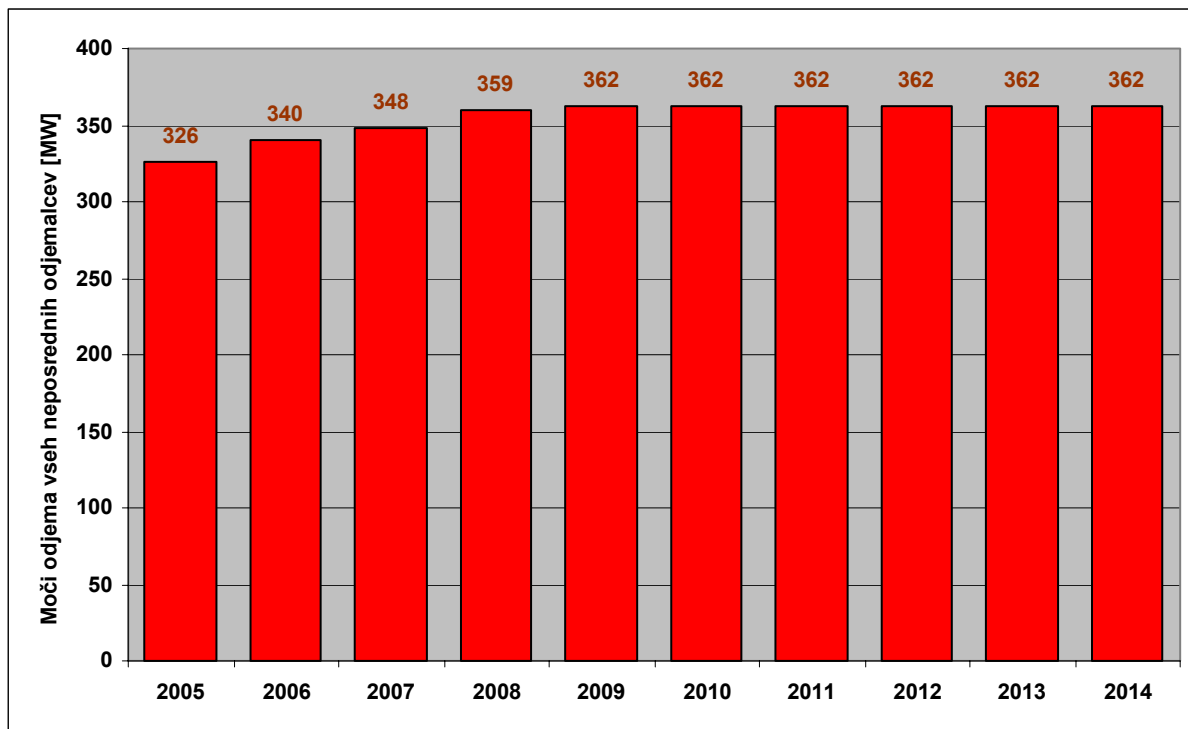


Slika 2.13: Napoved moči odjema z izgubami vred za vse distribucije skupaj od leta 2005 do leta 2014 v času konice na nivoju prenosa

2.2.3 Napoved obremenitve neposrednih odjemalcev

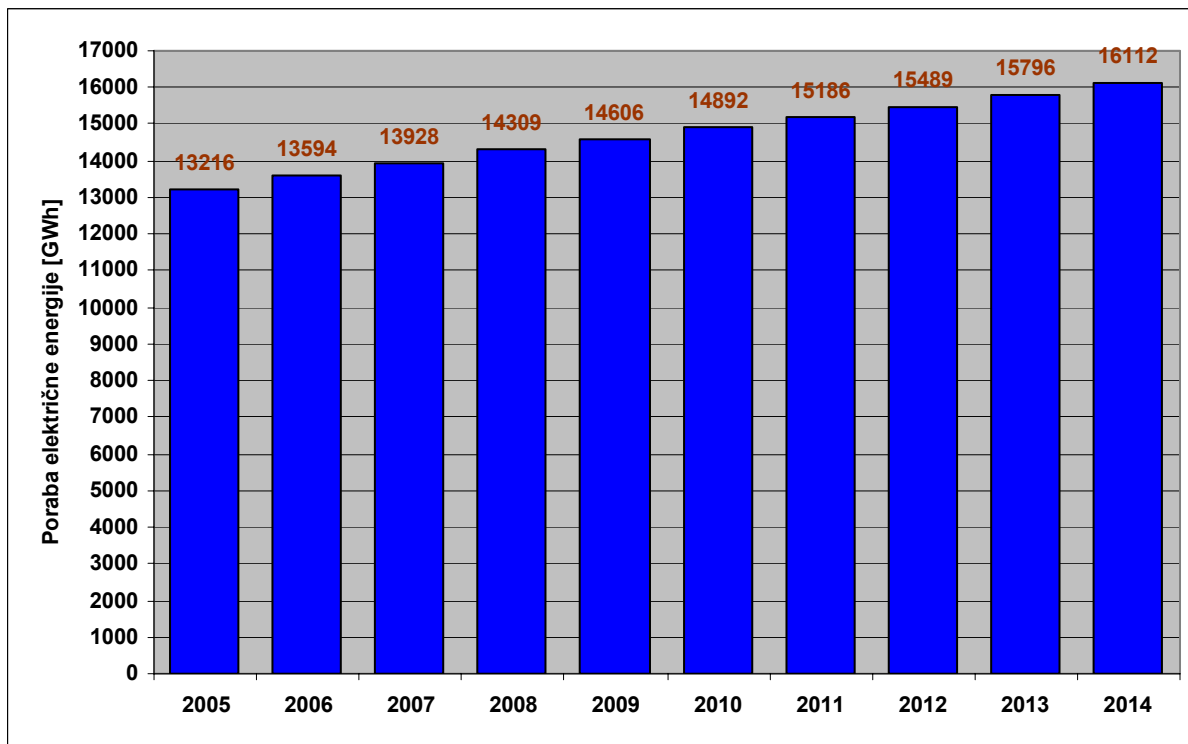


Slika 2.14: Napoved porabe električne energije za posamezne neposredne odjemalce od leta 2005 do leta 2014

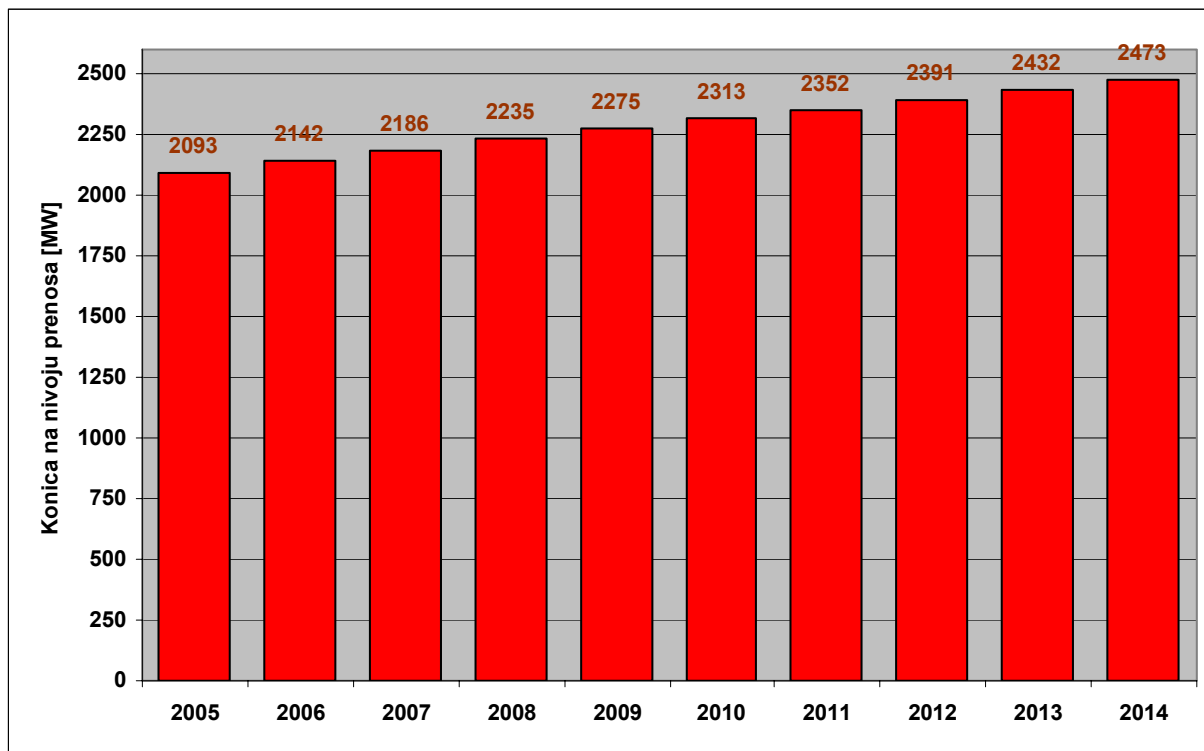


Slika 2.15: Napoved moči odjema za vse neposredne odjemalce skupaj od leta 2005 do leta 2014 v času konice na nivoju prenosa

2.2.4 Napoved obremenitve na nivoju prenosa



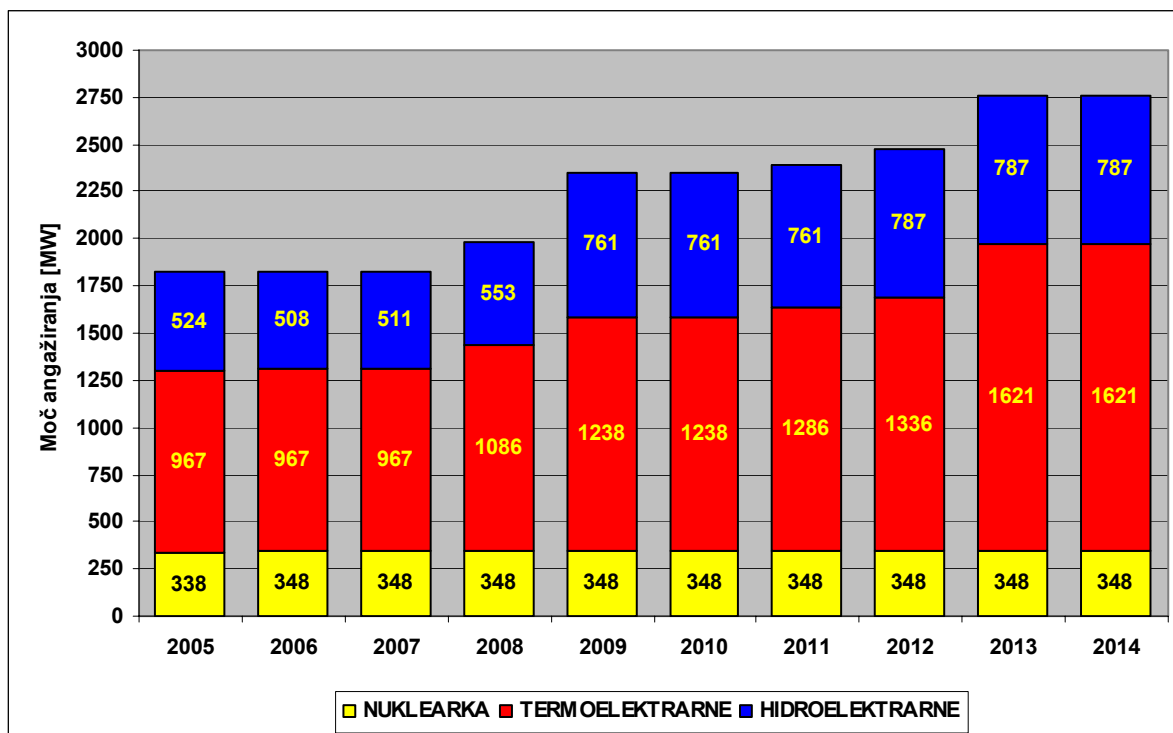
Slika 2.16: Napoved porabe električne energije na nivoju prenosa skupaj z izgubami prenosa od leta 2005 do leta 2014



Slika 2.17: Napoved koničnih moči na nivoju prenosa skupaj z izgubami prenosa od leta 2005 do leta 2014

2.3 STRATEGIJA ZAGOTAVLJANJA MOČI ZA RAZLIČNA OBRATOVALNA STANJA

Smisel dolgoročnega načrtovanja prenosnega omrežja je, da se za neko najbolj verjetno oz. zanesljivo prognozo porabe načrtuje takšno omrežje, ki bo dolgoročno gledano zanesljivo v obratovanju, najcenejše in bo zadostilo naravovarstvenim zahtevam. Največji vpliv na načrtovanje elektroenergetskega sistema ima prav gotovo prognoza konic obremenitev, ki je odvisna od bodočih gospodarskih gibanj, stopnje tehnološkega razvoja in doseženega nivoja porabe v gospodinjstvu. Na drugi strani pa se pojavlja precejšnja negotovost glede lociranja bodočih novih proizvodnih objektov, ki je na nek način pogojena z orientacijo na primarne vire energije.



Slika 2.18: Angažiranje hidroelektrarn in termoelektrarn v konici

Preglednica 2.1.: Angažiranje proizvodnih virov za primer konične obremenitve (MW)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
HE Dravograd	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
HE Vuzenica	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
HE Vuhred	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
HE Ožbalt	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
HE Fala	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
HE Mariborski otok	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
HE Zlatoličje	70	35	39	77	77	77	77	77	77	77
HE Formin	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
skupaj HE Drava	347	312	315	354	354	354	354	354	354	354
HE Moste	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
HE Mavčiče	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
HE Medvode	17	17	17	21	21	21	21	21	21	21
HE Vrhovo	28	24	24	24	24	24	24	24	24	24
HE Boštanj	0	23	23	23	23	23	23	23	23	23
HE Blanca	0	0	0	0	32	32	32	32	32	32
HE Krško	0	0	0	0	0	0	0	26	26	26
skupaj HE Sava	83	102	102	105	138	138	138	164	164	164
HE Doblar	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
HE Plave	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
HE Solkan	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
ČE Avče	0	0	0	0	175	175	175	175	175	175
skupaj HE Soča	94	94	94	94	269	269	269	269	269	269
skupaj HE	524	508	511	553	761	761	761	787	787	787
TE Šoštanj blok 1	25	25	25	25	25	25				
TE Šoštanj blok 2	25	25	25	25	25	25				
TE Šoštanj blok 3	65	65	65	65	65	65	65	65		
TE Šoštanj blok 4	228	228	228	277	277	277	277	277	277	277
TE Šoštanj blok 5	263	263	263	263	263	263	361	361	361	361
TE Šoštanj	606	606	606	655	655	655	703	703	638	638
TE Trbovlje blok 2	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
PE Trbovlje blok 1	28	28	28	28						
PE Trbovlje blok 2	0	0	0	0						
TE Trbovlje blok 3					180	180	180	180	180	180
TE Trbovlje	128	128	128	128	280	280	280	280	280	280
PE Brestanica blok 1	0	0	0	0	0	0	0			
PE Brestanica blok 2	0	0	0	0	0	0	0			
PE Brestanica blok 3	20	20	20	20	20	20	20			
PE Brestanica blok 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE Brestanica blok 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE Brestanica 114-1	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
PE Brestanica 114-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE Brestanica	134	134	134	134	134	134	134	114	114	114
TETO Ljubljana blok 1	28	28	28							
TETO Ljubljana blok 2	28	28	28	28	28	28	28			
TETO Ljubljana blok 3	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
TETO Ljubljana blok 4				98	98	98	98	98	98	98
TETO Ljubljana blok 5								98	98	98
TETO Ljubljana	99	99	99	169	169	169	169	239	239	239
PE Kidričevo									350	350
skupaj TE	967	967	967	1086	1238	1238	1286	1336	1621	1621
NE Krško	338	348	348	348	348	348	348	348	348	348
skupaj TE, NE	1305	1315	1315	1434	1586	1586	1634	1684	1969	1969
skupaj HE, TE, NE	1829	1823	1826	1987	2347	2347	2395	2471	2756	2756

3 PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Proizvodne objekte elektroenergetskega sistema Slovenije (EES) sestavljajo hidroelektrarne (HE), termoelektrarne (TE), plinske elektrarne (PE) in nuklearna elektrarna Krško (NEK). Njihove zmogljivosti in ostali pomembni parametri so razvidni iz tabel s tehničnimi podatki ter iz grafov (podano v izhodiščnem dokumentu). Obstoječe male elektrarne so priključene na distribucijsko omrežje in nimajo bistvenega vpliva na prenosno omrežje ELES-a, zato v preglednicah niso upoštevane. Opisane so le načrtovane vetrne elektrarne (VE), ki bodo predvidoma imele večje moči.

V pričujočem dokumentu so upoštevani vsi proizvodni objekti, ki so bili objavljeni v Resoluciji nacionalnega energetskega programa (sprejet v parlamentarni proceduri v letu 2004) razen predvidene plinske elektrarne 1(2)x400 MVA v Kidričevem, ki predstavlja nov idejni dokument-javno naznanjen šele pred kratkim. Predviden začetek obratovanja PE Kidričevo naj bi bil v letu 2008, kar je upoštevajoč veljavne obratovalne kriterije sistema in zmožnosti obstoječega omrežja zelo problematično, vključitev PE Kidričevo je potrebno uskladiti z izgradnjo DV 400 kV Beričevo-Krško, DV Okroglo-Udine in RTP Cirkovce v katere se bo vključevala.

Precejšen del proizvodnih enot je starih deset ali celo že preko dvajset let. Hidroelektrarne so iz tega razloga deloma že obnovljene, oziroma je obnova v teku. Določene termoelektrarne so prav tako že blizu konca življenjske dobe. Poleg tega obstaja pri njih še dodatni problem, ker onesnažujejo okolje. V kolikor ekološka sanacija ni rešena v okviru zakonskih določil, postane nadaljnje obratovanje objekta vprašljivo, tudi če objektu življenjska doba še ni potekla.

3.1 HIDROELEKTRARNE

HE, ki izkoriščajo obnovljivo energijo, imajo značaj trajnih objektov. Slovenija premore štiri porečja: Drave, Save, Soče in Mure, ki so primerna za izgradnjo večjih hidroelektrarn. Na reki Muri še ni večjih HE. Njihova izgradnja je odvisna od pogojev Nature 2000 oz. od stališča prizadetih lokalnih skupnosti.

Obstoječe štiri HE na Savi izkoriščajo le slabih 12 % celotnega energetskega potenciala Save. Od teh so tri na zgornji, in HE Vrhovo na spodnji Savi, kjer se izgradnja hidroelektrarn

nadaljuje. Na Soči sta bili HE Doblar in Plave delno obnovljeni do leta 2000. V programu pa je gradnja ČE Avče.

3.2 TERMOELEKTRARNE

S postopnim prenehanjem obratovanja najstarejših blokov po izteku njihove življenjske dobe, proizvodne zmogljivosti obstoječih termo elektrarn upadajo. Pripravljeni pa so novi programi za nadomestitev. Nadaljnje obratovanje objektov je pogojeno tudi v okviru zakonskih določil s predpisano izpolnitvijo ekološke sanacije.

3.3 VETRNE ELEKTRARNE

Naraščanje porabe bomo v prihodnosti delno pokrili z izgradnjo vetrnih elektrarn, ki pa zaradi svoje nestanovitnosti obratovanja zahtevajo večje systemske rezerve. Prispevek pokrivanja porabe oziroma konic obremenitev z vetrnimi elektrarnami je negotov tako glede moči kot časa obratovanja. Po predvidevanjih naj bi imele planirane vetrne elektrarne v EES Slovenije v povprečju letno le okoli 2000 obratovalnih ur. Poleg nizkega števila obratovalnih ur je problematična tudi stohastična narava proizvodnje, ki izhaja iz naravnih danosti vetra.

V okviru dolgoročnega razvoja Elektro Primorske hkrati potekajo priprave idejnih projektov za gradnjo oziroma vključitev vetrnih elektrarn (VE) v 110 kV omrežje na petih potencialnih lokacijah, ki naj bi bile realizirane v naslednjih 15-ih letih. Skupna instalirana moč teh elektrarn naj bi do leta 2010 znašala 137 MW, po letu 2015 pa 246 MW.

4 PRENOSNO OMREŽJE

4.1 OBRATOVALNE TER PRENOSNE ZNAČILNOSTI PRENOSNEGA OMREŽJA

Za prenos električne energije od proizvodnih do porabniških središč skrbi elektroenergetsko prenosno omrežje. Slovensko prenosno omrežje je bilo do leta 1991 del jugoslovanskega prenosnega omrežja in podrejeno skupnim kriterijem načrtovanja in konceptom razvoja.

Izhajajoč iz tega koncepta je bilo zgrajeno kot podsistem z namenom prenašanja načrtovanih primanjkljajev moči na zahod. Zato je bilo zgrajeno relativno zmogljivo omrežje na trasi s sosednjo Hrvaško in tudi s sosednjimi sistemi Italije in Avstrije. Interno 400 kV omrežje pa je bilo nekoliko časovno odmaknjeno. Zaradi tega nimamo zaključene 400 kV zanke, ki je potrebna za nemoteno in neodvisno obratovanje slovenskega elektroenergetskega sistema.

Kot posledica tega koncepta so še vedno ohranjene 110 kV povezave s Hrvaško, pa čeprav so povezave med državami UCTE le na dveh višjih napetostnih nivojih 400 in 220 kV.

Od leta 1991 pa je postalo, z osamosvojitvijo Slovenije, samostojno tudi slovensko prenosno omrežje s svojimi kriteriji načrtovanja in konceptom, ki postavlja slovenski elektroenergetski sistem v vlogo samostojnega in odgovornega subjekta za oskrbo z električno energijo na teritoriju Slovenije. Po vključitvi Slovenije v EU in interni trg električne energije je funkcija prenosnega omrežja kot povezovalnega člana elektroenergetskega sistema razširjena tudi na odgovornost za zanesljivo oskrbo z električno energijo ne samo Slovenije ampak tudi EU.

V Sloveniji je nacionalno prenosno omrežje celotno 400 kV, 220 kV in 110 kV omrežje, ki služi prenosu ne glede na lastništvo. Del 110 kV omrežja (26,5 %) pripada distribucijskim podjetjem in celo zanke 110 kV omrežja, v katerega so vključeni določeni proizvodni objekti, kar v določenih obratovalnih situacijah lahko povzroča določene težave. Posebej so težavne koordinacije vzdrževanja objektov v mešani lasti. Velik del proizvodnih enot in pretežni del distribucijskih RTP 110/x kV je vključenih v 110 kV omrežje in je v funkciji tako prenosa kot distribucije. Ob postavljenih zahtevah po zanesljivem obratovanju EES- a se postavlja vprašanje odgovornosti nad 110 kV omrežjem, zlasti na tistih delih, kjer so v kritičnih stanjih

potrebni hitri ukrepi oziroma stikalni manevri, vzdrževanje in nadzor nad meritvami in zaščitno opremo prenosnih objektov.

Slovensko prenosno omrežje sestavljajo trije napetostni nivoji: 400 kV, 220 kV in 110 kV.

Transformatorske postaje 400/110 kV so tri:

- RTP 400/110 kV Maribor (2x300 MVA),
- RTP 400/110 kV Okroglo (300 MVA),
- RTP 400/110 kV Krško (300 MVA).

Transformatorski postaji 400/220/110 kV sta dve:

- RTP 400/220/110 kV Beričevo (2x400 MVA in 2x150 MVA),
- RTP 400/220/110 kV Podlog (400 MVA in 2x150 MVA).

Ostali transformatorski postaji sta:

- RTP 400/110 kV, 220/110 kV Divača (300MVA, 2x150 MVA) in
- RTP 220/110 kV Cirkovce (7x50 MVA).

Skupna dolžina 400 kV daljnovodov je 510 km, skupna dolžina 220 kV daljnovodov je 328 km, medtem ko skupna dolžina 110 kV daljnovodov znaša 1762 km.

Dopustne zgornje meje napetosti določajo izolacijski nivoji naprav, spodnje napetostne meje pa določajo regulacijska območja transformatorjev in občutljivost sistema na napetostni zlom.

Tokovne omejitve so vezane na mejne termične in dinamične zmogljivosti opreme. Pri izbiri optimalnih prerezov vodnikov gre za kompromis med stroški za izgradnjo in vzdrževanje daljnovoda ter stroški za izgube v daljnovodu.

V Sloveniji bo potrebno, zaradi pomanjkanja prostora, praviloma graditi dvosistemske daljnovode, kar se sicer v vsakem primeru posebej valorizira.

Za teritorialno majhno Slovenijo je zelo aktualna termična zmogljivost daljnovodov, ki predstavlja nekakšne mejnike v havarijskih stanjih.

V Sloveniji so se za transformacijo 400/110 kV uveljavili transformatorji 300 MVA. To je tudi tipizirana velikost transformatorjev. Z naročanjem novih tipskih transformatorjev se poveča fleksibilnost omrežja. Pri tem je velika prednost zamenljivost transformatorjev.

Prednost tipizacije transformatorjev je tudi možnost paralelnega obratovanja, ki zahteva izpolnjevanje posebnih pogojev (prestavna razmerja, vezava, kratkostične napetosti, nazivne moči vzporedno delujočih transformatorjev, ki morajo biti približno enake).

Življenjska doba transformatorja je odvisna predvsem od stopnje staranja izolacije, ki je odvisna od temperature najtoplejšega dela navitja, torej od obremenitve transformatorja.

Stabilnostne omejitve so vezane na karakteristike proizvodno-prenosnega sistema. V omrežju s kratkimi prenosnimi razdaljami in spremenljivimi karakteristikami generatorjev ter relativno nizkimi obremenitvami ni večjih stabilnostnih problemov. Ti se lahko hitro pojavijo s spremembo strukture delujočih elektrarn v sistemu, povečanjem nivoja obremenitev prenosnega omrežja, nezadostni podpori domačih virov za večje tranzite električne energije itd. V pogojih odprtega trga električne energije je pričakovati veliko več stabilnostnih problemov v elektroenergetskih sistemih.

Konfiguracijo prenosnega omrežja v splošnem določa geografska porazdelitev proizvodnih virov in odjemalcev električne energije. Oblikovanje omrežja je odvisno od: ploskovne gostote obremenitve, dolžine in vrste elementov, stroškov elementov, tehničnih karakteristik posameznih delov omrežja, kriterijev načrtovanja, zahtevane kakovosti dobave električne energije itd. Tekom življenjske dobe elementov omrežja se nenehno kaže potreba po prilagajanju obstoječe arhitekture omrežja novim spoznanjem in potrebam, ob upoštevanju navedenih dejavnikov ter porasta porabe, lokacij proizvodnih virov, najboljšega načina priključitve bremen oz. porabe, obnove stare opreme itd.. Preoblikovanje omrežij v tem smislu je dolgoročnega pomena, zato se mora strategiji načrtovanja posvetiti posebna pozornost.

4.2 OPIS ELEMENTOV PRENOSNEGA OMREŽJA

Oskrba z električno energijo ima v Sloveniji že dolgoletno tradicijo. Že od prvih začetkov povezovanja proizvodnih objektov in porajanja elektroenergetskih sistemov, je bila naloga trajno usklajevanje proizvodnje in potrošnje električne energije.

Izgradnja 110 kV prenosnega omrežja se je pričela v 50-tih letih in se je praktično z večjo ali manjšo intenzivnostjo nadaljevala do današnjih dni.

Izgradnja 220 kV omrežja seže v 60-ta leta. Gradnja novih 220 kV daljnovodov in novih 220 kV razdelilnih ter razdelilnih transformatorskih postaj 220/110 kV je zahtevala veliko novih tehničnih rešitev in sodobno primarno in sekundarno visokonapetostno opremo.

Slovensko 220 kV omrežje se je vključilo 16.09.1974 v paralelno obratovanje z zahodnoevropsko interkonekcijo in se s tem elektroenergetsko povezalo z Evropo. SUDEL zanka omogoča mednarodno izmenjavo električne energije med Avstrijo, Italijo in Slovenijo ter s tem velike možnosti medsebojne pomoči v času remontov in morebitnih defektov, kar vse vpliva na zanesljivost obratovanja, kvaliteto električne energije in stabilnosti omrežja.

Avtomatska sinhronizacija italijanskega in slovenskega 400 kV omrežja je bila izvršena 16.9.1981 in vzpostavljena sinhrona povezava z makrosistemom UC(P)TE.

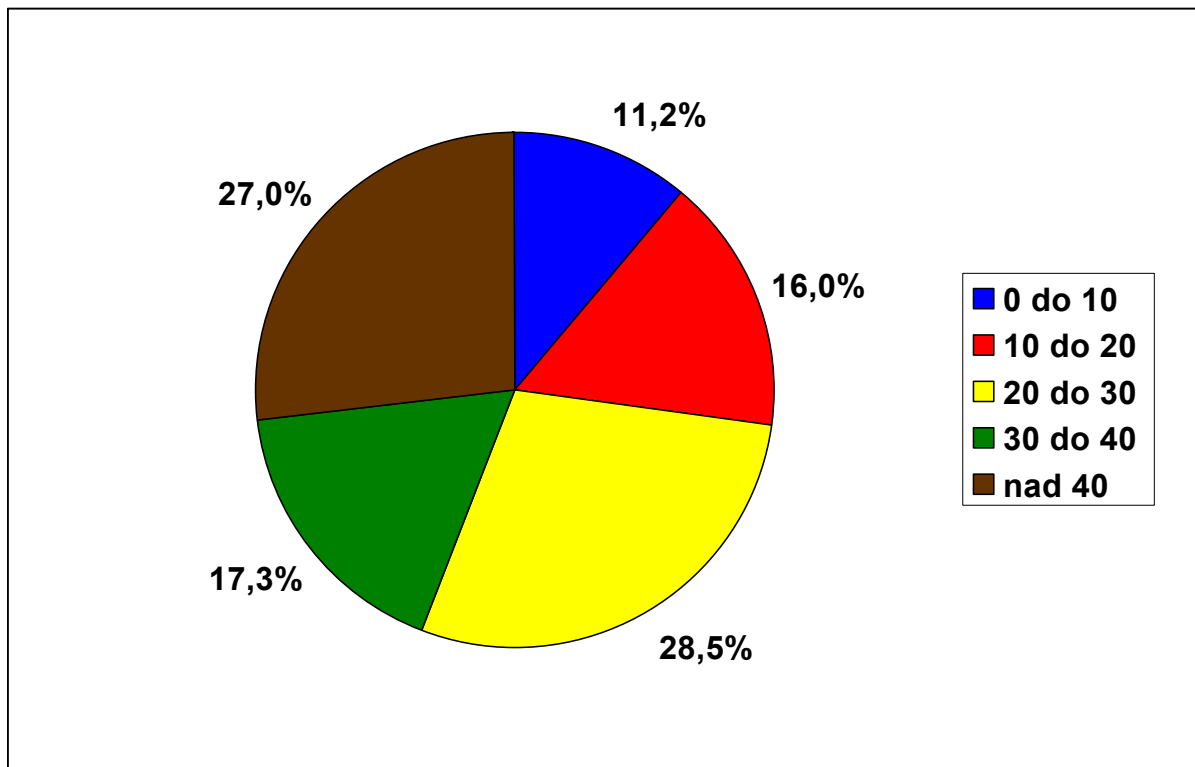
Od konca leta 1992 je Slovenija dokončno povezana z zahodno interkonekcijo v dveh smereh, preko Avstrije in Italije.

4.3 STANJE TER STAROST PRENOSNEGA OMREŽJA

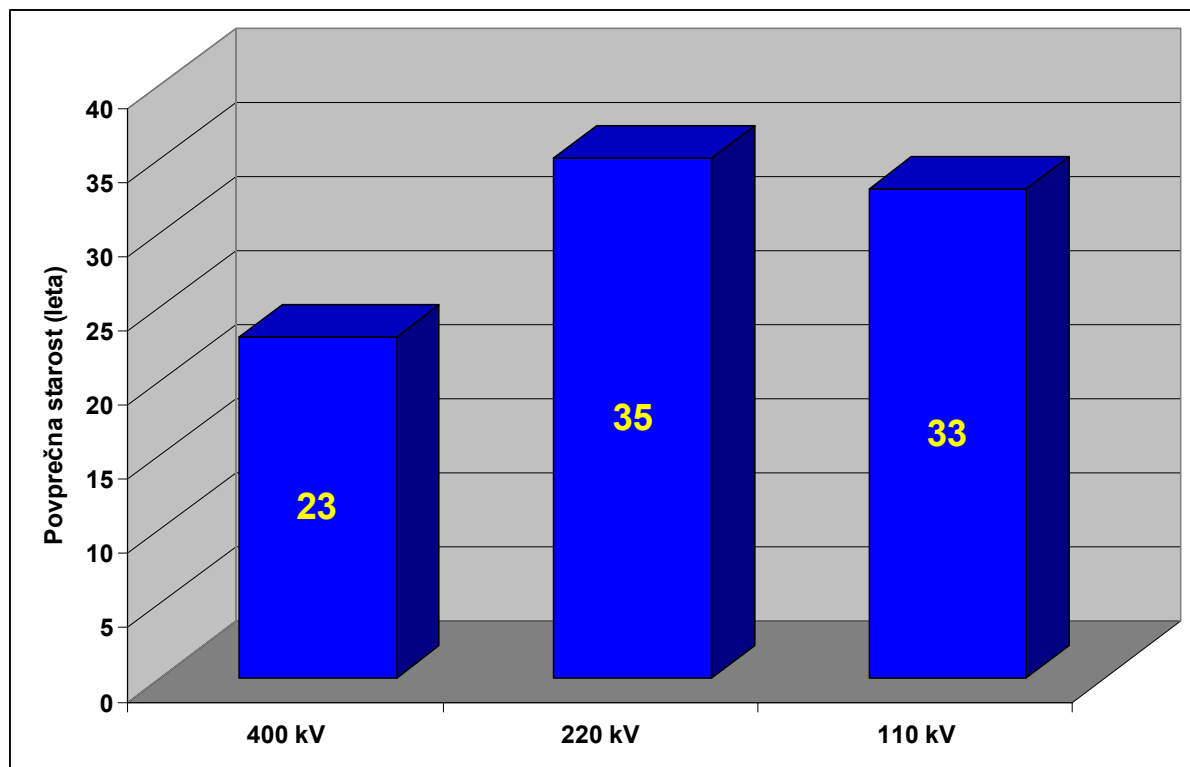
Ocena starosti posameznih prenosnih elementov je podana v tabelah osnovnega Načrta razvoja prenosnega omrežja (oktober 2003) in zajema takratno stanje. V tabelah omenjenega dokumenta so prikazana starostna stanja posamičnih elementov in sicer: energetskih transformatorjev, odklopnikov, ločilnikov, tokovnih instrumentnih transformatorjev, napetostnih instrumentnih transformatorjev, odvodnikov prenapetosti in visokonapetostnih daljnovodov. Nova ocena starosti posameznih elementov transformatorskih postaj, razdelilnih postaj in daljnovodov zajema stanje 31.12.2004 in so jo pripravili strokovnjaki ELES-a, ki to področje spremljajo kot vzdrževalci, na osnovi realnih ocen in podatkov iz dosedanjega vzdrževanja ter v skladu z Navodili vzdrževanja, po posameznih enotah prenosa.

Preglednica 4.1: Starost daljnovodov po napetostnih nivojih

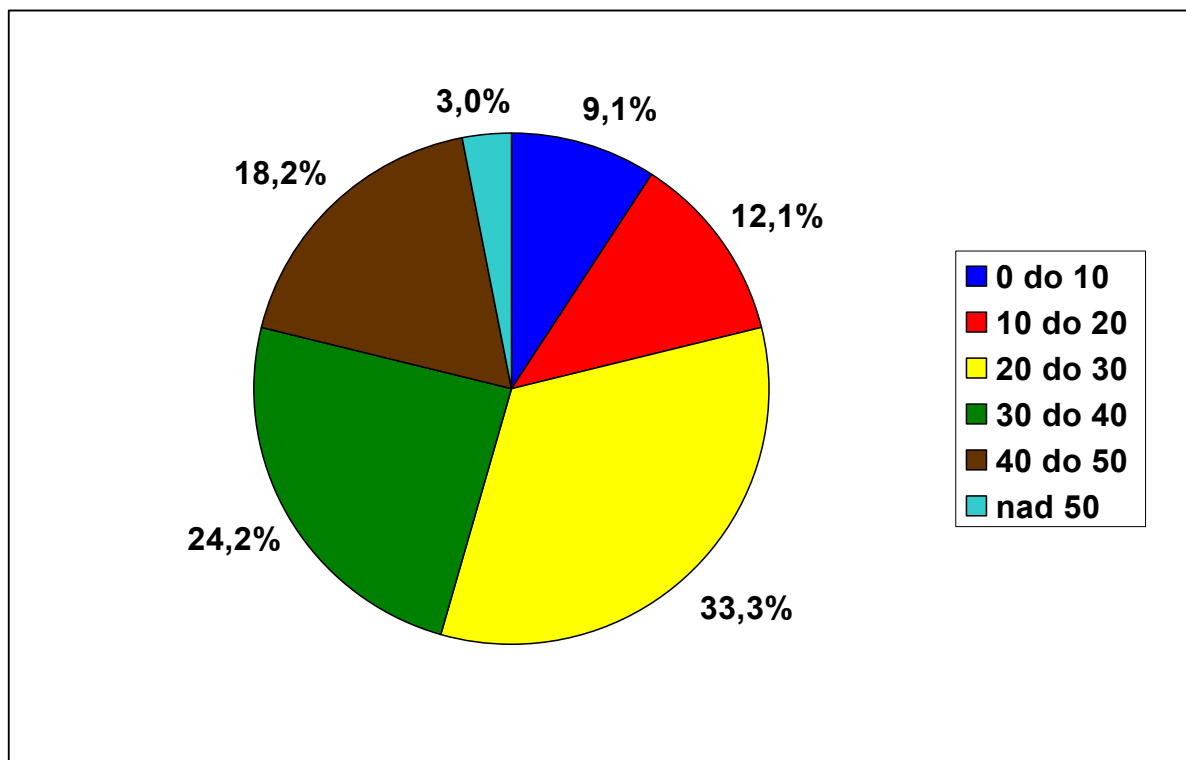
		starost daljnovodov (leta)					
		0 do 10	10 do 20	20 do 30	30 do 40	nad 40	Skupaj
napetostni nivo (kV)	110	292	304	343	121	703	1763
	220	0	0	0	328	0	328
	400	0	111	399	0	0	510
	Skupaj	292	415	742	449	703	2601



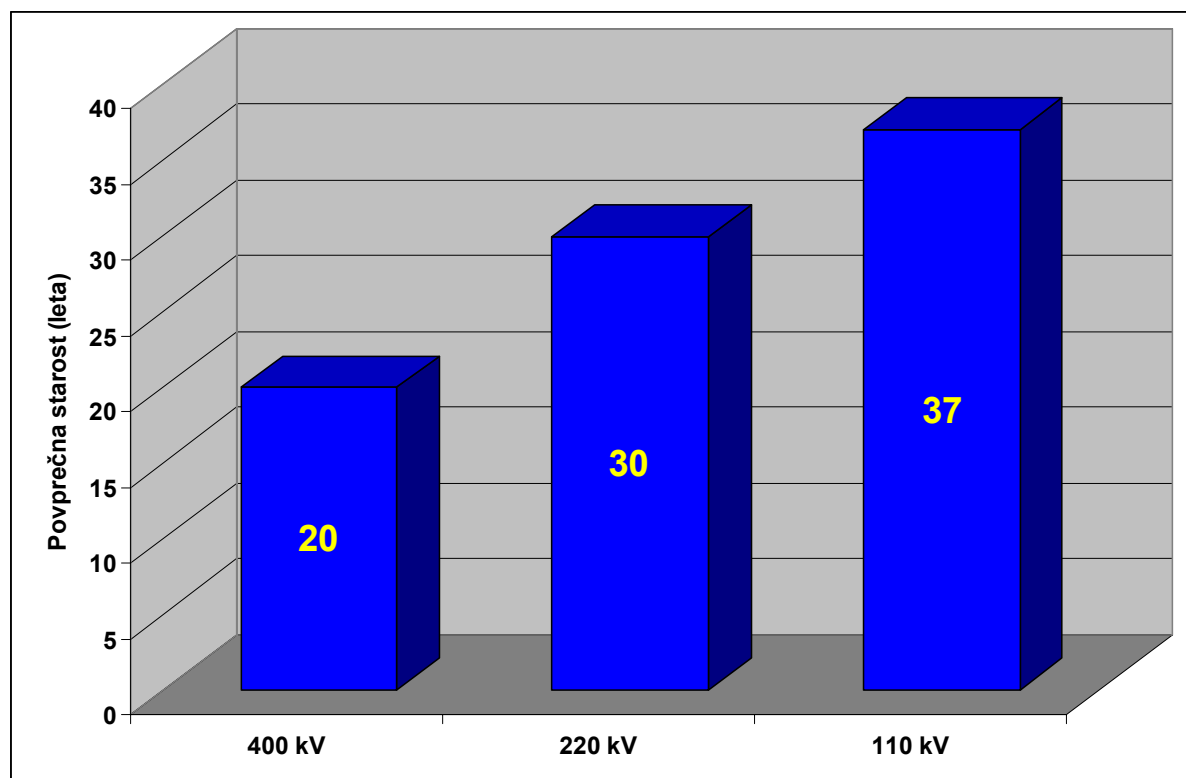
Slika 4.1: Dolžine daljnovodov po starosti



Slika 4.2: Povprečna starost daljnovodov po napetostnih nivojih



Slika 4.3: Število energetskih transformatorjev po starosti



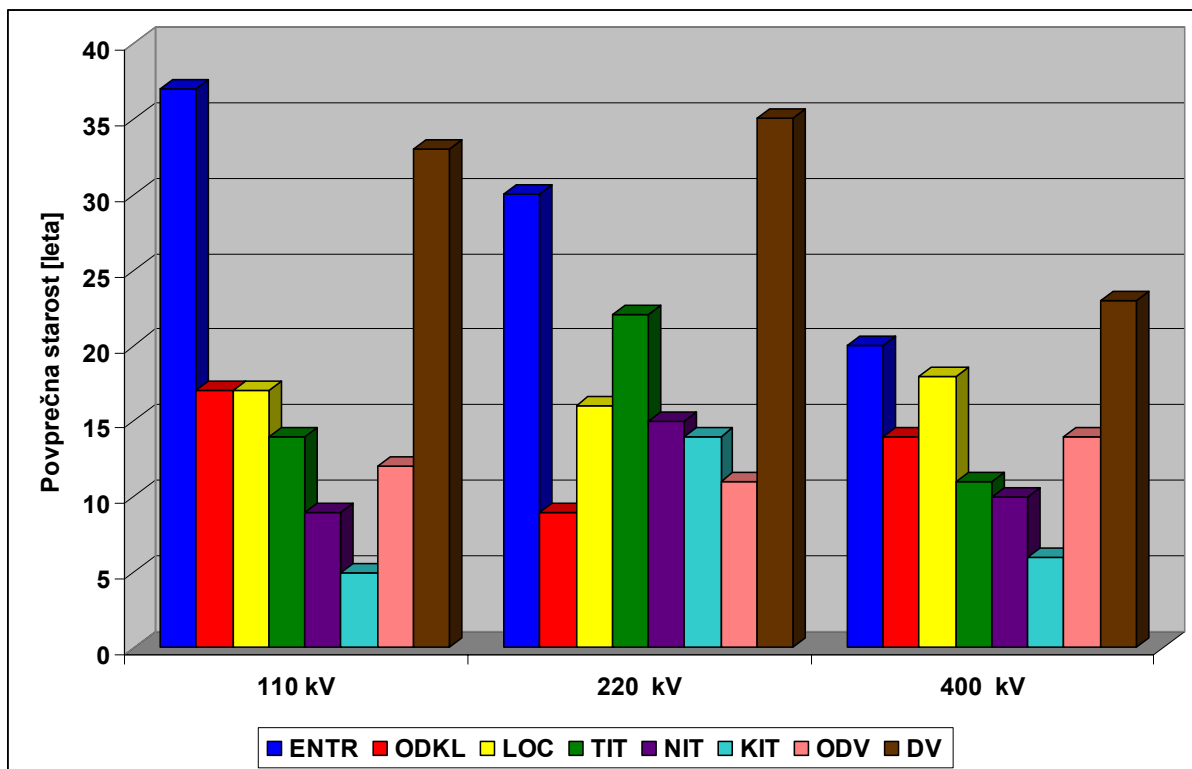
Slika 4.4: Povprečna starost energetskih transformatorjev po napetostnih nivojih

Preglednica 4.2: Starost energetskih transformatorjev po napetostnih nivojih

		starost energetskih transformatorjev						Skupaj
		0 do 10	10 do 20	20 do 30	30 do 40	40 do 50	nad 50	
napetostni nivo (kV)	110	0	1	1	5	2	1	10
	220	1	2	5	3	4	0	15
	400	2	1	5	0	0	0	8
	Skupaj	3	4	11	8	6	1	33

Preglednica 4.3: Povprečna starost VN naprav

	110 kV	220 kV	400 kV
ENTR	37	30	20
ODKL	17	9	14
LOC	17	16	18
TIT	14	22	11
NIT	9	15	10
KIT	5	14	6
ODV	12	11	14
DV	33	35	23



Slika 4.5: Povprečna starost VN naprav

Te ocene smo upoštevali pri sestavi Plana PEE za obdobje 2005 do 2014. Podrobno so predstavljene po posameznih obdobjih v poglavju Finančno vrednotenje razvojnega načrta. Pri pogledu na tabelo dopolnilnega Plana so v I. Obnovitvenih investicijah-daljnovodi, vključeni vsi obnovitveno potrebni daljnovodi poimensko za desetletno obdobje, kar je bilo ocenjeno v skladu z znanjem in razpoložljivimi strokovnimi orodji in navodili. Zelo podrobno je finančno ocenjeno do leta 2008, naprej pa le groba ocena, ki smo jo lahko pripravili do leta 2014, v času dopolnitve desetletnega načrta razvoja z obstoječimi merili in orodji. Že v letu 2002 je za omrežje ter njegove elemente ELES začel uvajati najsodobnejše metode obravnavanja vzdrževanja prenosnega omrežja. Z upoštevanjem starosti, dejanskega stanja in pomembnosti posameznega elementa v omrežju pa se določa, na osnovi izračunanih vplivov za posamezni element, zanesljivost napajanja odjemalcev. Uporaba nove metodologije (RCM-reliability centered maintenance) je zahtevala nakup programske opreme (programski paket CALPOS MAIN in podporni paket za analizo omrežij NEPLAN 5 z modulom zanesljivostnih analiz). Cilj uvajanja nove metodologije je, da se predvidene investicije za obnovo in razvoj omrežja najučinkoviteje porabijo. Priprava uporabe programskega paketa je v zaključni fazi.

Pri tem bo tudi posvečena pomembna naloga tipizaciji osnovnih sredstev prenosnega sistema s stališča vzdrževanja in novogradenj ter storitev za vzdrževanje in obnovo osnovnih sredstev prenosnega sistema.

4.4 PROSTORSKI RAZVOJ SLOVENSKEGA PRENOSNEGA OMREŽJA

S 1. januarjem 2003 je v veljavi Zakon o urejanju prostora (ZureP-1). Zakon določa, da se prostor načrtuje z državnimi, občinskimi in skupnimi prostorskimi akti. Objekti prenosnega elektroenergetskega omrežja, ki je neposredno namenjeno izvajanju državne gospodarske javne službe, sestavljajo prostorsko ureditev državnega pomena in se urejajo z državnimi prostorskimi akti. Ti so: Strategija prostorskega razvoja Slovenije, Prostorski red Slovenije in državni lokacijski načrti.

ZureP-1 ohlapno določa vsebino strategije prostorskega razvoja Slovenije in prostorskega reda Slovenije. Pripravljalcev državnih prostorskih aktov je Ministrstvo za okolje in prostor. Predlog zasnove prenosnega omrežja zajema objekte napetostnih nivojev od 110 do 400 kV, ki bodo omogočili izkoristiti razvojne možnosti na področju elektroenergetskega gospodarstva.

Med najpomembnejše vzroke za počasnejše odvijanje aktivnosti, ki so razvidne iz odstopanj od predhodnega načrta razvoja prenosnega omrežja za obdobje 2003-2012, štejemo:

1. dolgotrajnost postopkov pridobivanja lokacijske dokumentacije kot posledica zelo občutljive tematike za sleherno pravno in fizično osebo,
2. probleme zakonodaje, ki ne upošteva posebnosti elektroenergetskih prenosnih objektov in neusklajenost med različnimi zakoni ter pomanjkljivo zakonodajo, ki omogoča različna tolmačenja,
3. pretirano uveljavljanje okoljevarstvenih zahtev na račun ekonomske izvedljivosti novih objektov; zahteve po dodatnih raziskavah in študijah; neustrezna ali pristranska stališča nekaterih izdelovalcev poročil o vplivih na okolje,
4. neučinkovita zaščita koridorjev v občinskih prostorskih aktih,
5. problemi pri pridobivanju pravice graditi: neurejene zemljiške knjige; pomanjkljivi ali napačni podatki o lastnikih in nepremičninah; neobvladovanje premoženja s katerim gospodari Sklad kmetijskih zemljišč in gozdov RS, neučinkovita ureditev agrarnih skupnosti, ki ne morejo sklepati služnostnih pogodb; prisilno ustanavljanje stvarne služnosti pogosto nima dokazljivega javnega interesa zaradi neurejenosti prostorskih aktov občin.

Reševanje navedene problematike je ključnega pomena za uspešno izvajanje načrta razvoja prenosnega omrežja po predvideni dinamiki, pri čemer je zelo pomembno sodelovanje systemskega operaterja prenosnega omrežja, ministrstva pristojnega za energetiko in ministrstva pristojnega za urejanje prostora.

Pomembna je tudi usklajenost umeščanja medsebojno odvisnih objektov v prostor. Tak primer je priključevanje novih elektrarn na elektroenergetsko omrežje, kjer mora biti posebna pozornost posvečena usklajenosti postopkov graditve elektrarn in priključnih vodov ter vseh potrebnih ojačitev. Najboljša rešitev je, da postopek graditve elektrarne in priključnega voda izvaja isti investitor.

4.5 VPLIV NA OKOLJE

4.5.1 Naravno okolje

Naravno okolje sestavljajo: geosfera (geologija, relief, tla), hidrosfera (površinske vode, podtalnica), atmosfera (klima, zrak) in biosfera (rastlinstvo, živalstvo, bio-topi). Za ohranjanje

in zavarovanje naravnega okolja bo ELES izvajal vse potrebne ukrepe. Okolje je izpostavljeno vplivom naprav in objektov elektroenergetskega omrežja med izgradnjo, obratovanjem in vzdrževanjem. Daljnovodi obremenjujejo okolje tudi s svojo pojavnostjo v prostoru, hrupom in elektromagnetnim sevanjem, ki domnevno predstavlja tveganje za zdravje. Te vplive podjetje obvladuje z meritvami, spremljanjem znanstvenih ugotovitev in raziskav ter uvajanjem sodobnih tehnologij in rešitev. Obstoječe daljnovodne trase skuša bolje izkoristiti in daljnovode zamenjuje z zmogljivejšimi. Z barvnimi odtenki poskuša objekte prilagoditi krajinskim značilnostim. Okoljevarstvene ukrepe izvaja tudi v fazi vzdrževanja. Veliko pozornosti je posvečeno proučevanju posledic elektromagnetnega sevanja in omejevanju vpliva sevanja na okolico.

V okviru vplivov na naravno okolje ima na področju visokonapetostnega omrežja posebno mesto elektromagnetno sevanje (EMS) ali pravilneje polje. Slovenska Uredba o elektromagnetnem sevanju v naravnem in življenjskem okolju (v nadaljevanju Uredba) predpisuje tako mejne vrednosti kot tudi metodologijo in lokacije za preverjanje vrednosti elektromagnetnega polja. Mejne vrednosti, ki jih Uredba predpisuje za nove vire sevanja na I. območju (0,5 kV/m in 10 μ T), so 10-krat strožje od ICNIRP (Mednarodni svet za zaščito pred neionizirajočim sevanjem) mejnih vrednosti in priporočila Sveta Evrope. To pomeni, da ima RS v Uredbi vgrajen varnostni faktor 500. Navedeno predstavlja v nekaterih primerih tehnično nepremostljive ovire pri gradnji novih 400 kV daljnovodov v predvidenih koridorjih.

4.5.2 Družbeno pogojeno okolje

Družbeno pogojeno okolje sestavljajo: vodovarstvena območja in vodni viri, gozdarstvo, kmetijstvo, industrija, infrastruktura, poselitev, rekreacija in turizem. Prenosno omrežje ima pri vplivih na družbeno pogojeno okolje tako pozitivne (omogoča razvoj tega okolja) kot negativne vplive (včasih predstavlja omejitve v prostoru za določeno dejavnost). Vplivi so odvisni od konkretne lokacije. ELES pri načrtovanju upošteva usmeritve za doseg čim manjših vplivov na okolje. Pri tem ne smemo zanemariti pozitivnih učinkov elektroenergetskega prenosnega omrežja, ki s svojo sposobnostjo zanesljive in kvalitetne preskrbe z električno energijo ustvarjajo ugodne pogoje za izvajanje gospodarskih dejavnosti in visok standard prebivalstva.

4.5.3 Naloge ELES-a na področju varovanja okolja

Celovit pristop k varovanju okolja je zajet s postopki v okviru sistema ISO 14001, ki ga je podjetje uvedlo v letu 2004 in s tem nadgradilo sistem kakovosti ISO 9001.

ELES bo v bodoče sistematično izvajal naslednje naloge:

- Ocenjevanje vplivov na okolje (Environmental Impact Assessment-EIA)
- Revidiranje rezultatov EIA
- Komunikacija tveganja in programi komuniciranja z javnostjo
- Plan upravljanja z okoljem (Environmental Management Plan-EMP)
- usklajevanje interesov z drugimi nosilci urejanja prostora in zainteresirano javnostjo v postopkih graditve novih prenosnih objektov

5 KRITERIJI ZA NAČRTOVANJE PRENOSNEGA OMREŽJA

Pri načrtovanju prenosnega omrežja se uporabljajo različne vrste kriterijev, ki zagotavljajo optimalni razvoj prenosnega omrežja. Celovito upoštevanje:

- tehničnih,
- zanesljivostnih,
- ekonomskih in
- okoljevarstvenih

kriterijev je pogoj, da bo vključevanje novih elementov v prenosno omrežje sprejemljivo v najširšem smislu.

Pri analizi stanj v omrežju so bile upoštevane tudi naslednje tehnične omejitve, kot so:

- napetostne meje, frekvenčne meje,
- meje obremenljivosti daljnovodov in transformatorjev,
- temperaturne meje.

Za trajno dopustni tok vodnikov na daljnovodih je dovoljen termični tok, ki je meja, ko upoštevamo takšen daljnovod kot kritičen, če presega navedeno vrednost.

Dopustne spodnje meje napetosti so pri normalnem obratovanju -5 % in -10 % nazivne napetosti v havarijskih razmerah, zgornje dopustne meje pa so pri normalnem obratovanju +5 %, v havarijskih razmerah pa +10 % za nazivne napetosti 110 kV in 220 kV ter +5 % za nazivno napetost 400 kV.

Pri načrtovanju elektroenergetskih objektov običajno upoštevamo metode stroškov in koristi (cost-benefit). Pri stroških valoriziramo stroške kapitala in obratovanja (izgube, vzdrževanje) na eni strani ter na drugi strani koristi od boljše zanesljivosti sistema ter vse ostale pozitivne učinke novega objekta.

Pri analizi obratovalne sigurnosti upoštevamo kriterij n-1. Vrednotenje sigurnosti s tem kriterijem je odvisno od makroekonomskih parametrov posameznega sistema. "Bogati" sistemi upoštevajo kriterij N-2 ali celo več (npr. izpad zbiralnice), kar pomeni, da gradijo bolj redundanten sistem. Tak sistem seveda odjemalca veliko več stane.

S stališča načrtovanja pa zadostnost sistema merimo z verjetnostjo nepokritega bremena ali nedobavljene energije. Vrednost količine nedobavljene energije se dobi z upoštevanjem kompleksnih zanesljivostnih izračunov sistema. Pri tem je zelo pomembno ali so vhodni zanesljivostni parametri sistematično zbrani in obdelani (viri, vodi, elementi postaj).

Vrednotenje te količine pa se obračunava po ceni 1-5 €/kWh, odvisno od značilnosti odjemalcev v določenem okolju. V novem tržnem okolju ponekod obravnavajo stroške izpadov v korelaciji z vrednostmi izpogajanih v pogodbah o dobavi električne energije.

6 ANALIZE EES

Pri pripravi dopolnitve razvojnega načrta smo za desetletno obdobje opravili analize pretokov električne energije po posameznih letih. Upoštevana so stacionarna stanja EES v času nastopanja maksimalnih urnih povprečnih obremenitev vozlišč, kjer prevzemajo električno energijo distribucijska podjetja in veliki odjemalci, ki so priključeni na 110 kV omrežje.

Predmet raziskav je bilo odkrivanje mogočih preobremenitev v prenosnem omrežju brez in z upoštevanjem mogočega uvoza, izvoza ali tranzita električne energije, kot posledico odpiranja elektroenergetskega trga. Zmožnosti prenosnega omrežja za tranzit električne energije večjih moči je raziskana na osnovi pričakovanih smeri in količin v posebnih analizah. V teh analizah bodo prikazane preostale prenosne kapacitete interkonekcijskih daljnovodov, ki jih bo mogoče predvideti kot tranzitne.

Pokrivanje porabe električne energije za obravnavano obdobje je predvideno s proizvodnimi viri v R. Sloveniji v okviru njihove razpoložljivost in predvidenimi novimi proizvodnimi objekti in predvidenim povečanjem proizvodnih kapacitet v obstoječih objekti, ki so bili pridobljeni na osnovi ankete pri proizvajalcih električne energije. Eventualni primanjkljaji predstavljajo uvoz električne energije preko obstoječih povezovalnih daljnovodov iz sosednjih EES, kar je v bistvu primanjkljaj moči za pokrivanje potreb v Sloveniji.

Pri postavitvi modela EES je bilo potrebno izhajati iz določenih predpostavk, ki so zagotavljale delovanje računalniškega programa (konvergenca) in sprejemljivost modela v odnosu na realnost obratovalnih stanj. V model je bilo potrebno vgraditi pogoje ali omejitve, ki jih postavlja upravljavec prenosnega omrežja, vključno z zahtevami interkonekcije UCTE in ETSO. Ker so analize prenosnega omrežja dolgoročne nismo vključili stanj, ki so posledica trenutnih razmer. Načeloma so interkonekcijski vodi odprti in dopuščajo pretoke električne energije, kot jih zahteva prenosno omrežje na osnovi proizvodnje in porabe električne energije v Sloveniji. Na daljnovodih, ki pa zahtevajo omejitve pretokov pa so pretoki omejeni po količini in smeri.

Za razvojne raziskave normalnih stanj je za vsako obravnavano leto pripravljen model omrežja s pripadajočim odjemom moči za neko povprečno stanje v konici sistema. Pokrivanje porabe pa je zagotovljeno z ustreznim angažiranjem proizvodnih objektov v R. Sloveniji. Morebitni viški ali primanjkljaji moči pa predstavljajo izvoz v ali uvoz iz sosednjih sistemov.

Obremenitve prevzemnih vozlišč se povečujejo povprečno za 2 % na leto, kar je trenutno najbolj sprejemljiv letni porast, na osnovi podatkov, ki so na razpolago. Poudariti je potrebno, da še niso pripravljene določeni sistemski dokumenti, ki so opredeljeni kot vir vhodnih podatkov za raziskave prenosnega omrežja. Zato so pri pripravljanju vhodnih podatkov uporabljene predpostavke, ki sicer niso verificirane, so pa zelo blizu pričakovanim. Kljub dogovoru še niso bili posredovani podatki distribucijskih podjetij o razvoju 110/x kV prevzemnih vozlišč in predvidenem povečevanju moči v prevzemnih vozliščih za opazovano obdobje in orientacijsko še za naslednjih pet.

6.1 ANALIZE PRETOKOV MOČI IN NAPETOSTNIH RAZMER EES

Normalna obratovalna stanja v omrežju ob maksimalnih in minimalnih obremenitvah in pričakovani izpadi prenosnih objektov in elementov, kriterij n-1.

Izdelana je bila analiza pretokov moči za štiri osnovna stanja: stanje ob maksimalnih obremenitvah (11. december 2003 in 25. november 2004) ter stanje ob nizkih obremenitvah (1. maj 2003 in 26. december 2004).

Za vsako od navedenih stanj so bile narejene n-1 sigurnostne analize, simulirani so bili izpadi naslednjih daljnovodov: izpad DV 220 kV Beričevo – Podlog, izpad DV 400 kV Beričevo – Podlog, izpad DV 400 kV Divača – Redipuglia in izpad DV 220 kV Divača – Padriče. Omenjeni daljnovodi so ključnega pomena v slovenskem elektroenergetskem omrežju in predstavljajo ozka grla pri prenosu električne energije preko slovenskega elektroenergetskega omrežja.

1. Osnovno stanje – največji konzum – 25. november 2004 ob 19h

Konzum: 2006 MW

Proizvodnja: 2230 MW

V osnovnem stanju so bile v obratovanju vse proizvodne enote, vsi elementi omrežja so v obratovanju, dosežena je bila konica konzuma za leto 2004, notranji daljnovodi pa so bili obremenjeni do največ 74% (DV 220 kV Podlog – Beričevo). Med interkonekcijskimi daljnovodi so bili najbolj obremenjeni DV 220 kV Obersielach – Podlog (74%), 220 kV Divača – Pehlin (67%) in DV 220 kV Divača – Padriče (82%).

Zaradi rekonekcije (10. oktobra 2004) opazimo povečan krožni tok skozi slovensko omrežje, ki se kaže v večjih pretokih na mejah proti Italiji in Hrvaški. Pretok moči na meji Slovenija – Italija je 1275 MW v smeri iz Slovenije proti Italiji in na meji Slovenija – Hrvaška 803 MW v smeri iz Hrvaške proti Sloveniji. Napetostne razmere ustrezajo pogojem, ki so predpisani z veljavno zakonodajo v Sistemskih obratovalnih navodilih.

Izpad DV 220 kV Podlog – Beričevo ne povzroči preobremenitev na preostalih elementih v omrežju. Poveča se le obremenjenost DV 400 kV Podlog – Beričevo in sicer iz 56% na 78%, zmanjša pa se obremenjenost DV 220 kV Beričevo – Kleče iz 68% na 53%. Prav tako ni bistvenih sprememb na pretokih preko transformatorjev v RTP Beričevo oziroma v RTP Podlog.

Izpad DV 400 kV Beričevo – Podlog povzroči preobremenjenost DV 220 kV Beričevo – Podlog (156% oziroma 74% v osnovnem stanju).

Izpad DV 400 kV Divača – Redipuglia povzroči preobremenjenost DV 220 kV Divača – Padriče (280% oziroma 82% v osnovnem stanju) in posledično preobremenitve na DV Kleče – Beričevo (121% iz 68% v osnovnem stanju) in DV Kleče – Divača (101% iz 39% v osnovnem stanju), medtem ko izpad DV 220 kV Divača – Padriče ne povzroči večjih preobremenitev na elementih v slovenskem elektroenergetskem omrežju.

2. Osnovno stanje – najmanjši konzum – 26. december 2004, ob 1h

Konzum: 751 MW

Proizvodnja: 628 MW

V osnovnem stanju so vsi daljnovodi na 400 in 220 kV nivoju v obratovanju, pretoki na meji z Italijo so precej visoki (950 MW v smeri iz Slovenije proti Italiji). Napetostne razmere ustrezajo pogojem, ki so predpisani z veljavno zakonodajo v Sistemskih obratovalnih navodilih.

Ob izpadu DV 220 kV Beričevo – Podlog ne pride do preobremenitev na preostalih daljnovodih. Obremenitev DV 400 kV Beričevo – Podlog se poveča iz 25% na 31%, medtem ko se obremenjenost DV 220 kV Beričevo – Kleče zmanjša iz 23% na 17%.

Pri izpadu DV 400 kV Beričevo – Podlog se poveča obremenjenost DV 220 kV Beričevo – Podlog na 63% (iz 35% v osnovnem stanju), medtem ko na ostalih elementih v omrežju ni večjih sprememb.

Izpad DV 400 kV Divača – Redipuglia povzroči preobremenjenost DV 220 kV Divača – Padriče (171% oziroma 38% v osnovnem stanju), medtem ko izpad DV 220 kV Divača –

Padriče ne povzroči večjih preobremenitev na elementih v slovenskem elektroenergetskem omrežju.

3. Osnovno stanje – največji konzum – 11. december 2003, ob 18h

Konzum: 1923 MW

Proizvodnja: 1941 MW

V osnovnem stanju so bile v obratovanju vse proizvodne enote, vsi elementi omrežja so v obratovanju, dosežena je bila konica konzuma za leto 2003, notranji daljnovodi pa so bili obremenjeni do največ 47% (DV 220 kV Podlog – Beričevo). Med interkonekcijskimi daljnovodi pa je bil najbolj obremenjen DV 220 kV Obersielach – Podlog (51%), DV 220 kV Divača – Padriče 41% in DV 220 kV Divača – Pehlin 46%. Pretok energije na meji Slovenija – Italija je 538 MW v smeri iz Slovenije proti Italiji. Napetostne razmere ustrezajo pogojem, ki so predpisani z veljavno zakonodajo v Sistemskih obratovalnih navodilih.

Izpad DV 220 kV Podlog – Beričevo ne povzroči preobremenitev v sistemu, obremenjenost DV 400 kV Beričevo – Podlog se poveča iz 43% na 52%, medtem ko se obremenitev DV 220 kV Kleče – Beričevo zmanjša iz 45% na 37%.

Izpad DV 400 kV Beričevo – Podlog povzroči preobremenitve na DV 220 kV Beričevo – Podlog (104% iz 47% v osnovnem stanju).

Izpad DV 400 kV Divača – Redipuglia povzroči preobremenitve na DV 220 kV Divača – Padriče (125%), hkrati pa dvigne pretoke na DV 220 kV Kleče – Beričevo (88%) in na DV 220 kV Divača – Pehlin (88%). Izpad DV 220 kV Divača – Padriče ne povzroči preobremenitev v sistemu.

4. Osnovno stanje – najmanjši konzum – 1. maj 2003, ob 7h

Konzum: 803 MW

Proizvodnja: 876 MW

Vsi elementi v omrežju so v obratovanju. Pretoki na meji z Italijo so 565 MW v smeri iz Slovenije v Italijo. Napetostne razmere ustrezajo pogojem, ki so predpisani z veljavno zakonodajo v Sistemskih obratovalnih navodilih.

Izpad DV 220 kV Beričevo – Podlog ne povzroči preobremenitev v sistemu, prav tako ne izpad DV 400 kV Beričevo – Podlog. V zadnjem primeru se poveča pretok na DV 220 kV Beričevo – Podlog (67% iz 30% v osnovnem stanju).

Izpad DV 400 kV Divača – Redipuglia povzroči preobremenitev DV 220 kV Divača – Padriče (112% iz 34% v osnovnem stanju), medtem ko izpad DV 220 kV Divača – Padriče ne povzroči bistvenih sprememb v omrežju.

6.2 STANJE V OMREŽJU OB MAKSIMALNIH IN MINIMALNIH OBREMENITVAH OD 2005 DO 2014

Ocenjena so bila vsa možna stanja ob maksimalnih in minimalnih obremenitvah omrežja po razvojnih kriterijih za vsako leto posebej. Obdelana so v separatih za posamezna stanja in se nahajajo v Službi za razvoj.

6.3 RAZMERE V OMREŽJU OB OBSTOJEČIH IN NAČRTOVANIH TRANZITIH

Analiza stanja z dne 17. november 2004, ob 19h

Konzum: 1947 MW

Proizvodnja: 1992 MW

Pretok na SLO/IT meji: 1568 MW

Osnovno stanje zaznamuje dosežena letna konica pretoka na SLO/IT meji, ki znaša 1568 MW. Notranji daljnovodi so bili obremenjeni do največ 71% (DV 220 kV Podlog – Beričevo). Med interkonekcijskimi daljnovodi pa sta bila najbolj obremenjena DV 220 kV Divača – Padriče 84% in DV 400 kV Divača – Meline 81%. Pretok moči na meji Slovenija – Italija je 1568 MW v smeri iz Slovenije proti Italiji. Napetostne razmere ustrezajo pogojem, ki so predpisani z veljavno zakonodajo v Sistemskih obratovalnih navodilih.

Izpad DV 220 kV Beričevo – Podlog ne povzroči preobremenitev v sistemu (povečanje pretoka na DV 400 kV Podlog – Beričevo z 70% na 85%). Izpad DV 400 kV Beričevo – Podlog povzroči preobremenitve na DV 220 kV Beričevo – Podlog (163%) in DV 400 kV Divača – Meline (106%).

Izpad DV 400 kV Divača – Redipuglia povzroči preobremenitev DV 220 kV Divača – Padriče (266%), DV 220 kV Divača – Pehlin (153%), DV 220 kV Beričevo – Kleče (170%). Izpad DV 220 kV Divača – Padriče še ne povzroči preobremenitev v omrežju, se pa obremenitvi DV 400 kV Divača – Redipuglia (92%) in DV 400 kV Divača – Meline (93%) zelo približata nivoju delovanja termične zaščite.

6.4 RAZMERE V OMREŽJU OB OBSTOJEČIH IN NAČRTOVANIH TRANZITIH OD 2005 DO 2014

Analizirane so bile napetostne razmere v slovenskem prenosnem sistemu ob upoštevanju minimuma, maksimuma in normalnih obratovalnih stanj slovenskega prenosnega sistema za načrtovane objekte proizvodnje, prenosa in distribucije, ki so navedeni v tem načrt v poglavju 2, 3 in 4, ter ob upoštevanju različnih havarijskih stanj do leta 2014. Računalniške simulacije so izvedene za različne hipotetične tranzite:

- iz Avstrije preko Slovenije za Italijo,
- iz Madžarske preko Hrvaške in Slovenije za Italijo,
- iz Madžarske ob vključitvi novega daljnovoda Cirkovce-Hevitz za Italijo,
- iz Srbije preko Hrvaške in Slovenije za Italijo z vključitvijo daljnovoda Beričevo-Krško.

Vse računalniške simulacije so bile izvedene s pomočjo programa NEPLAN 5. Ta program omogoča tudi izračun potrebne moči kompenzacije, da ostane napetost na zbiralki, kjer je kompenzacija priključena, ali pa na katerikoli drugi zbiralki, v določenih mejah. Pri tem je lahko kompenzacija kapacitivnega ali induktivnega značaja in ali je potrebno napetost na določeni zbiralki zvišati ali nižati.

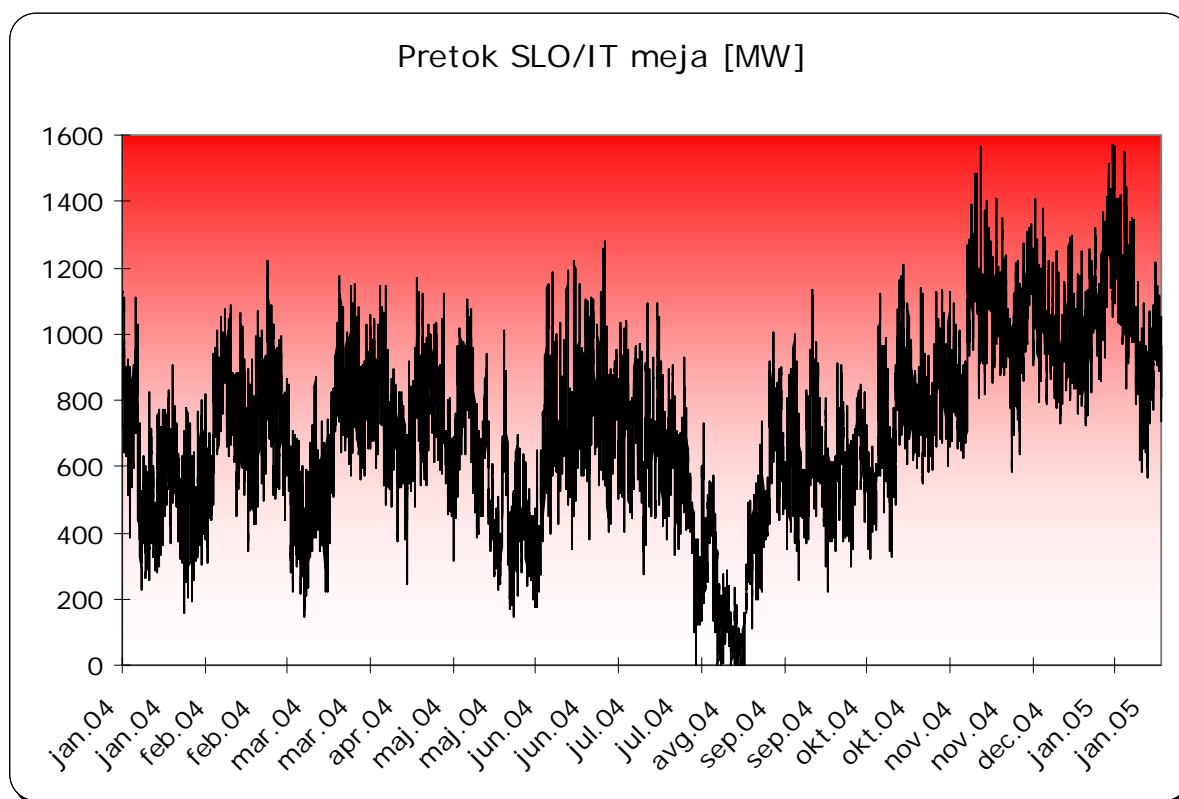
To pomeni, da smo želeli simulirati tranzit delovne moči iz vzhoda proti zahodu preko Slovenije. Obravnavali smo tudi stanja v slovenskem prenosnem sistemu ob izrednih tranzitih in napetostne razmere v teh pogojih. Pri izračunih smo upoštevali nove objekte, ki bodo predvideno vključeni do leta 2014.

V normalnem obratovalnem stanju brez izpadov pričakujemo spremembo napetostnega profila slovenskega prenosnega sistema z naraščanjem tranzita delovne moči iz vzhoda proti zahodu. Izračuni so bili narejeni za konično stanje 2005-2014 z začetno obremenitvijo 2 GW in porastom 2 % letno v Sloveniji in državah v razvoju, medtem ko je v razvitih državah predviden porast 0,8 % letno, za različne hipotetične tranzite delovne moči iz vzhoda proti zahodu preko Slovenije.

6.5 ANALIZA OMREŽJA GLEDE JALOVE MOČI

V normalnih obratovalnih stanjih napetostne razmere ustrezajo pogojem, ki so predpisani z veljavno zakonodajo v Sistemskih obratovalnih navodilih.

Iz analiziranih stanj lahko zaključimo, da sigurnost obratovanja našega elektroenergetskega sistema določa predvsem tranzit električne energije preko Slovenije v Italijo. Ta povzročča v omrežju ozka grla, kjer lahko izpad določenega daljnovoda povzroči preobremenitve daljnovodov oziroma neustrezne napetostne razmere. Kritični točki v omrežju sta izpada DV 400 kV Beričevo – Podlog in DV 400 kV Divača – Redipuglia. Ob izpadu prvega pride do preobremenitev DV 220 kV Beričevo – Podlog, ob izpadu drugega pa do preobremenitev na DV 200 kV Divača – Padriče. Ob velikih pretokih v smeri iz Slovenije proti Italiji pa prihaja do preobremenitev tudi na DV 220 kV Kleče – Beričevo in DV 220 kV Divača – Pehlin.



Slika 6.1: Pretok moči na meji Slovenija-Italija v letih 2004 in 2005

Po uspešni resinhronizaciji 10. oktobra 2004 so se pretoki na meji Slovenija – Italija, kot prikazuje zgornja slika, močno povečali, zato v ELES-u raziskujemo možnosti za reguliranje teh pretokov.

6.6 ANALIZA OMREŽJA GLEDE JALOVE MOČI ZA LETA 2005 DO 2014

Pokazalo se je, da v slovenskem prenosnem sistemu v normalnih razmerah in ob normalnih tranzitih delovne moči do 1200 MW, ko je del slovenskega prenosnega omrežja

obremenjen do 80 % termične meje, ni nevarnosti, da bi prišlo do napetostnih zlomov zaradi pomanjkanja jalove moči. Vsekakor pa bi morebitna prisotnost statičnih var kompenzatorjev (SVC) v slovenskem prenosnem sistemu še povečala oddaljenost od napetostnih zlomov in s tem povečala tudi zanesljivost slovenskega EES. Pri izredno velikih kratkotrajnih tranzitih nad 1300 do 2000 MW preko Slovenije pa se močno poveča potreba po jalovi moči in napetostni zlom ni izključen. V času letnega minimuma se je pokazala potreba po kompenzaciji viška jalove moči, zato bi morali vgraditi statične (SVC), da bi porabljali višek jalove moči. Za določitev velikosti SVC naprav je potrebno upoštevati tranzite delovne moči preko Slovenije, ki jih bomo dejansko prenašali (dolgoročne pogodbe). Pri tranzitih je potrebno upoštevati tudi dodatne izgube v slovenskem prenosnem sistemu zaradi tranzita in povečanje izgub v generatorjih zaradi večje proizvodnje jalove moči.

6.7 PRIČAKOVANI IZPADI PRENOSNIH OBJEKTOV IN ELEMENTOV, KRITERIJ (n-1) ZA OBDOBJE 2005 DO 2014

Preizkušali smo zmožnost obvladovanja izpadov elementov prenosnega omrežja, tj. daljnovodov in transformatorjev. Zaradi obsežnosti raziskav smo se osredotočili na tiste elemente, ki so za omrežje najpomembnejši in ugotavljali morebitne preobremenitve omrežja ob njihovem izpadu.

6.8 STANJE KAKOVOSTI NAPETOSTI V PRENOSNEM OMREŽJU V LETU 2003 IN 2004

6.8.1 Analiza razmer v prenosnem omrežju zaradi nelinearnih bremen

V skladu z energetskega zakonom in sistemskimi obratovalnimi navodili je naloga ELES-a kot systemskega operaterja prenosnega omrežja (SOPO) uporabniku zagotavljati kakovost napetosti na prevzemno-predajnem mestu v skladu z zahtevami o kakovosti električne energije. Kakovost napetosti mora ustrezati zahtevam uredbe o splošnih pogojih za dobavo in odjem električne energije. V ta namen mora SOPO v svojem desetletnem planu »Načrt razvoja prenosnega omrežja v Republiki Sloveniji od leta 2005 do leta 2014« podati tudi stanje kakovosti napetosti v prenosnem omrežju.

Meritve kakovosti napetosti so bile izvedene konec leta 2003 na tistih delih omrežja Gorenjske, Dolenjske ter Ljubljane in njene okolice, kjer so se v preteklosti že pojavila

nihanja napetosti, ki jih povzročajo predvsem nelinearni porabniki električne energije direktno priključeni na prenosno omrežje. Vse meritve so se izvajale z merilniki LEM MEMOBOX 800, ki omogočajo spremljanje vseh parametrov napetosti, ki so v skladu s standardom SIST EN 50160. V preglednici 6.1 so prikazane vrednosti dolgotrajnih flikerjev Pl.

Preglednica 6.1: Rezultati meritev – dolgotrajni flikerji Pl

Merilna točka	P ₁	Merilna točka	P ₁	Merilna točka	P ₁
RTP 110/20 kV Zlato polje-20 kV zbiralke	1,35	RTP 110/20 kV Jeklarna – polje 110 kV, pečni transformator	6,56	RTP 110/20 kV Vuzenica – 110 kV zbiralke	0,53
RTP 110/20 kV Škofja loka-20 kV zbiralke	1,18	HE Dravograd DV 110 kV Žel. Ravne	1,85	RTP 400/110 kV Beričevo 220 kV zbiralke	0,55
RTP 110/20 kV Jesenice-20 kV zbiralke	1,41	RTP 110/20 kV Ravne-20 kV zbiralke	1,80	RTP 220/110 kV Kleče 220 kV zbiralke	0,65
HE Moste DV 110 kV Jeklarna 1	1,45	RTP 110/20 kV Ravne-20 kV zbiralke	1,34	RTP 400/110 kV Beričevo 110 kV zbiralke	0,71
RTP 220/110 kV Kleče DV 110 kV Okroglo 1	0,96	RTP 110/20 kV Vuzenica – 110 kV zbiralke	1,55	RTP 110/10 kV Center – 110 kV zbiralke	1,17
RTP 400/110 kV Beričevo DV 400 kV Okroglo	0,72	RTP 110/20 kV Slovenj Gradec – 110 kV zbiralke	1,28	RP 110 kV Hudo – 110 kV zbiralke	0,47
RTP 400/110 kV Okroglo TR polje 110 kV	1,52	RTP 110/20 kV Velenje – 110 kV zbiralke	0,70	TE Trbovlje 110 kV zbiralke	0,58

Meritve so pokazale, da po SIST EN 50160 v slovenskem prenosnem omrežju presegajo dovoljene vrednosti le dolgotrajni flikerji, te motnje dejansko injicirajo elektroobločne peči na Ravnah in Jesenicah. Vrednost vseh ostalih parametrov kakovosti napetosti so bile pod dovoljenimi nivoji.

ELES je v letih 2003/2004 za potrebe izboljšanja napetostnih razmer v EES Slovenije dal izdelati naslednji študiji:

Spremljanje kakovosti električne energije v prenosnem omrežju

V študiji je prenosno omrežje ponazorjeno z modelom, na katerem so izvedene potrebne simulacije v smislu širjenja flikerja po omrežju ter 5-ega in 7-ega harmonika. Navedene motnje naj bi povzročale prav elektrooblačni peči na Jesenicah in Ravnah na Koroškem.

Analiza vpliva obratovanja Železarne Ravne in Steel Štore na kakovost napetosti v prenosnem omrežju

Namen študije je ugotovitev trenutnega stanja kakovosti el. energije v prenosnem omrežju na področju Elektro Celja. Maja 2004 so bile izvedene tedenske meritve napetosti na področju prenosnega omrežja v skladu s standardom SIST EN 50160. Meritve so pokazale vpliv Železarne Ravne in Steel Štore na motnje. Na podlagi vseh parametrov in zbranih meritev v prenosnem omrežju je bil izdelan razširjen model omrežja, ki je vseboval poleg osnovnih elementov sistema tudi dušilke in kompenzatorje. Na modelu so bile izvedene simulacije in vrednotenje ukrepov kompenzacije flikerja.

Iz že obstoječih merilnih podatkov je mogoče sklepati:

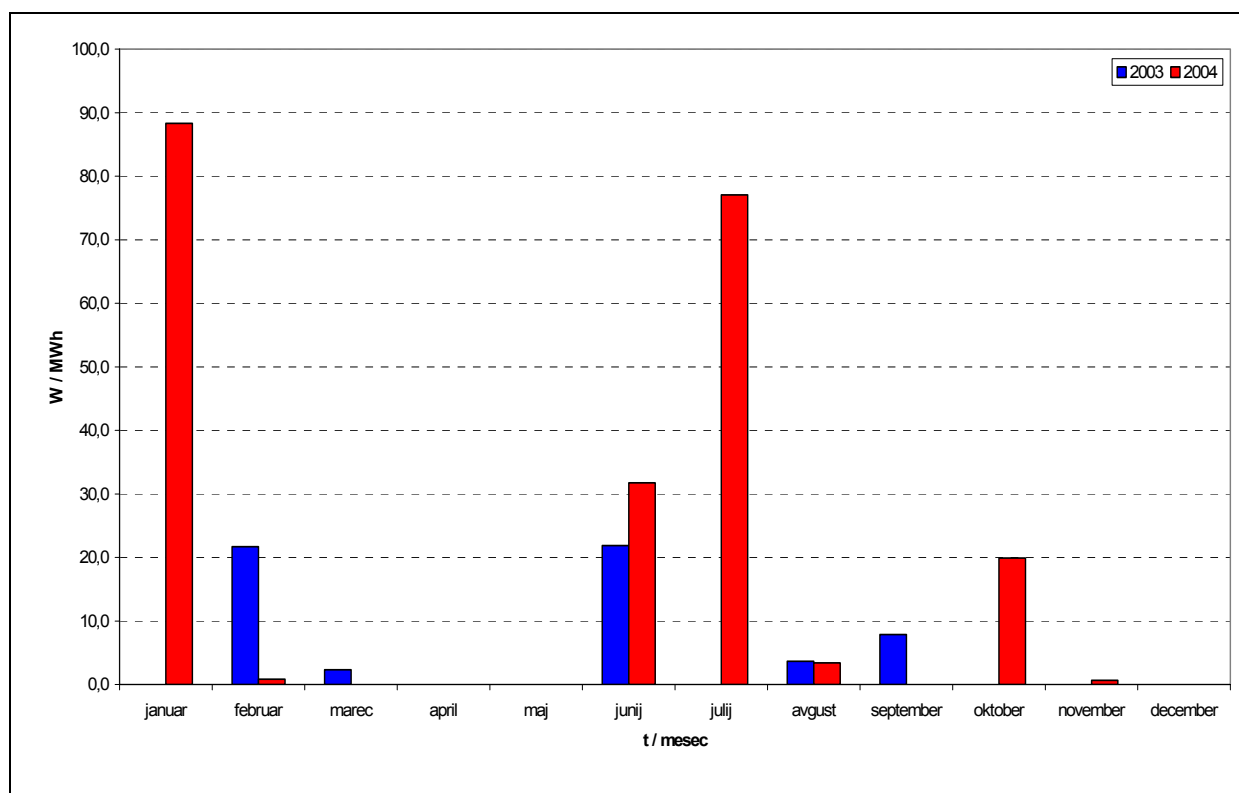
- da z razvojem (širitvijo) prenosnega omrežja nivo flikerja znižamo za cca 15 % (iz 2,88 na 2,15), vendar je taka rešitev nepopolna, saj je vrednost flikerja vedno mnogo nad dovoljeno vrednostjo 1;
- da je optimalna rešitev nakazana z vgradnjo aktivne kompenzacije v Železarni Ravne, s katero se nivo flikerja na 110 kV nivoju v Železarni Ravne zniža pod dovoljeno vrednost na 0,8;
- da je optimalna rešitev v Steel Štore vgradnja serijske dušilke.

6.8.2 Nprekinjenost napajanja

V letih 2003 in 2004 je prišlo do izpadov in s tem do nedobavljene energije predvsem zaradi vremenskih razmer, nepravilnega delovanja zaščit ter nesreč in poškodb posameznih delov EEN v EES. Količino nedobavljene energije v letu 2003 in letu 2004 nam po posameznih mesecih prikazujeta preglednica 6.2 in slika 6.2.

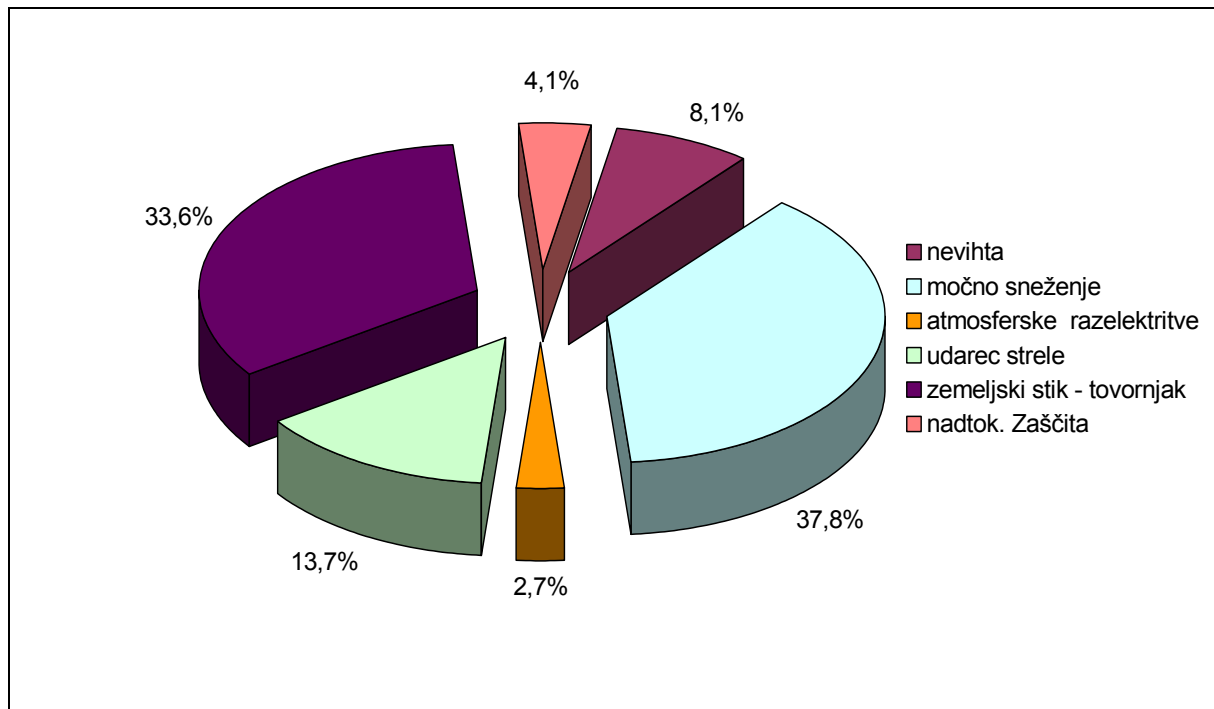
Preglednica 6.2: Nedobavljena energija v letu 2003 in letu 2004 v MWh po posameznih mesecih

	Nedobavljena energija v letu 2003 [MWh]	Čas trajanja nedobavljene energije v letu 2003 [min]	Nedobavljena energija v letu 2004 [MWh]	Čas trajanja nedobavljene energije v letu 2004 [min]
januar	0,0	0	88,3	524
februar	21,7	182	0,9	3
marec	2,3	14	0,0	0
april	0,0	0	0,0	0
maj	0,0	0	0,0	0
junij	21,9	52	31,6	86
julij	0,0	0	77,6	81
avgust	3,7	12	3,4	17
september	7,9	45	0,0	0
oktober	0,0	0	19,9	59
november	0,0	0	0,7	8
december	0,0	0	0,0	0
skupaj	57,5	305	221,9	778



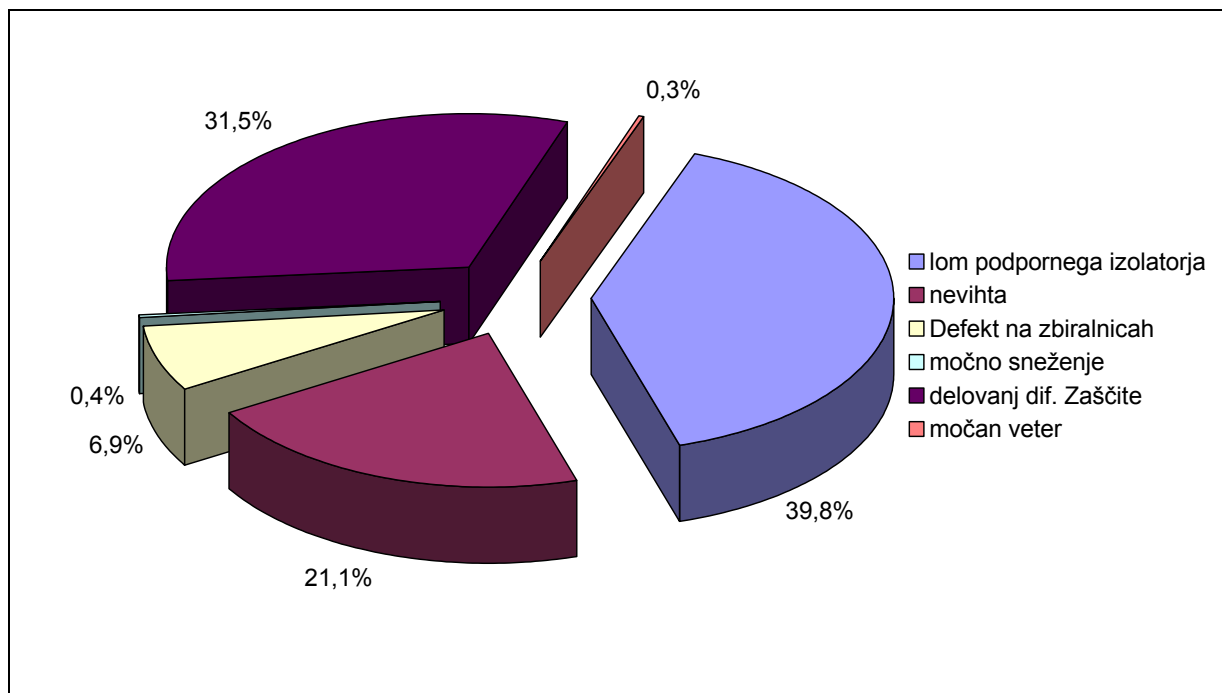
Slika 6.2: Nedobavljena energija v MWh po posameznih mesecih za leto 2003 ter leto 2004

Delež nedobavljene energije v odstotkih glede na vrsto dogodka nam prikazujeta za leto 2003 slika 6.3 in slika 6.4 za leto 2004.



Slika 6.3: Deleži nedobavljene energije ločeno po posameznih dogodkih za leto 2003

Iz slike 6.3 je razvidno, da so bili vzroki nedobavljene energije v letu 2003 v 37,8 % močnega sneženja, v 33,6 % posledica človeški faktor, v 13,7 % zaradi udarca strele v 8,1 % zaradi nevihte ter v 4,1 % zaradi nepravilnega delovanja nadtokovne zaščite.



Slika 6.4: Deleži nedobavljene energije ločeno po posameznih dogodkih za leto 2004

Iz slike 6.4 je razvidno, da je bilo nedobavljene energije v prvi polovici leta 2004 v 39,8 % posledica loma podpornega izolatorja, v 6,9 % posledica defekta na zbiralnicah ter v 22,1 % posledica nevihte ter v 31,5 % delovanja diferencialne zaščite.

6.8.3 Monitoring

V skladu z Uredbo o splošnih pogojih za dobavo in odjem električne energije mora SOPO vzpostaviti monitoring kakovosti napetosti na prenosnem omrežju. V ta namen je SOPO dal izdelati študijo »Analiza kakovosti napetosti v prenosnem omrežju in smernice za postavitev stalnega monitoringa«, ki upošteva in predstavi naslednje:

- predstavi trenutno stanje kakovosti napetosti,
- upošteva razvoj prenosnega omrežja ter
- predstavi kakovost napetosti za bodoče stanje omrežja.

Študija bo zajela značilne merilne točke (predajna in obračunska mesta, mesta transformacije med napetostnimi nivoji, stične točke med proizvajalci in večjimi porabniki ter druga mesta), iz katerih bo mogoče sklepati o kakovosti napetosti v celotnem prenosnem omrežju.

SOPO pa je poleg tega že vzpostavil testni sistem meritev za kakovost el. energije v prenosnem omrežju (InfoNode). Sistem je nameščen na osmih lokacijah. Stanje kakovosti pa je možno v vsakem trenutku (on-line) spremljati preko omrežja.

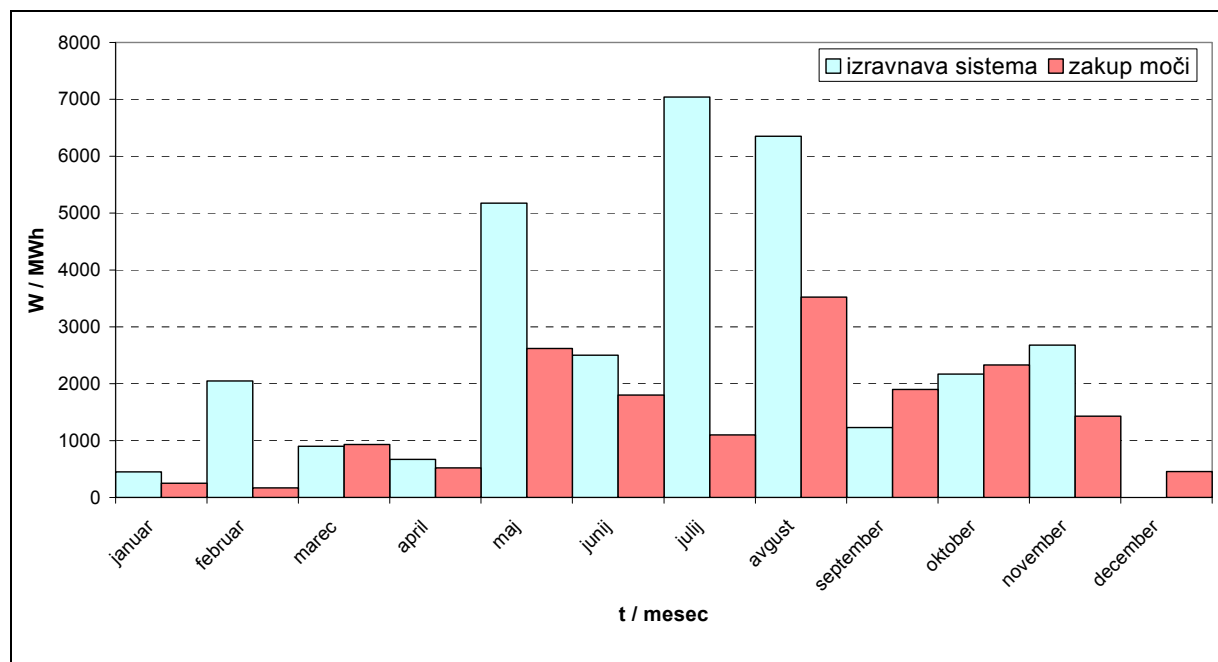
6.9 ANALIZA POTREBNIH INTERVENCIJ SISTEMSKEGA OPERATERJA ZA ZAGOTAVLJANJE STABILNEGA OBRATOVANJA V LETU 2003 IN LETU 2004

Sistemskega operater mora za zagotavljanje stabilnega obratovanja sproti izravnati odstopanja, ki nastanejo pri odstopanju predane moči generatorja ali prevzete moči odjemalca od pogodbenega voznega reda preko določene meje, ki jo zagotavljajo sistemske storitve tako, da ne pride do odstopanj od voznih redov izmenjav s sosednjimi regulacijskimi območji. V primeru večjih odstopanj mora sistemski operater posredovati ali z zakupom določene moči (sistemske storitve) ali z izravnavo (system balancing) pokriti odstopanja, tako da se zopet

vzpostavi ravnotežje med proizvodnjo in odjemom ter ponovno vzpostavi potrebna rezerva delovne moči v regulacijskem območju.

Leto 2003

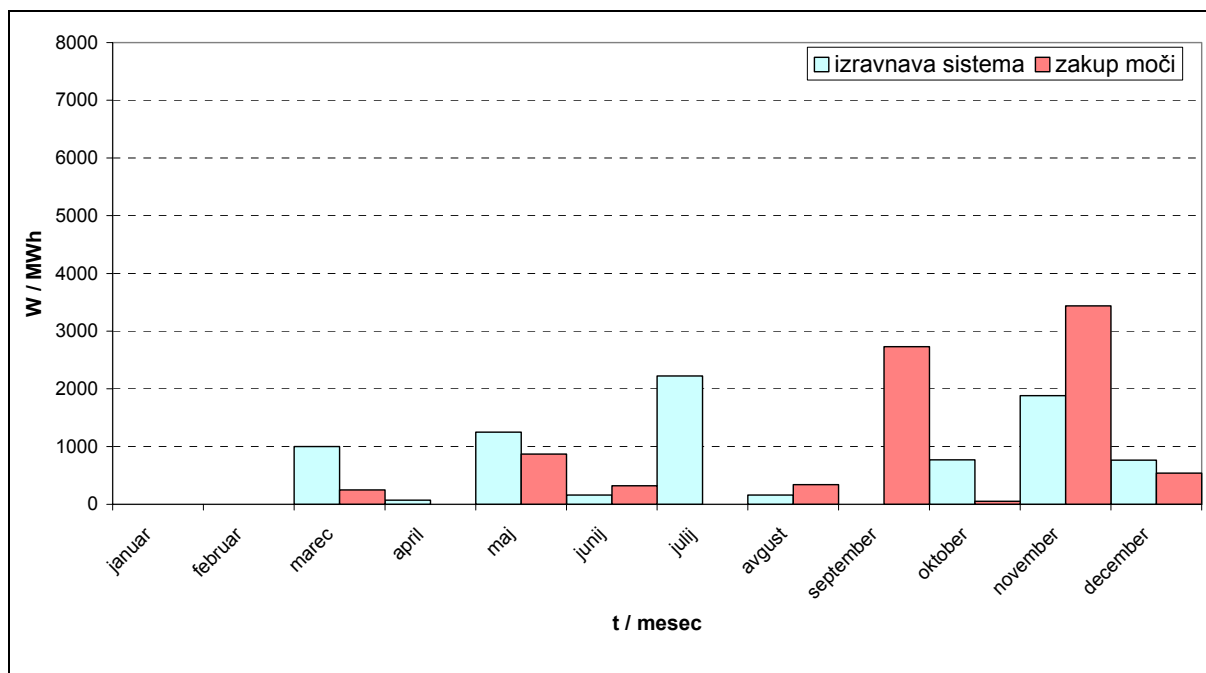
V letu 2003 je sistemski operater posredoval v 130 primerih v skupni velikosti 48.248 GWh. Na sliki 6.5 imamo prikazano posredovanje sistema pri nakupu energije, ko gre za izravnavo sistema ali za zakup moči, ločeno po posameznih mesecih.



Slika 6.5: Izravnavo sistema in zakup energije po posameznih mesecih za leto 2003

Leto 2004

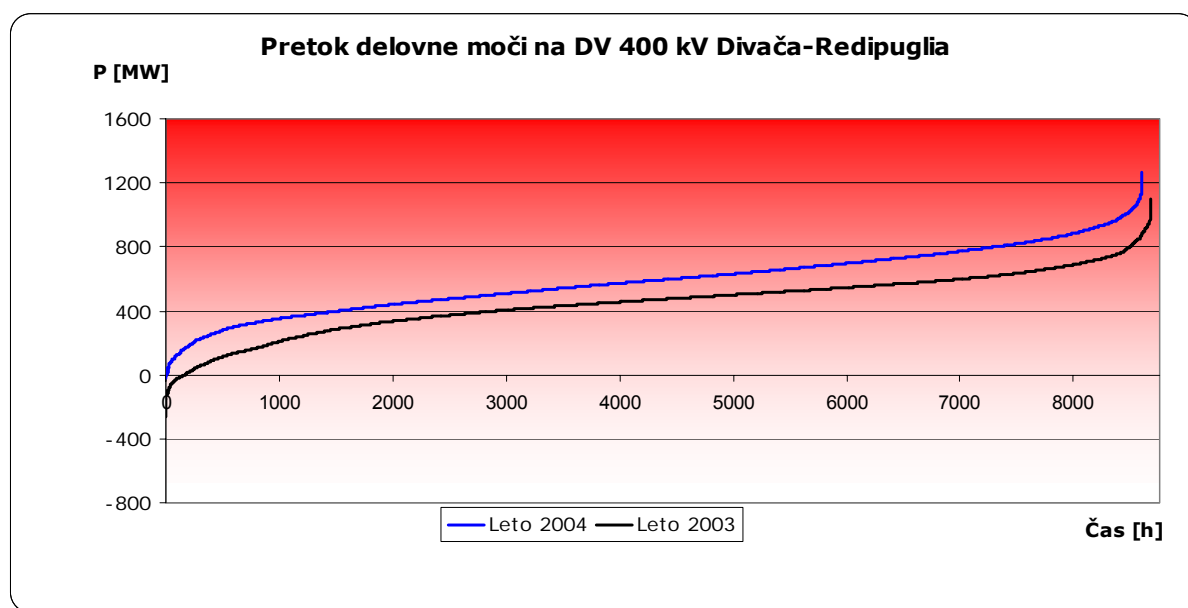
V letu 2004 je sistemski operater posredoval v 52 primerih v skupni velikosti 16.819 GWh. Na sliki 6.6 imamo prikazano posredovanje sistema pri nakupu energije, ko gre za izravnavo sistema ali za zakup moči, ločeno po posameznih mesecih.



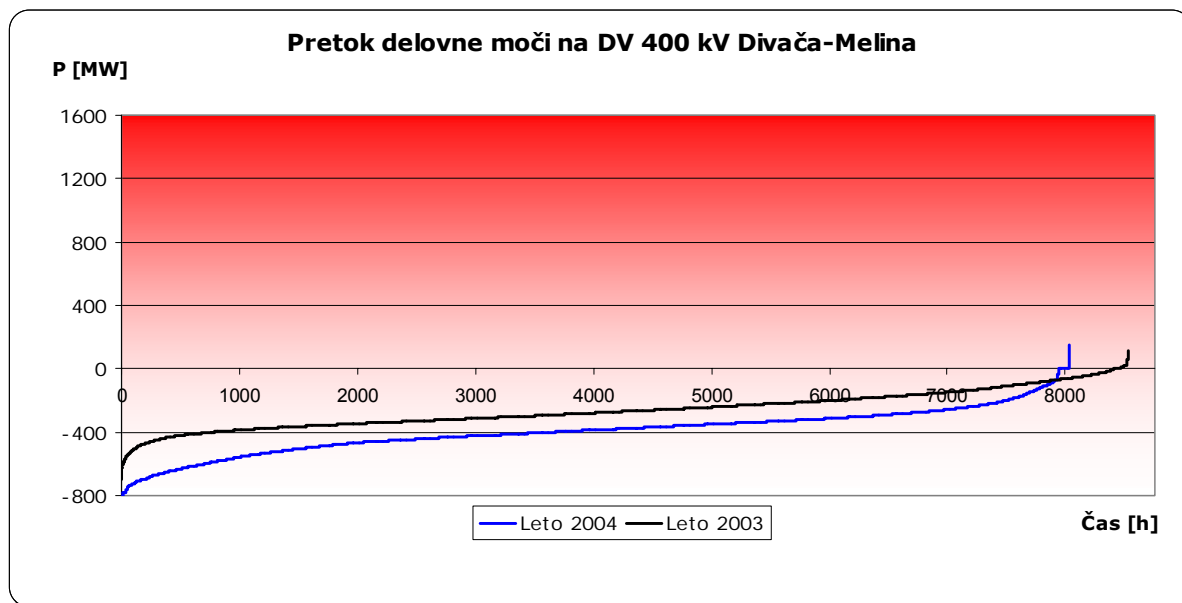
Slika 6.6: Izravnava sistema in zakup energije po posameznih mesecih za leto 2004

6.10 ZASEDENOST PRENOSNEGA OMREŽJA SLOVENIJE

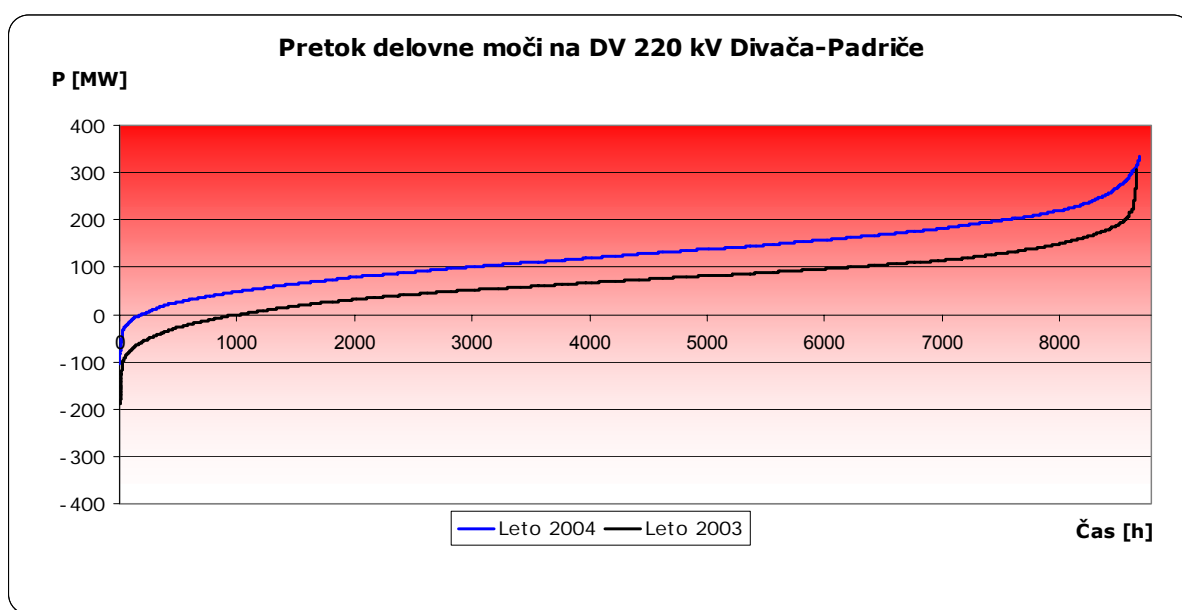
Analizirana je bila tudi zasedenost prenosnega omrežja oz. pretoki moči na posameznih DV prenosnega omrežja. V nadaljevanju so prikazani urejeni diagrami pretokov delovnih moči nekaterih interkonekcijskih daljnovodov za obdobje od 1. jan. 2003 do 31. dec. 2004.



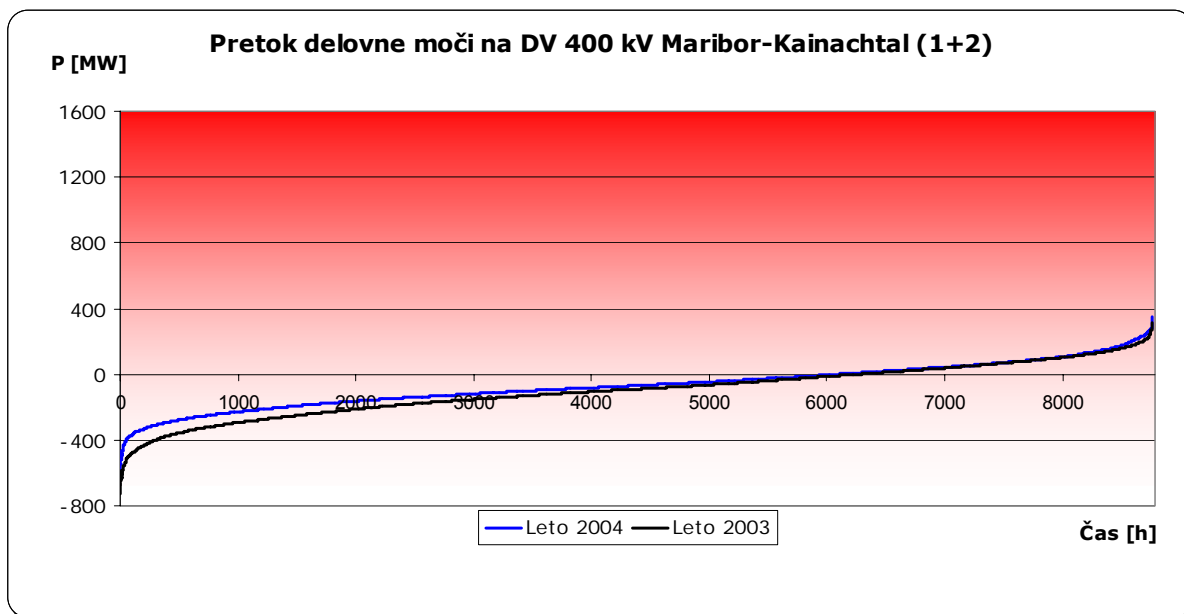
Slika 6.7: Pretok delovne moči na DV 400 kV Divača-Redipuglia



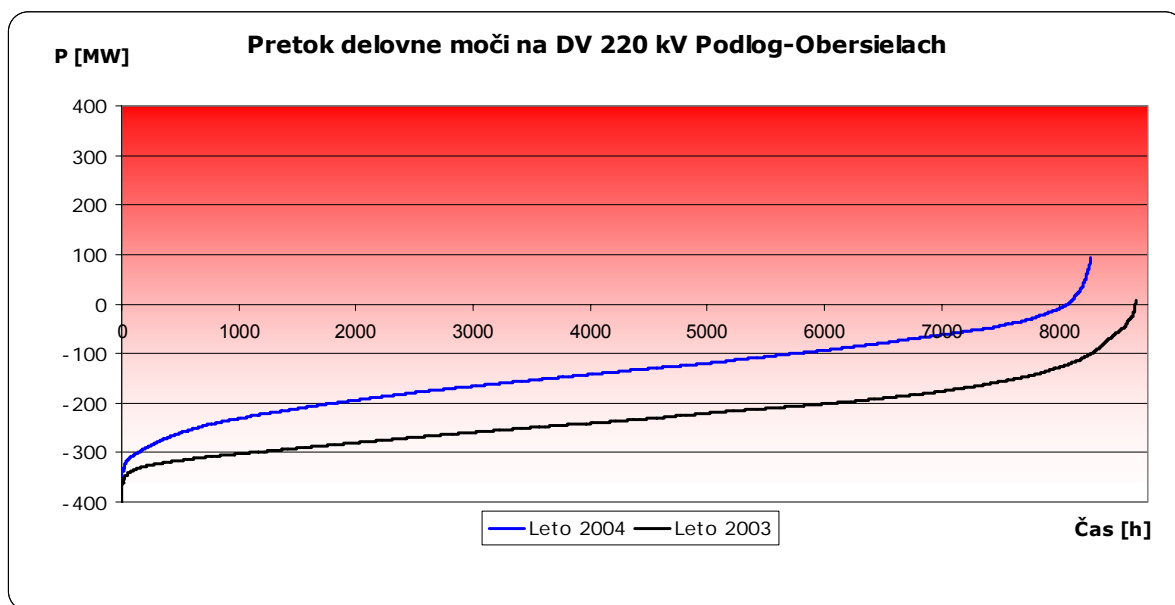
Slika 6.8: Pretok delovne moči na DV 400 kV Divača-Melina



Slika 6.9: Pretok delovne moči na DV 220 kV Divača-Padriče



Slika 6.10: Pretok delovne moči na DV 400 kV Maribor-Kainachtal



Slika 6.11: Pretok delovne moči na DV 220 kV Divača-Podlog

Iz urejenih diagramov pretokov delovnih moči je razvidno, da so se obremenitve interkonekcijskih daljnovodov v letu 2004 povečale v primerjavi z letom 2003. Pretoki so se na mejnih daljnovodih Slovenija – Italija ter Slovenija – Hrvaška povečali, na meji Slovenija – Avstrija pa so se pretoki zmanjšali, kot prikazuje tudi preglednica 6.3, ki vsebuje povprečne letne vrednosti navideznih moči na mejnih daljnovodih.

Preglednica 6.3: Povprečne letne vrednosti navideznih moči:

Daljnovid	Leto 2003 [MVA]	Leto 2004 [MVA]
DV 400 kV Divača-Redipuglia	449	580
DV 400 kV Maribor-Kainachtal	173	141
DV 400 kV Divača-Melina	261	365
DV 400 kV Krško-Tumbri	184	218
DV 220 kV Divača-Pehlin	119	133
DV 220 kV Divača-Padriče	87	132
DV 220 kV Podlog-Obersielach	226	135

Povečanje pretokov in hkrati večja zasedenost EEO Slovenije je posledica trgovanja na odprtih trgih z električno energijo v Evropi, kot tudi posledica resinhronizacije II. sinhronne cone.

6.11 ANALIZA KRATKOSTIČNIH MOČI V PRENOSNEM OMREŽJU EES

Za potrebe preverjanja ustreznosti vgrajenih in za načrtovanje novih elementov v elektroenergetskih objektih je potrebno poznati podatke o tripolnih kratkih stikih. Z vključevanjem novih prenosnih in proizvodnih objektov ter z morebitnimi okrepljenimi interkonekcijami se bo povečal tudi nivo kratkostičnih moči na vseh napetostnih nivojih.

Analize kratkostičnih razmer so odvisne tudi od strategije razvoja prenosnega omrežja.

Analiza kratkostičnih razmer je pokazala, da že v obstoječem stanju v nekaterih vozliščih obstajajo omejitve pri stikalni opremi, ki pogojujejo sekcioniranje dela omrežja, zlasti na mariborskem področju. Z gradnjo omrežja in vključevanjem novih proizvodnih virov v 110 kV omrežje, se nivo kratkostičnih moči do leta 2013 zviša toliko, da bo v nekaterih 110 kV vozliščih potrebno zamenjati odklopnike z nazivno močjo 5000 MVA ali več, medtem ko se bo na 220 kV in 400 kV nivoju lahko vgrajevala stikalna oprema s kratkostično močjo enakega velikostnega reda kot obstoječa. Dinamika porasta obremenitve (povprečno 2 % letno) bo pogojevala ustrezno dinamiko vključevanja novih virov in gradnjo omrežja. Odvisno od te dinamike bodo potrebne tudi ustrezne zamenjave stikalne opreme. Vendar,

glede na starost, bodo zamenjave verjetno potekale še hitreje kot bodo to narekovale ojačitve omrežja in vključevanje novih virov. Pri tem bo potrebno upoštevati izsledke opravljenih analiz, ki kažejo na zviševanje kratkostičnega nivoja v 110 kV omrežju. V povezovanju s sosednjimi EES in pa obsežnejših krepitvah omrežja in vključevanju novih močnejših virov na Hrvaškem (Ernestinovo, Žerjavinec) in Avstrije (povezava Kainachtal-Dunaj) bo potrebno novo nastale razmere še dodatno analizirati.

6.12 PROBLEMATIKA OZEMLJEVANJA NEVTRALNIH TOČK V PRENOSNEM OMREŽJU

Zaradi rekonstrukcij daljnovodov in obnove elektrarn, ki se jim ponavadi poveča tudi zmogljivost (novi generatorji in transformatorji), se spremenijo razmere v omrežju. Zaradi teh sprememb omrežja se povečajo tudi tripolni in enopolni kratkostični tokovi ter njihova razporeditev. Višina toka enopolnega kratkega stika je predvsem odvisna od ozemljevanja nevtralnih točk transformatorjev. Kriteriji, ki vplivajo na odločitev za izvedbo ozemljitve so delovanje distančne zaščite, delovanje rezervne zaščite, vplivi na TK omrežje in vplivi na elektroenergetske postroje.

Slovensko 110 kV omrežje se letno spreminja z obnovo in izgradnjo novih prenosnih, razdelilnih in proizvodnih objektov. Izgradnja teh novih objektov prenosa, proizvodnje in distribucije temeljito spremenijo razmere v omrežju, ker s tem posledično povečajo moč omrežja in s tem spremenijo razporeditev in velikost tripolnih in enopolnih kratkostičnih tokov.

Povečanje tripolnih kratkostičnih moči zahteva močnejše odklopnike in povečanje dinamične odpornosti drugih elementov v postrojih elektroenergetskega sistema v Sloveniji.

Višina toka enopolnega kratkega stika je poleg povečanja moči odvisna predvsem od ozemljevanja nevtralnih točk transformatorjev v omrežju. Povečanje enopolnih zemeljskostičnih tokov pomeni povečanje napetost dotika na ozemljilnem sistemu, povečano ogrožanje in vplivanj na okoliške vode.

Lokacije ozemljevanja transformatorjev je potrebno prilagajati razvijajočemu se omrežju, kakor je tudi smiselno ozemljevati v bližini proizvodnih virov, da se omrežje po morebitnem razpadu hitreje in zanesljiveje sestavlja.

V obstoječem 110 kV je omrežje na primorskem galvansko ločeno od ostalega omrežja v Sloveniji, razen preko daljnovodnih povezav s Hrvaško: DV Divača-Buje in DV Ilirska Bistrica-Matulji, ostali del Slovenije pa je galvansko povezan.

Raziskave zemeljskostičnih razmer v 110 kV omrežju republike Slovenije so bile opravljene s programom NEPLAN, pri tem so bile upoštevane 400, 220 in 110 kV nivo ter del povezav s sosednjimi državami Avstrijo, Italijo, Hrvaško in Madžarsko z vključenimi predvidenimi novimi objekti do 2014.

Bistveni kriterij za izbiro dodatnih ozemljitvenih točk v 110 kV omrežju je vključevanje proizvodnih virov na ozemljeno, to je stabilno nevtralno točko. Če HE nima transformatorja, ki ima ozemljeno nevtralno točko na 110 kV strani, naj ima to vsaj eden od sosednjih oziroma bližnjih postrojev. Z dodatnim ozemljevanjem dosežemo večje enopolne kratkostične tokove, kar olajša nastavitev zaščite. Pozorni pa moramo biti, da se enopolni kratkostični tokovi ne povišajo preko določenih vrednosti, kar bi pripeljalo do dodatnih stroškov za sanacijo vplivov TK omrežja in ozemljitev v elektroenergetskih postrojih.

Tok enopolnega kratkega stika, ki teče pri defektu v EE postroju preko njegovega ozemljitvenega sistema v zemljo, povzroči dvig potenciala slednjega proti nevtralni točki.

Sočasno z dvigom potenciala ozemljitvenega sistema prizadetega EE postroja se dvigne tudi potencial vseh kovinskih instalacij, ki so neposredno ali posredno preko uporovnega sklopa povezane s prizadetim ozemljitvenim sistemom. Merilo za stopnjo nevarnosti, ki povzroči enopolni zemeljski stik v nekem EE postroju in njegovi okolici, je napetost dotika, ki se pojavi na vplivnih kovinskih instalacijah.

7 RAZVOJNI NAČRT

Načrt razvoja prenosnega omrežja zajema načrt za primarno (daljnovode, RTP, RP in TP) in sekundarno (zaščita, meritve, tehnološke naprave za daljinsko vodenje in telekomunikacijske naprave) opremo. Pri tem smo ocenili vse 400 kV objekte, 220 kV objekte, 73,5 % dolžine 110 kV daljnovodov in 20. RTP ter 1. RP, ki so v lasti ELES-a.

Nabor novih objektov prenosnega omrežja je pripravljen na osnovi:

- rezultatov analiz, na osnovi katerih so potrebne ojačitve prenosnega omrežja za zagotavljanje prenosne zmogljivosti omrežja v okviru razvojnih kriterijev,
- načrta obnove (rekonstrukcij) in tehnološke prenove elementov in objektov prenosnega omrežja,
- potreb proizvajalcev in odjemalcev električne energije, ki presegajo obstoječe kapacitete prenosnega omrežja in zagotavljajo delovanje energetskega trga,
- kriterijev UCTE in ETSO, kot kriteriji za varno obratovanje in
- mednarodnih sporazumov in mednarodnih pogodb, ki jih je sklenila R. Slovenija za tranzit energije po prenosnem omrežju, kot je to določeno v mednarodnih sporazumih in pogodbah, če prenosno omrežje ni zadostno za izpolnjevanje dogovorjenih zahtev za tranzit energije (41. člen EZ).

Obnovitvene investicije (rekonstrukcije) smo razdelili posebej na: daljnovode, RTP in RP ter razporedili kot: zamenjalne, zamenjalne-razširitvene, razširitvene, racionalizacijske in nove.

Nove investicije v prenosne objekte smo razdelili v: daljnovode, RTP in RP. Daljnovode smo nato razporedili še v: potrebne prenosne daljnovode, DV za mednarodne povezave in investicije v OPGW. Posebej so navedene obnovitvene investicije v sekundarne sisteme ter velike investicije (v sekundarne sisteme). Male investicije, ki so nujne za izvajanje dejavnosti, so ocenjene.

7.1 ANALIZA REALIZACIJE RAZVOJNIH NAČRTOV IN OCENA TVEGANJ, KI LAHKO OGROZIJO URESNIČITEV TEGA NAČRTA

V letih od 1975 do 1990 je za razvoj elektroenergetskega sistema (EES) skrbelo Elektrogospodarstvo Slovenije (EGS), ki je s takratnim načinom financiranja (energetska sredstva) vlagalo v infrastrukturo prenosnega omrežja. V tem času je bilo zgrajeno 400 kV omrežje Nikola Tesla v Sloveniji in obnovljeno najbolj zastarelo 110 kV omrežje z nekaterimi novimi daljnovodi po celi Sloveniji.

Po letu 1990, ko je bil ustanovljen ELES, se je zaključila že prej začeta gradnja DV 2x400 kV Maribor-Kainachtal. Temu je sledila velika "suša" v izgradnji prenosnih objektov. Nova zakonodaja, ostrejša zahteva okolja in zmanjšanje finančnih in človeških virov je povzročilo bistveno zmanjšanje vlaganj v prenosno omrežje. Obnovili smo le nekaj najnujnejših zastarelih 110 kV daljnovodov in zastarelo opremo po RTP, RP. To je razvidno iz primerjave med Dolgoročnim planom ELES-a 1995-2005 in pregledom vlaganj v prenosno omrežje do leta 2000. Od ustanovitve ELES-a do leta 2000 je bilo poleg posodobitev in zamenjav dotrajane opreme zgrajeno le nekaj novih elektroenergetskih prenosnih objektov kot na primer: RP 110 kV Hudo, DV 2x110 kV Krško-Hudo in DV 110 kV Podlog-Mozirje odsek Podlog-Letuš. V Dolgoročnem planu ELES-a 1995-2005 so bila predvidena vlaganja v prenosno omrežje v višini 71 milijard SIT, do leta 2000 pa je bilo realizirano le 22 % načrtovanih vlaganj.

Novo obdobje investicijskih vlaganj v prenosno omrežje se je začelo s sprejetjem in uveljavitvijo nove energetske zakonodaje v letih 2000/2001, ko je prišlo do reorganizacije EES, ki je postavila pogoje za večja vlaganja v prenosno omrežje. Uveljavitev nove energetske zakonodaje je pomenila izdelavo in sprejetje Razvojnega načrta prenosnega omrežja za obdobje 2003-2012, kjer je načrtovano bistveno povečanje vlaganj v prenosno omrežje. Vlaganja v prenosno omrežje v letih 2000-2002 in izvajanje Načrta prenosnega omrežja 2003-2012 je prineslo v povprečju 70 % povečanje vlaganj v prenosno omrežje.

V obdobju 2000 do 2004 smo izvedli nekaj zelo pomembnih investicij, ki so bistveno povečale zanesljivost obratovanja prenosnega omrežja. Prav tako smo obnovili vse ključne elemente 400 in 220 kV prenosnega omrežja in s tem zmanjšali tveganja za morebitne izpade in omogočili bolj zanesljiv prenos električne energije v razmerah neprestanega povečevanja prenosa energije zaradi trgovanja z električno energijo. V tem obdobju je bila zgrajena nova RTP 400/110 kV Krško, ki predstavlja ključni napajalni objekt za JV Slovenijo, zgrajena je bila nova transformacija 400/110 kV v RTP Divača.

Primerjava Razvojnega načrta prenosnega omrežja za leti 2003 in 2004 in realizacijo vlaganj v prenosno omrežje v letih 2003 in 2004 pokaže, da je bilo realizirano 86% predvidenih vlaganj. V primerjavi z realizacijo pred sprejetjem Razvojnega načrta prenosnega omrežja 2003-2012 lahko te rezultate ocenimo kot zelo uspešne. Investicije v RTP in RP povsem sledijo razvojnemu načrtu, medtem ko se na področju DV soočamo z zaostanki, ki so posledica zahtev zunanjega okolja (ekologija, vpliv elektromagnetnih sevanj, prostorske zahteve), aktivnosti napredujejo počasneje od predvidenih predvsem na DV 2x110 kV Toplarna-Polje-Beričevo, DV 2x400 kV Beričevo-Krško in DV 2x400 kV Cirkovce-Pince.

7.2 FINANCIRANJE TER PROJEKCIJA POTREBNEGA PRIHODKA (OMREŽNINE) V OBDOBJU 2005-2014

Za financiranje investicij po dinamiki in vrednosti iz razvojnega načrta se bo moral ELES zadolžiti. Ocena zadolževanja vključuje razpoložljiva lastna sredstva, obstoječe obveznosti in višino investicijskih vlaganj.

Že v letu 2006 lastna sredstva, ki vključujejo tudi dobičke preteklih let, v katerih ne predvidevamo udeležbe lastnika, ne bodo zadostovala za financiranje investicijske izgradnje. Zadolževanje bo najintenzivnejše v letih 2008 in 2009, ko bodo po oceni najeti krediti v višini 11,2 oziroma 11,3 mrd. SIT.

Da bi ugotovili, kako bodo investicijske aktivnosti po razvojnem načrtu vplivale na poslovanje SOPO, smo napravili projekcijo potrebnega prihodka za obdobje 2005-2014.

Pri tem smo izhajali iz izhodišč, kot jih je AE uporabila v kalkulaciji omrežnine za leto 2005 in iz gospodarskega načrta ELES za leto 2005.

Izračun potrebnega prihodka, ki bi pokrival stroške poslovanja SOPO, kaže, da se povečuje po 2% letni povprečni stopnji. Na rast vplivata amortizacija in donos, ki se povečujeta z rastjo osnovnih sredstev (regulativne baze sredstev), za vse ostale elemente smo upoštevali vrednosti iz leta 2005.

Stroške kapitala (obresti) pokriva izračunan donos do leta 2010. Po tem letu pa bi se morala stopnja donosa (od upoštevanega 1,32%) povečati, da bi bili pokriti stroški financiranja, v nasprotnem primeru bi SOPO posloval z izgubo.

7.3 NABOR VLAGANJ PO POSAMEZNIH TEHNOLOŠKIH PODROČJIH

Nabor novo načrtovanih objektov 400 kV in 220 kV ter njihova utemeljitev.

Pri izdelavi Plana za prenosno omrežje za obdobje 2005-2014 smo upoštevali poleg že naštetih kriterijev in izhodišč še naslednje ocene pri izbiri novih objektov 400 in 220 kV:

- izgradnja notranje 400 kV zanke omrežja zaradi zanesljivejšega in kakovostnejšega napajanja odjemalcev v osrednji in zahodni Sloveniji,
- nove povezave s sosednjimi EES zaradi povečanja tranzitnih sposobnosti slovenskega EES,
- pregled in oceno obstoječega stanja omrežja in tranzitov,
- usmeritev razvoja prenosnega omrežja za najvišje napetosti (znotraj Slovenije, mednarodne povezave),
- oceno kritične prenosne poti,
- definiranje začetnih pogojev za simulacijo tranzitov,
- zagotoviti ustrezne napetostne razmere v celotnem elektroenergetskem sistemu Slovenije,
- zagotoviti zanesljivo in varno obratovanje (kriteriji UCTE, ETSO).

Obstoječe 220 kV in 400 kV omrežje slovenskega elektroenergetskega sistema je sorazmerno močno povezan s sosednjimi elektroenergetskimi sistemi, to je z elektroenergetskimi sistemi Hrvaške, Avstrije in Italije.

Glavna težava notranjega EES je v tem, da ni sklenjenih zank na posameznih napetostnih nivojih, kar ob izpadu določene prenosne poti povzroči velike težave v kakovostni oskrbi odjemalcev z električno energijo. Poleg tega je večina proizvodnje električne energije koncentrirana na severovzhodu (TEŠ, Dravske elektrarne) in vzhodu (Krško, Brestanica), medtem ko na zahodu razen Soških elektrarn ni drugih pomembnih virov električne energije. Takšna razporeditev proizvodnih enot pomeni, da je potrebno velike količine električne energije iz vzhoda Slovenije prenesti proti Ljubljani in naprej proti Primorski in Gorenjski. Kritična je predvsem 400 kV povezava med Podlogom in Beričevim, saj ob izpadu te povezave ni nadomestne 400 kV povezave.

Preko slovenskega EES potekajo tranziti večjih moči, predvsem v smeri iz Hrvaške in Avstrije proti Italiji, kar še dodatno povečuje obremenitev prenosnih poti med vzhodom in zahodom. Tranziti so delno planski (dogovorjeni), v veliki meri pa tudi posledica krožnih tokov med Avstrijo in Italijo, bodisi neposredno preko EES Slovenije ali pa preko EES

Madžarske, Hrvaške in Slovenije. Velikost krožnih tokov je skoraj neodvisna od planiranih izmenjav in razporeditve proizvodnje na območju Slovenije, pa tudi spreminjanje topologije slovenskega EES nanje nima skoraj nobenega vpliva.

Tranziti povzročajo dodatno obremenitev notranjega slovenskega EES, predvsem pa povečano obremenitev povezav proti Italiji (Divača-Redipuglia / Padriče).

Od mednarodnih povezav EES Slovenije so neustrezne in hkrati najbolj obremenjene povezave proti EES Italije. Oba daljnovoda zaradi planiranih in neplaniranih pretokov moči večkrat obratujeta na meji kriterijev sigurnosti. Z izgradnjo dodatne povezave bi se povečala zanesljivost obratovanja in možnost dodatnih tranzitov proti Italiji.

Kot optimalna rešitev se kaže in je predlagana izgradnja 400 kV daljnovoda Okroglo-Udine. S tem bi dosegli prerazporeditev tranzita med Slovenijo in Italijo po dveh poteh: Beričevo-Okroglo-Udine in Beričevo-Divača-Redipuglia. Na ta način bi se razbremenila oba obstoječa daljnovoda proti Italiji (Divača-Redipuglia in Divača-Padriče) in bi izpolnili tudi sigurnostni kriterij n-1.

Izgradnja daljnovoda Okroglo-Udine bo pomenila tudi močno povečanje kapacitet mednarodnih povezav in s tem sposobnosti med Slovenijo in Italijo ter izpolnjevanj priporočil ES.

Trenutno med slovenskim in madžarskim EES ni nobenih povezav. Izgradnja 400 kV daljnovoda Cirkovce-Pince-Heviz ima velik pomen zaradi zanesljivejšega delovanja slovenskega EES, pa tudi dostopa do cenejših virov električne energije iz vzhodnoevropskih držav in možnosti povečevanja tranzitov v smeri vzhod-zahod. Predpogoj za izgradnjo daljnovoda Cirkovce-Pince-Heviz je izgradnja 400 kV stikališča v RTP Cirkovce, kar smo že omenili v prejšnjem poglavju.

Obratovalna stanja posameznih elementov EES (daljnovodi, transformatorji, generatorji) močno vplivajo na razpoložljivost, zanesljivo in sigurno delovanje EES. Zato smo v izračunih obravnavali različna vklopna stanja elementov prenosnega EES, ki najbolj vplivajo na sigurno in zanesljivo obratovanje celotnega prenosnega sistema. To so predvsem daljnovodi, ki se že v trenutnem obratovanju bližajo mejam prenosnih zmogljivosti, oziroma ob izpadih lahko povzročijo izpade ostalih elementov EES.

Za preobremenitev daljnovodov v slovenskem EES je bila upoštevana prekoračitev mejnega toka, ki je določen v Navodilih o sistemskem obratovanju prenosnega elektroenergetskega omrežja. Za preobremenitev daljnovodov izven omrežja Slovenije se šteje prekoračitev mejnega toka, ki je naveden v vhodnih podatkih za izračun pretokov moči po interkonekciji UCTE. Pri oceni preobremenitve transformatorjev so bile upoštewane

njihove nazivne obremenitve. Pri izmenjavi med Slovenijo in Avstrijo je skladno z nastavitvijo zaščit v EES Avstrije (Sollbruchstelle) kot mejna skupna obremenitev vseh treh daljnovodov upoštevana moč 900 MVA.

Znotraj Slovenije je najpomembnejša izgradnja DV 2x400 kV Beričevo-Krško in direktnih transformacij 400/110 kV, 300 MVA (Krško 2. TR, Okroglo 2. TR, Beričevo, Podlog). V primeru preriva električne energije iz vzhoda na zahod bo potrebno na kraju desetletnega obdobja začeti pripravljati in graditi prehod 220 kV daljnovoda: Divača-Kleče-Beričevo-Podlog na DV 2x400 kV Divača-Beričevo-Podlog.

Slovensko prenosno omrežje 400 in 220 kV



Slika 7.1: Slovensko prenosno omrežje 400 in 220 kV in trije predvideni daljnovodi 400 kV

DV 2x400 kV Beričevo-Krško

DV 2x400 kV Beričevo-Krško bo omogočal prenos električne energije od virov na vzhodu do odjemalcev na zahodu. S predvideno izgradnjo te povezave DV 400 kV Beričevo-Krško se obe povezavi Beričevo-Podlog in Divača-Melina razbremenita. Prav tako pa tudi izpad DV 400 kV Beričevo-Podlog ne povzroči več preobremenitve ostalih daljnovodov in razpada sistema. Nov DV 2x400 kV Beričevo-Krško bistveno pripomore k zanesljivosti obratovanja notranjega prenosnega omrežja. Pri utemeljitvi DV 2x400 kV Beričevo-Krško smo izhajali iz izhodišč, da Slovenija danes nima zazankanega 220 kV in 400 kV omrežja,

ampak poteka zaključevanje preko omrežja sosednjih sistemov (Hrvaške), kar je posledica načrtovanja nekdanj skupnega jugoslovanskega elektroenergetskega sistema. To za naš sistem v neki meri predstavlja določeno odvisnost, saj npr. hrvaški izklop ali izpad 400 kV daljnovoda Tumbri-Melina že prekine slovensko-hrvaško 400 kV zanko in občutno poslabša pogoje obratovanja, kar ne zadeva samo NEK, ampak tudi naš sistem nasploh. Danes izpad 400 kV daljnovoda Maribor-Krško v primeru prekinjene omenjene 400 kV zanke bistveno omeji prevzem električne energije iz NEK. Z DV 2x400 kV Beričevo-Krško zapremo zanko: Krško-Maribor-Podlog-Beričevo-Krško ter s tem vključimo NEK, kot to zahtevajo pogoji iz uporabnega dovoljenja, istočasno pa rešujemo tudi preobremenitve prenosnega sistema med Beričevim in Podlogom. Glede prihrankov izgub električne moči in energije v brez tranzitnih stanjih je razvidno, da bi načrtovani daljnovod zmanjšal izgube za 3.2 MW v času letne konične obremenitve s strukturo proizvodnje po strategiji pokrivanja iz domačih virov.

Pri zaostrenem kriteriju n-1 lahko pride do hudih redukcij (izpadu 220 ali 400 kV daljnovodne povezave Podlog-Beričevo). Pri analizah s tranziti električne energije in moči čez slovensko prenosno omrežje smo upoštevali tudi "Priporočila" Evropske unije (EU) za vse nove članice, ki se bodo pridružile EU, da naj v svojih državah do pridružitve uredijo in pripravijo ustrezno dokumentacijo za izgradnjo tranzitnih poti (predvsem 400 kV DV povezave), ki ne bodo omejevale transporta električne energije vzhod-zahod, sever-jug.

V letu 2005 je predvidena izdelava dopolnjenega in usklajenega predloga DLN, PVO z recenzijo, dopolnjen INP, PGD za DV in daljnovodna polja z recenzijama, izvedba dela zakoličbe in geodetskih meritev, dela geoloških raziskav, pridobitev gradbenih dovoljenj za DV polja, pridobitev okoljevarstvenega soglasja, sprejetje odloka o DLN in sklepanje dela pogodb z lastniki zemljišč v koridorju.

Objekt naj bi bil predvidoma zgrajen do konca leta 2007, kar je tudi pogoj za vključitev DV 2x400 kV Cirkovce-Pince in pripadajočega stikališče v Cirkovcah v prenosno omrežje.

DV 400 kV Okroglo (SLO)-Udine (I)

Od mednarodnih povezav EES Slovenije so najšibkejše in hkrati najbolj obremenjene povezave proti EES Italije. Oba daljnovoda z Italijo (400 kV Divača-Redipuglija in 220 kV Divača-Padriče) zaradi planiranih in neplaniranih pretokov moči večkrat obratujeta na meji kriterijev zanesljivosti.

Glede na trenutno stanje EES in velikost tranzita moči proti Italiji ob izpadu daljnovoda 400 kV Divača-Redipuglija zaradi preobremenitve takoj izpade še 220 kV daljnovod Divača-

Padriče, s čimer so prekinjene vse povezave Slovenije z Italijo. Torej že najosnovnejši kriterij n-1 sigurnostne analize v povezavah z Italijo ne izpolnjujemo!

Kot optimalna rešitev se kaže izgradnja 400 kV daljnovoda Okroglo-Udine. Po izgradnji daljnovoda 400 kV Okroglo-Udine bo ta brez večjih težav prevzel izmenjavo moči katerega koli izpadlega DV z Italijo. Omogočal pa bo tudi povečanje prenosnih zmogljivosti med Slovenijo in Italijo ob razširjanju UCTE omrežja na jugovzhod Evrope.

Izgradnja daljnovoda Okroglo-Udine bo pomenila tudi močno povečanje tranzitnih sposobnosti med Slovenijo in Italijo, saj bo brez težav mogoč tranzit 1000 MW moči.

DV 2x400 kV Cirkovce-Pince in RTP 400/110 kV Cirkovce

Objekt, ki vsebuje daljnovod in stikališče, bo omogočil povezovanje z edinim prenosnim omrežjem s katerim mejimo, a nismo povezani. To bo omogočalo uvoz električne energije s področij, ki imajo presežke električne energije po podpovprečnih cenah glede na cene drugje v Evropi. Objekt bo povečal zanesljivost prenosa električne energije. Objekt je vključen v NEP in strategijo prostorskega razvoja Slovenije.

V letu 2005 je predvidena pridobitev soglasij občin na primerjalno študijo, izdelava ostalih strokovnih podlag, IDP, INP, predloga DLN, PVO, recenzije, pridobitev okoljevarstvenega soglasja, izvedba javne razgrnitve z zaslišanjem investitorja, izdelava stališč do pripomb na javni razgrnitvi.

Objekt naj bi bil predvidoma zgrajen do konca leta 2007, kar je tudi obveza po pogodbi med MVM in ELES-om, kar zaradi nepredvidljivih problemov pri vključevanju v prostor ni uresničljivo.

RTP 400/110 kV Krško-vgradnja 2. TR 400/110 kV, 300 MVA

Vgradnja 2. TR bo povečala zanesljivost obratovanja RTP in omogočila planiranje vseh vzdrževalnih posegov na omrežju in na 1. TR v RTP Krško. Ta transformator predstavlja tudi ekvivalentno zamenjavo za dotrajani DV 110 kV Laško-Brestanica, ki v obstoječem stanju ne zagotavlja zanesljivega rezervnega napajanja področja Dolenjske ob izpadu 1. TR v RTP Krško.

Objekt predstavlja nadaljevanje investicije izgradnje RTP 400/110 kV Krško, za katerega je pridobljena vsa dokumentacija. Za vgradnjo drugega TR je potrebno pridobiti vsa upravna dovoljenja in izdelati vso projektno dokumentacijo.

TR 400/110 kV 300 MVA v RTP Okroglo

RTP Okroglo predstavlja za širše območje Gorenjske in Ljubljane eno od osnovnih napajalnih točk. Z delovanjem te RTP je omogočeno nemoteno napajanje območja Gorenjske in velikih odjemalcev na tem območju (železarne Jesenice). Hkrati predstavlja tudi podporno točko napajanja območja Ljubljane. Zanesljivost napajanja pa je odvisna od enega samega elementa v tem stikališču-TR 400/110 kV 300 MVA. Ob izpadu tega TR se razmere v omrežju zaostrijo in kriterij obratovanja omrežja n-1 ni več izpolnjen. Vgradnja drugega TR v RTP Okroglo bi prinesla povečano zanesljivost širšega območja. S tem TR bi lahko tudi vplivali na zaščito omrežja pred negativnimi vplivi, ki jih na napetostne razmere v omrežju povzročata Železarna Jesenice. TR bi predstavljal tudi vročo rezervo za vse obstoječe TR 400/110 kV 300 MVA, ki jih imamo v sistemu.

Z opustitvijo vgradnje tega TR se zanesljivost napajanja območja s staranjem drugih TR in s povečevanjem konzuma zmanjšuje. Hkrati s tem bi se odpovedali izboljšanju kvalitete napetostnih razmer na tem območju. Z razvojem transformacije 400/110 kV se število transformatorjev povečuje, pri najstarejših enotah pa se kažejo problemi staranja, ki lahko pripeljejo do izpadov. Zato sistem nujno potrebuje tudi transformator, ki bo v slučaju izpadov in havarij nadomestil izpadlo enoto.

Za objekt je potrebno izdelati vso potrebno študijsko in projektno dokumentacijo in pridobiti potrebna upravna dovoljenja.

Predviden zaključek gradnje je konec leta 2006.

DV 220 kV Beričevo-Kleče, vgradnja OPGW

Zahteve sodobnega vodenja in zaščite daljnovodov vključujejo tudi hiter, zanesljiv in visoko zmogljiv prenos podatkov. Zato se na vseh pomembnih povezavah postopno vgrajujejo take zveze preko optičnih vlaken v zaščitni vrvi.

Za objekt je potrebno izdelati projektno dokumentacijo, nabaviti opremo in izvesti dela montaže.

DV 2x110 kV Toplarna-Polje-Beričevo

V letu 2005 je predvidena izdelava projekta za pridobitev gradbenega dovoljenja (PGD), obnovljenega investicijskega programa (INP), in projekta za razpis (PZR), zakoličba objekta, ureditev lastninskih razmerij, pridobitev gradbenega dovoljenja, izvedba javnih naročil za dobavo opreme, izvedbo del in izvajanje dela gradnje.

Objekt bo omogočil dvostransko napajanje večine distribucijskih razdelilnih transformatorskih postaj (RTP) za preskrbo mesta Ljubljane z električno energijo in trdnjšo vključitev Termoelektrarne-toplarne Ljubljana v prenosno omrežje RS. Objekt je vključen v utemeljitev NEP-a in državni prostorski plan.

Gradnja objekta naj bi bil predvidoma zaključena v letu 2006.

DV 2x110 kV Beričevo-Trbovlje

Objekt bo omogočil dokončanje savskih zbiralnic na tem odseku. To bo omogočilo priključitev distribucijskega RTP 110/20 kV Litija in kasneje savskih HE, ki so načrtovane na tem delu toka reke Save. Objekt bo povečal zanesljivost prenosa električne energije. Objekt je vključen v utemeljitev NEP-a in državni prostorski plan.

V letu 2005 je predvidena izdelava dela strokovnih podlag, IDP, INP, predloga DLN, osnutka PVO in izvedena usklajevanja z lokalnimi skupnostmi.

Do konca leta 2004 so bile pridobljene študije za utemeljitev objekta, smernice, sklenjene pogodbe z izdelovalci dokumentacije, izdelane so idejne rešitve in primerjalna študija variant.

Objekt naj bi bil predvidoma zgrajen do konca leta 2008, kar je zaradi napajanja RTP Litije nujno potrebno.

DV 110 kV Beričevo-Trbovlje, prehod 110 kV na 400 kV

Termoelektrarna Trbovlje (TET) je v svojem razvojnem programu, ki je bil objavljen v Resoluciji NEP-a, prijavila moč proizvodnih enot v letih do 2012 od 200 MW do 590 MW. Priključitev načrtovanih moči do 200 MW je še možno vključiti v EES po obstoječem 110 kV omrežju. Vsako povečanje novih moči nad 200 MW pa zahteva vključitev v EES Slovenije po 400 kV napetostnem nivoju v najbližje 400 kV stikališče. Kot možno in najustreznejšo rešitev, za uvrstitev priključka v prostor, smo našli s potrebno obnovo ELES-ovega DV 110 kV Beričevo-Trbovlje in preходом na višji 400 kV napetostni nivo. Financiranje te investicije pa bo določeno s posebno pogodbo, v kateri bo določeno razmerje višine sredstev med TET in ELES-om.

DV 2x110 kV Divača-Gorica

Obstoječi daljnovod je potrebno rekonstruirati, saj je bil zgrajen okoli leta 1939. Objekt je potreben za oskrbo severne Primorske z električno energijo in za vključitev ČHE Avče v prenosno omrežje. Z rekonstrukcijo bo povečana zanesljivost prenosa električne energije,

znižane bodo izgube in znižali se bodo stroški vzdrževanja. Objekt je vključen v utemeljitev NEP-a in državni prostorski plan, kot obstoječ objekt.

V letu 2005 je predvideno sklepanje pogodb z lastniki in pridobitev pravice graditi, dopolnitev dokumentov za pridobitev gradbenega dovoljenja in pridobitev gradbenega dovoljenja za del daljnovoda, izvedba javnih naročil za dobavo opreme in izvedbo del, predviden je začetek gradnje po odsekih. Do konca leta 2004 je izdelana vsa potrebna dokumentacija za pridobitev gradbenega dovoljenja, sklenjen je večji del pogodb z lastniki zemljišč na trasi tega daljnovoda, vložena je vloga GD, večkrat dopolnjena in popravljena.

Objekt naj bi bil predvidoma grajen po odsekih do leta 2008.

DV 2x110 kV Divača-Pivka

Obstoječi daljnovod je potrebno rekonstruirati, saj je bil zgrajen okoli leta 1939. Objekt je potreben za oskrbo dela Primorske z električno energijo. Z rekonstrukcijo bo povečana zanesljivost prenosa električne energije, znižane bodo izgube in znižali se bodo stroški vzdrževanja. Objekt je vključen v utemeljitev NEP-a, osnutek načrta razvoja prenosnega omrežja in državni prostorski plan kot obstoječi objekt.

V letu 2005 je predvidena uskladitev interesov z Elektro Primorska, sklenitev pogodb in izdelava dela projektne in prostorske dokumentacije.

Objekt naj bi bil predvidoma zgrajen do okvirno 2009.

DV 2x110 kV Doblar-Gorica

Obstoječi daljnovod je potrebno rekonstruirati, saj je bil zgrajen okoli leta 1939. Objekt je potreben za oskrbo severne Primorske z električno energijo in vključitev ČHE Avče v prenosno omrežje. Z rekonstrukcijo bo povečana zanesljivost prenosa električne energije, znižane bodo izgube in znižali se bodo stroški vzdrževanja. Objekt je vključen v utemeljitev NEP-a in državni prostorski plan kot obstoječi objekt.

V letu 2005 je predvidena izdelava projektne in prostorske dokumentacije, pridobitev soglasij k projektnim rešitvam in okoljevarstvenega soglasja, sklenitev dela pogodb z lastniki zemljišč v koridorju.

Objekt naj bi bil predvidoma zgrajen do konca leta 2008.

DV 110 kV Doblar-Plave in DV 110 kV Plave-Gorica

S strani Službe za razvoj je bil izdelan izračun potreb po prenosnih zmogljivostih po vklopu predvidene ČHE Avče v obratovanje. Problematična po prenosni zmogljivosti sta DV

110 kV Doblar-Plave in DV 110 kV Plave-Gorica. Zaradi navedenega je potrebno preveriti zmožnosti povečanja prenosne zmogljivosti obeh DV in v primeru pozitivnega rezultata pristopiti k obnovi predmetnih daljnovodov.

DV 2x110 kV Dravograd -Velenje (2. sistem)

Skladno z usmeritvami načrta razvoja prenosnega omrežja v RS do 2012 leta je potrebno pristopiti k aktivnostim na izvedbi drugega sistema na obstoječem DV, ki je že zgrajen z 2. sistemskimi stebri.

Rekonstrukcije stikališč, daljnovodov in naprav lastne rabe (RTP Maribor 110 kV, RTP Cerkno 110 kV, RTP Vrtojba 110 kV, RTP Beričevo 110 kV, RTP Pivka 110 kV, DV 110 kV Beričevo-Trbovlje 2, DV 2x110 kV Vuhred-Vuzenica-Dravograd, DV 2x110 kV Kleče-Škofja Loka

Obratovanje in vzdrževanje objektov, naprav in postrojev je povezano z nenehnim opazovanjem, merjenjem in diagnostiko naprav. Z eksploatacijo in staranjem se stanje naprav slabša. Zato jih je glede na stanje, ki ga s sistemom diagnostike ugotavljamo, potrebno nadomestiti. V ta sklop spadajo vse rekonstrukcije stikališč, ki so dosegla tako stanje, da se zanesljivost delovanja zmanjšuje, hkrati pa reparaturni posegi niso več tehnično in ekonomsko upravičeni; sem prav tako sodijo zamenjave dotrajanih elementov na DV, ki imajo najkrajšo življenjsko dobo-izolacija, obešalni material, vrvi. Pomemben dejavnik vsakega objekta v prenosnem sistemu je tudi sistem lastne rabe. Ti sistemi morajo delovati zanesljivo, imajo pa krajšo življenjsko dobo od VN naprav, zato so tudi obnove in zamenjave bolj pogoste. V rekonstrukcije stikališč sodijo tudi gradbene obnove objektov, kjer je potrebno obnoviti dotrajano gradbeno in konstrukcijsko infrastrukturo in s tem omogočiti funkcionalnost osnovni opremi.

Opustitev nenehne zamenjave dotrajane opreme bi počasi privedla do hudih težav v prenosnem omrežju, ki bi povzročilo izpade in zmanjšano sposobnost prenosa električne energije.

DV 2x110 kV Dravograd-Ravne

Tekom rednega vzdrževanja DV je bilo ugotovljeno, da so jeklene konstrukcije v slabem stanju. Izveden je bil pregled DV s strani Inštituta za metalne konstrukcije, ki je dal negativne rezultate. Prav tako so na DV dotrajani obešalni material in vodniki. Zaradi navedenega se je pristopilo k celoviti obnovi DV. Prav tako je v načrtu razvoja prenosnega omrežja v RS do

leta 2012 daljnovod že obravnavan kot 2. sistemski z večjim presekom vodnika kot je dejansko v obratovanju.

Zaključevanje projektov iz preteklih let (RTP Divača 400 in 220 kV, RTP Podlog 110 in 220 kV, RTP Cirkovce, RP Hudo, DV 110 kV Brestanica-Hudo)

V letih 2002-2004 so potekali projekti rekonstrukcije posameznih stikališč, DV in delov stikališč. V letu 2004 so bili ti projekti fizično zaključeni, potrebno pa jih je tudi finančno in upravno zaključiti (izvedba tehničnega pregleda, pridobitev uporabnega dovoljenja, aktiviranje investicije v sredstva podjetja). Procedure pri upravnih organih so se z ZGO1 na tem področju drastično podaljšale, zato je potrebno praktično zaključene projekte podaljševati v naslednje, da bi jih tudi formalno zaključili.

DV 220 kV Podlog-Obersielach + AKZ

Zaradi dotrajanega obešalnega materiala in vodnikov, ki so na večjih mestih podaljševani, je ogroženo zanesljivo obratovanje daljnovoda. Ker je DV mednarodnega značaja se je takoj pristopilo k aktivnostim (nabave potrebnega materiala). Obnova DV bo potekala v dveh segmentih, in sicer v letih 2005 in 2006, zaradi nezmožnosti izklopa DV za daljši čas. Na DV se bo v času obnove izvedla tudi AKZ zaščita jeklenih konstrukcij.

RTP 110 kV stikališče Koper

Po pregledu in oceni obstoječega stanja VN opreme, gradbenih in konstrukcijskih elementov je bilo ugotovljeno, da je oprema stara (prvotna izvedba iz leta 1927 ter obnovljena 1945 in 1964) in potrebna temeljite obnove.

Ker se objekt nahaja v urbaniziranem delu mesta Koper, kjer je že sedaj prostorsko omejen ga je potrebno smiselno spremeniti. Iz energetske utemeljitve pa ga je potrebno še razširiti z vključitvijo novih daljnovodov, zato je kot rešitev možna izvedba stikališča v SF6 oklopljeni izvedbi. To je potrdila tudi izdelana idejna študija.

Za objekt je izdelana vsa projektna dokumentacija, pridobivajo se upravna dovoljenja. V teku je nabava opreme. Dela se bodo začela v letu 2005.

Predviden zaključek objekta je do konca leta 2006.

RTP Kidričevo-rekonstrukcija stikališča in povečanje moči 110 kV DV Cirkovce-Kidričevo I

Zaradi povečanja odjemne moči tovarne Talum in zaradi dotrajanosti opreme je potrebno zagotoviti večjo zanesljivost obratovanja objekta. Zato je potrebna celovita rekonstrukcija 110 kV stikališča z vso pripadajočo infrastrukturo ter sekundarnimi sistemi. Zaradi različnih prenosnih zmogljivosti priključnih DV se obremenitve le-teh neenakomerno porazdelijo, kar lahko v neugodnih primerih privede do preobremenitev. Zato je potrebno povečati prenosno moč DV 110 kV Cirkovce-Kidričevo I.

Objekt je v fazi izvedbe. V letu 2005 se bodo izvajala dela na rekonstrukciji posameznih polj. Predvideno dokončanje objekta v začetku leta 2006.

RTP Beričevo: izgradnja dveh 110 kV polj

Z gradnjo DV 2x110 kV Toplarna-Polje-Beričevo je potrebno v RTP Beričevo zgraditi tudi pripadajoči DV polji, kamor se bo DV vključil. Pridobljeno je gradbeno dovoljenje za izgradnjo teh dveh polj, zato se postopki izgradnje tu lahko pričnejo. Gradnja teh dveh DV polj bo potekala vzporedno z gradnjo DV.

ELES je v svojem desetletnem načrtu razvoja upošteval tudi **razvoj železniške infrastrukture** za obdobje od leta 2005 do 2014. Upoštevali smo posodobitev infrastrukture na relaciji Divača - Koper v skladu s predloženimi projekti, ki se morajo usklajevati in urejati z našim podjetjem. Vse ostale ENP (energetska napajalna postaja) za potrebe železnice se napajajo iz distribucijskega (35 kV oz. 20 kV omrežja) in morajo biti obravnavane in vključene v distribucijske desetletne načrte.

Uvedba novih tehnologij

Z uvajanjem vedno novih naprav in postrojev se osebje, ki s temi napravami dela, vzdržuje in upravlja, postavi pred zahtevno nalogo obvladovanja teh naprav. Zato je potrebno ljudi, ki s temi napravami delajo nenehno usposabljanje in uvajati nove tehnologije obratovanja, vzdrževanja in predvsem nadzora in diagnostike nad temi napravami. Vlaganja znanja so zato nujno potreben in zelo pomemben element obvladovanja naprav in postrojev prenosnega omrežja, kot so:

- pilotski projekt vpeljave nove verzije Maximo 5 ter pilotski projekt zajema podatkov v elektronski obliki (povezava mobilnega uporabnika s sistemom vzdrževanja...dlančnik, GPRS....),

- vpeljava baze podatkov GRIDMC za daljnovode, v katero bodo vneseni vsi podatki pridobljeni z laserskim snemanjem, omogočen bo pregled profilov, pregled stanja povosov za najneugodnejše primere, pregled tras DV ipd....,
- pilotski projekt uporabe kamere za snemanje korone (poskusna snemanja različnih EE naprav oz. objektov, s čimer bi ugotovili smiselnost in koristnost uporabe kamere v ELES-u s stališča hitrejšega indiciranja napak, tako iz tehničnega kakor tudi iz ekonomskega stališča),
- postavitev kriterijev za termografska snemanja na DV (izvedba preizkusov na kompresijskih sponkah, kjer so bila v letošnjem letu ugotovljena pregrevanja...primerjava kriterijev, ki se uporabljajo v tujini ter postavitev lastnih kriterijev).

Antikorozijska zaščita DV, RTP

Projekt št. 187 se nadaljuje iz prejšnjih let. Zaščita nosilnih konstrukcij DV in RTP se izvaja predvsem na pomembnejših in bolj dotrajanih objektih, kjer se izvajajo tudi druga večja vzdrževalna dela, da je možno zagotoviti dovolj dolg izklop za izvedbo del.

MANJŠE INVESTICIJE – REKONSTRUKCIJE

Za izvedbo nalog na področju upravljanja prenosnega omrežja je potrebno zagotoviti točno in zanesljivo delovanje sekundarnih sistemov zaščite, vodenja in meritev, ki morajo poleg tega omogočiti zahtevano stopnjo tehnološke funkcionalnosti.

Ker vseh navedenih zahtev ni mogoče racionalno izpolniti iz naslova rednega ter investicijskega vzdrževanja, smo pristopili h postopni tehnološki obnovi sekundarnih sistemov v posameznih poljih 110 kV, 220 kV in 400 kV stikališč.

Letni obseg obnovitvenih del smo določili tako, da smo prednostno vključili obnovo naprav z največjo stopnjo izpadov in zastojev. Dodatno smo upoštevali kriterij pomembnosti v prenosnem sistemu ter istočasnost izvajanja obnove z ostalimi obnovitvenimi deli, tako da je bilo doseženo optimiranje časa izklopov. Skrčenje navedenega obsega rekonstrukcij bi vsekakor vplivalo na poslabšanje zanesljivosti obratovanja prenosnega omrežja.

Tehnološka obnova sistemov za vodenje, zaščito in meritve bomo izvajali z največjo možno udeležbo lastnega znanja (idejne zasnove, parametriranje opreme, funkcionalno preizkušanje), kar omogoča poleg racionalne izvedbe obnove tudi racionalno izvedbo rednega nadzora nad delovanjem ter intervencijskega vzdrževanja naprav.

V naslednjih RTP-jih bo iz različnih potrebnih obratovalnih razlogov, ki so podrobno opisani v materialu SOPO, izvršena obnova zaščite, vodenja in meritev: Maribor, Cirkovce, Pekre, Podlog, Laško, Kleče, Hudo, Divača, Ilirska Bistrica, Gorica, Ajdovščina in Tolmin. Skupna obnova primarne in sekundarne opreme je planirana v: RTP Kidričevo, RTP Selce, RTP Beričevo, RTP Okroglo, RTP Pivka, RTP Koper in RTP Vrtojba.

Nadzorni center zaščite:

Center za nadzor zaščitnih naprav in analize posredno omogoča stalni monitoring motenj in okvar v omrežju EES na pomembnejših TR in vodih prenosnega značaja.

RTP Rekonstrukcije na objektih izven ELES-a:

Za primere nepredvidenih okvar nudi ELES tehnično pomoč za odpravo napak in zamenjavo zaščite na vodih 110 kV.

RTP pri TE – tehnološka obnova naprav za daljinsko vodenje in meritve:

- zaščita

Izvedena bo obnova in dopolnitev daljinskega nadzora zaščite za 110 kV stikališči TE Trbovlje, TE Brestanica in TE Šoštanj. Navedena dela so planirana zaradi zagotavljanja zanesljivosti delovanja zaščite in daljinskega vodenja ter analiz defektov.

- meritve in vodenje

Izvedena bo obnova opreme za daljinsko vodenje in AGC za 110 kV stikališče TE Trbovlje in TE Brestanica. Navedena dela so nujna zaradi zagotavljanja točnosti in zanesljivosti delovanja števnih meritev za merjenje odstopanj od voznih redov ter naprav daljinskega vodenja.

RTP pri HE – tehnološka obnova naprav za daljinsko vodenje in meritve:

- meritve

Izvedena bo obnova števnice in registrirne opreme ter opreme vodenja za 110 kV stikališča HE Moste. Navedena dela so nujna zaradi zagotavljanja točnosti in zanesljivosti delovanja števnih meritev za merjenje odstopanj od voznih redov ter naprav daljinskega vodenja.

RTP distribucije – vgradnja naprav za daljinsko vodenje in meritve:

- meritve

Izvedena bo obnova števnice in registrirne opreme ter opreme za daljinsko vodenje za 110 kV stikališče RTP Ruše, RTP Sl. Bistrica, RTP Sl. Konjice, RTP Ptuj, RTP Ormož, RTP Ljutomer, RTP Trnovlje, RTP Mozirje, RTP Velenje, RTP Ravne in RTP Vuzenica. Navedena dela so nujna zaradi zagotavljanja točnosti in zanesljivosti delovanja števnih meritev za merjenje odstopanj od vozniških redov ter naprav daljinskega vodenja.

RTP direktnih odjemalcev – vgradnja naprav za daljinsko vodenje in meritve:

- meritve

Izvedena bo obnova števnice in registrirne opreme ter opreme za daljinsko vodenje za 110 kV stikališče RTP Lipa, RTP Železarna Ravne, RTP Železarna Jesenice in RTP Jeklarna Jesenice. Navedena dela so nujna zaradi zagotavljanja točnosti in zanesljivosti delovanja števnih meritev za merjenje odstopanj od vozniških redov ter naprav daljinskega vodenja.

Dopolnjevanje centra daljinskih meritev:

Center daljinskih meritev omogoča zajemanje, verifikacijo, obdelavo in selektivno distribucijo števnih merilnih podatkov upravičenim udeležencem trga z električno energijo. Potrebna je dopolnitev programske opreme za zajem minutnih števnih podatkov ter tekočo izvedbo verifikacije.

Dopolnjevanje in razširitev kalibracijskega laboratorija:

Kalibracijski laboratorij za števnice električne energije je potrebno dopolniti za vse nove tipe števnice tako, da bo možna pridobitev akreditacije za samostojno overjanje. Poleg tega je potrebno začeti aktivnosti za razširitev laboratorija na področje merilnih transformatorjev, ki še nimajo zagotovljene metrološke sledljivosti.

Laboratorij za sekundarne sisteme:

V teku so aktivnosti za osnovanje laboratorija za sekundarne sisteme, kjer bo omogočeno kompleksno preizkušanje sekundarnih sistemov vodenja in zaščite pred vgradnjo tako, da bo skrajšan čas preizkušanja na objektu.

VELIKI PROJEKTI**a) Tehnični sistem vodenja RCV**

Za doseganje zastavljenih ciljev dejavnosti systemskega operaterja predvidevamo v naslednjih letih intenzivno vlaganje v obnovo računalniške infrastrukture, zamenjavo lokacije zaradi manjših obratovalnih stroškov, centraliziranje dejavnosti na enem mestu, minimalno povečanje kadrov ob nujni strukturni spremembi le-teh in stalno sledenje svetovnim trendom razvoja systemskih operaterjev oz. upravljalcev prenosnega sistema.

Samo na ta način bomo lahko enakopravno delovali v evropski interkonekciji in bodo tako zagotovljeni za slovensko gospodarstvo vsaj enakopravni pogoji za delo, če ne boljši, od konkurence izven Slovenije. Vse investicije v našo dejavnost se bodo izredno hitro vrnile nazaj v gospodarstvo skozi zanesljiv in kvaliteten prenos električne energije brez neljubih omejitev in nepredvidenih izpadov prenosnega omrežja.

V okviru investicije RCV in PIS je potrebno dokončati naloge iz zadnje novelacije investicijskega programa in sicer: realizacija koncepta vodenja-krmiljenja iz RCV in prilagoditve tehničnega in poslovnega sistema novim pogojem poslovanja ter zagotoviti pogoje za normalno poslovanje dejavnosti z graditvijo nove tehnološko upravne stavbe v Beričevem. Realizacija koncepta vodenja elektroenergetskega sistema, zahteva ob novih upravnih postopkih, načrtovanje principov za posege (krmiljenje) za vsak posamezni objekt in elemente, ki bodo krmiljeni. Poseganje operaterjev se definira po objektih z navodili za ukrepanje po objektih. Potrebno je zagotoviti stalno dostopnost vseh oblik dokumentacije, ki je fizično in podatkovno povezana s krmiljenjem in ob uporabi sodobne tehnologije izdelati prilagojeno dokončno dokumentacijo za funkcije direktnega krmiljenja in natančen sistem sporočanja in kontrole.

Prilagoditev tehničnega in poslovnega sistema novim pogojem poslovanja je danes težko natančno planirati. Spremembe pogojev in zahtev v zvezi z izvajanjem vseh funkcij systemskega operaterja povzročajo potrebe po tekočih prilagoditvah in novih rešitvah v tehničnem sistemu vodenja, v povezavi s poslovnim delom informacijskega sistema. Zaradi potrebne natančnosti pri poslovanju z udeleženci na odprtem trgu, se moramo izogniti vsem možnim napakam, ki lahko nastanejo zaradi obdelave podatkov na različnih mestih in zamudnih postopkov. Zavedamo se tudi tveganj, ki se povečujejo z večanjem števila udeležencev s postopnim odpiranjem trga. Dinamiko narekujejo nove storitve in težnja po opravljanju storitev na čim bolj kakovosten način in z čim manjšimi stroški. Zato je za delovanje SOPO pomemben poslovni sistem - povezava tehničnih z obračunskimi funkcijami ob uvajanju najnovejših tehnologij. Na stalno spreminjanje in dopolnjevanje poslovnega in tehničnega sistema bo zelo vplivalo prilagajanje zahtevam spreminjajoče se zakonodaje ETSO in UCTE.

b) Protipotresna sanacija komandne stavbe OCV Beričevem

Spreminjajoči pogoji poslovanja zahtevajo ustrezno organiziranost. Za zahteven način poslovanja systemskega operaterja mora biti dosegljiva najboljša tehnologijo za gradbene in tehnične rešitve, ki ob optimalnih stroških zagotavlja največjo varnost prenosnega omrežja in zanesljivost njegovega delovanja ter varstvo okolja.

Omogočena mora biti izvedba vseh ukrepov na in v zvezi s prenosnim omrežjem, ki omogočajo varno, zanesljivo in učinkovito vodenje ter obratovanje tega omrežja. V ta namen je potrebno posvetiti veliko pozornost stalnemu spremljanju razvoja tehnologije na področju vodenja obratovanja EES ter nenehni nadgradnji obstoječih sistemov, s pravočasnimi pripravami na izboljšave. Sedanja oprema centra vodenja bo tehnološko zastarela v treh letih. V tem obdobju se skladno z zahtevami delovanja GJS planira zamenjava tehnologije. Prav tako je potrebno v času uvajanja nove tehnologije zagotoviti popolno varnost vodenja z možnostjo popolnega prenosa vodenja na rezervno lokacijo.

V procesu uvajanja sedanje opreme za vodenje v centru se je izkazalo, da bi bila smiselna zamenjava lokacije sedeža centra upravljanja EES zaradi manjših obratovalnih stroškov in centraliziranja dejavnosti. Vodenje zahtevnih tehničnih procesov naj bi se tako združilo na enem mestu z namenom optimalnega izkoriščanja prostora in optimalne tehnične opremljenosti - združili naj bi nadzorne sisteme, laboratorij, komunikacije, pripravo del, nadomestne dele itn. Predlog Nacionalnega energetskega programa ugotavlja potrebo po močni funkcijski podpori pri komuniciranju z EU, kar pomeni povečanje pomena sistemskih storitev in potrebo po zelo močni IT podpori pri upravljanju in vodenju dereguliranega sistema, za kar bo potrebno permanentno prilagajanje in tehnološko dograjevanje centra vodenja. Komandna stavba OCV Beričevo je potrebna obnove iz dveh praktičnih razlogov: zaradi ugotovitve ZRMK o potresni neustreznosti stavbe in zaradi neustrezne elektromagnetne združljivosti (neustrezna zaščita stavbe pred motnjami), kar lahko posredno vpliva na varnost delovanja elektroenergetskega sistema. V letu 2005 je predvidena izdelava projekta za pridobitev gradbenega dovoljenja za obnovo komandne stavbe OCV Beričevo.

c) SISTEM ZA VODENJE IN NADZOR EES–EMS (Energy Management System)

Nadaljevali bomo v lanskem letu začeti projekt izdelave sistema za vodenje EES, zasnovanem na CIM modelu in GID vmesnikih, ki delujejo po standardu IEC 61970. Nabavili, vključili in preverili bomo module za SCADA, AGC, DTS in NA (OPF, ITS,...). Trenutni razvoj dogodkov na področju elektroenergetike zahteva poleg vzdrževanja klasičnih

programov tudi hitro prilagajanje novim potrebam. Pregledali in pripravili bomo EMS za uporabo komunikacijskega protokola IEC 61850-8-1, ki bo omogočal komunikacijo z najnovejšimi RTU napravami vseh proizvajalcev.

Novi EMS in moduli, ki jih bomo v prihodnosti dograjevali morajo izpolnjevati naslednje kriterije, ki so bili do nedavnega povsem nedosegljivi:

MODULARNOST: vsaka aplikacija v centru vodenja deluje individualno. Povezovanje z drugimi aplikacijami se izvaja s standardiziranim vmesnikom IEC 61970 (EMS-API).

PRILAGODLJIVOST: aplikacijske module je možno po želji dodajati, dograjevati ter odstranjevati. Pomembno pri tem je, da standardiziran vmesnik povezovanja omogoča nakup modulov različnih proizvajalcev, ki so skladni z EMS-API. S tem se izognemo kasnejši odvisnosti od dobavitelja osnovne opreme.

DOSTOPNOST, TRANSPARENTNOST: standard EMS-API temelji na standardizirani podatkovni bazi CIM-XML in skupaj s standardom TASE 2 omogoča izmenjavo podatkov in same podatkovne baze med različnimi EMS-API centri vodenja. Tovrstna zasnova je uporabna pri izgradnji aplikacijskih modulov, ki delujejo nad elementi omrežja v domeni različnih upravljalcev omrežja. Zasnova je prilagojena tudi za javno objavljane informacij o delovanju elektroenergetskega sistema (www).

POSTOPNA IZGRADNJA SISTEMA: modularna zasnova omogoča postopno izgradnjo sistema vodenja. V projektno-investicijskem smislu gre za veliko zmanjšanje projektnega rizika in stroškov.

Zaradi monopolnega položaja dobavitelja funkcionalno zaprtega sistema EMS Siemens SINAUT/Spectrum se vsaka še tako mala dopolnitev izraža v izredno velikih naporih in dodatnih stroških. Otežena je izgradnja vmesnikov za izmenjavo podatkov z enotami, ki ne ustrezajo standardom IEC 60870 in nadgradnja z nujno potrebnimi rešitvami v strojni in programski opremi zaradi zastarevanja strojne računalniške opreme (tehnološka doba od 3 do 5 let). Silovit razvoj strojne opreme je smiselno izkoristiti zaradi izboljšav performans celotnega sistema vodenja, pri novem sistemu se stroški znižajo za vse tiste dele, ki so bili že pripravljene za sedanjí sistem, saj se podatki enostavno preslikajo v novi sistem.

Razširjene kapacitete novega sistema vodenja bodo omogočile povezavo s članicami ETSO sistema in izmenjavo podatkov ter učinkovitejše izračunavanje mrežne analize in napovedi za naše elektroenergetske omrežje.

V tem srednjeročnem obdobju bomo realizirali koncept vodenja-krmiljenja elementov prenosnega omrežja iz RCV. Uredili bomo daljinsko krmiljenje vseh obstoječih 108 VN

razdelilnih transformatorskih postaj centralizirano s pomočjo EMS v RCV (do sedaj smo izvedli krmiljenje 23 RTP-jev).

Za doseg tega bo potrebno posneti trenutno stanje in izpeljati eventualno potrebno preizkušanje, izdelavo dokončne dokumentacije za funkcije direktnega krmiljenja in natančen sistem sporočanja in kontrole ter prilagoditve tehničnega in poslovnega informacijskega sistema novim pogojem poslovanja. Spremembe pogojev in nove zahteve v zvezi z izvajanjem vseh funkcij gospodarske javne službe povzročajo potrebe po prilagoditvah ali novih rešitvah v tehničnem sistemu vodenja v povezavi s poslovnim delom informacijskega sistema. Zaradi potrebne natančnosti pri poslovanju z udeleženci na odprtem trgu se moramo izogniti vsem možnim napakam, ki lahko nastanejo z obdelavo podatkov na različnih mestih in zamudnim postopkom. Zato je za delovanje operaterja pomemben poslovni sistem - povezava tehničnih z obračunskimi funkcijami ob uvajanju najnovejših tehnologij. Na stalno spreminjanje in dopolnjevanje poslovnega in tehničnega sistema bo zelo vplivalo prilagajanje zahtevam spreminjajoče se zakonodaje ETSO in UCTE.

VLAGANJA V ELEKTRONSKE KOMUNIKACIJSKE STORITVE ZA POTREBE EES

Namen vlaganj je zagotavljanje kakovostnih, zanesljivih, visoko razpoložljivih in varnih elektronskih komunikacijskih storitev potrebnih za delovanje slovenskega elektroenergetskega sistema. Vlaganja v telekomunikacije za potrebe systemskega operaterja prenosnega omrežja so večinoma zajeta v prej navedenih projektih, delno pa v malih investicijah, ter investicijah v TK.

Telekomunikacijsko omrežje, ki te storitve omogoča je sestavljeno iz optičnih kablov v značni konfiguraciji med elektroenergetskimi objekti in transportnih sistemov (FMX; SDH/XDM/xWDM in IP/VPN/MPLS), ki so vgrajeni v elektroenergetske objekte.

Začna konfiguracija optičnega transportnega sistema skupaj z radio relejnimi zvezami, omogoča zanesljiv prenos podatkov za potrebe vodenja, nadzora, meritev in zaščite v energetskega sistema, podatkov potrebnih za razvoj, izgradnjo ter vzdrževanje prenosnega omrežja, podatkov poslovne informatike ter podatkov za nadzor nad telekomunikacijskim omrežjem.

Elektronske komunikacijske storitve morajo omogočati optimalno upravljanje dejavnosti systemskega operaterja slovenskega energetskega sistema, kar pomeni, da bomo pri razvoju, načrtovanju in graditvi storitev upoštevali nove potrebe in zahteve odjemalcev, ki bodo podane v načrtih.

Cilj razvoja, načrtovanja in graditve elektronskih komunikacijskih storitev je nadgraditev obstoječega SDH/XDM/xWDM omrežja v smislu povečanja razpoložljivosti, zanesljivosti in kapacitet omrežja, ter vgraditev novih IP/VPN/MPLS naprav v elektroenergetske objekte, ki bodo omogočile uvajanje novih širokopasovnih storitev in novih standardov (npr. IEC 61850) za uporabnike iz elektroenergetskega področja.

Preglednica 7.1: Plan sistemskega operaterja prenosnega omrežja za obdobje od 2005 do 2014 (1.del)

v 1000 SIT

	Projekti investicij	Skupaj v 2005 - 2014	skupaj v 2005	skupaj v 2006	skupaj v 2007	skupaj v 2008	skupaj v 2009	skupaj v 2010	skupaj v 2011	skupaj v 2012	skupaj v 2013	skupaj v 2014
I:	Obnovitvene investicije (rekonstrukcije)											
	DALJNOVODI											
1	DV 2x110 kV Gorica-Divača	1.920.000										
2	DV 2x110 kV Divača-Pivka	500.000										
3	DV 110 kV Dobljar-Plave-Gorica	250.000										
4	DV 2x110 kV Dobljar-Gorica	1.030.000										
5	DV 2x110 kV Pivka-II Bistrica	520.000										
6	DV 2x110 kV Dravograd-Velenje, obešanje drugega sistema	305.000										
7	DV 2x110 kV Dravograd-Ravne (1, 2)	435.000										
8	DV 2x110 kV Brestanica-Hudo, prestavitev Kronovo-Bajnof	4.000										
9	DV 2x110 kV Grosuplje-Kočevje	1.050.000										
10	DV 110 kV Beričevo-Trbovlje (obnovitev 1,2)	112.000										
11	DV 2x110 kV Kleče - Škofja Loka	36.000										
12	DV 2x110 kV Vuhred-Vuzenica-Dravograd	250.000										
13	DV 110 kV Maribor-Cirkovce (obnovitev 1,2)	580.000										
14	DV 2 x 110 kV Brestanica - Hudo	1.513.000										
15	DV 110 kV Ilirska Bistrica - Matulji	10.000										
16	DV 220 kV Podlog - Oberseilach	392.000										
17	DV 220 kV Podlog - Cirkovce - Žerjavinec	200.000										
18	Dv 220 kV Divača - Pehlin	120.000										
19	DV 110 kV Cirkovce - Formin	118.000										
20	DV 2x110 kV Pekre - Mariborski Otok	55.000										
	Skupaj DV	9.400.000	873.000	1.580.000	1.584.000	1.280.000	1.670.000	553.000	600.000	230.000	480.000	550.000
	RTP, RP											
21	RTP 110/20 kV Koper	1.300.000										
22	RTP 110/20 kV Gorica, 110 kV polja Divača, polja Avče	72.000										
23	RP 110 kV Hudo polja	2.000										
24	RTP 400/110 kV Okroglo-obnova transformatorja 300 MVA, DV polja	861.000										
25	Neposredni nadzor energetskih TR	470.000										
26	RTP 400/220/110 kV Divača	192.000										
27	Gradbene rekonstrukcije RTP	544.000										
28	VN oprema	450.000										
29	RTP 110/20 kV Cerklje, obnova 110 kV stikališča	30.000										
30	RTP 400/110 kV Maribor, obnova 110 kV stikališča	590.000										
31	RTP 110/20 kV Vrtojba, obnova 110 kV stikališča	100.000										
32	RTP 110/10 kV Kidričevo, obnova (vir financiranja TALUM)	73.000										
33	RTP 110/20 kV Pivka	42.000										
34	RTP 110/20 kV Il Bistrica	85.000										
35	RTP 110/20(35) kV Selce	130.000										
36	RTP 110/20(35) kV Pekre, 110 kV polja	1.673.000										
37	RTP 400/220/110 kV Beričevo	390.000										
38	RTP 400/110 kV Okroglo	90.000										
39	RTP 400/220/110 kV Podlog	49.000										
40	RTP Cirkovce (zamenjava VN oprme)	1.000										
41	Obnove lastne rabe v EE objektih	510.000										
42	Celovito tehnično varovanje	70.000										
43	Protipožarna zaščita RTP Podlog	18.000										
	Skupaj RTP	7.742.000	1.690.000	1.298.000	1.071.000	655.000	238.000	245.000	375.000	1.070.000	800.000	300.000
	Skupaj projekti rekonstrukcij	17.142.000	2.563.000	2.878.000	2.655.000	1.935.000	1.908.000	798.000	975.000	1.300.000	1.280.000	850.000

Preglednica 7.2: Plan sistemskega operaterja prenosnega omrežja za obdobje od 2005 do 2014 (2.del)

v 1000 SIT

	Projekti investicij	Skupaj v 2005 - 2014	skupaj v 2005	skupaj v 2006	skupaj v 2007	skupaj v 2008	skupaj v 2009	skupaj v 2010	skupaj v 2011	skupaj v 2012	skupaj v 2013	skupaj v 2014
II:	Nove investicije											
	DALJNOVODI											
	Potrebni prenosni daljnovodi											
44	DV 2x110 kV Toplarna-Polje-Beričevo + DV polja	1.825.000										
45	DV 2x400 kV Beričevo-Krško	8.700.000										
46	DV 2x110 kV Beričevo-Trbovlje	1.790.000										
47	DV 110 kV Beričevo - Trbovlje, prehod na 400 kV	5.000.000										
	DV za mednarodne povezave											
48	DV 2x110 kV, priključek Lucija	820.000										
49	DV 2x400 kV Cirkovce-Pince	8.900.000										
50	DV 2x400 kV Okroglo (Slovenija)-Udine (Italija)	9.250.000										
51	DV 2x400 kV Divača-Beričevo-Podlog (prehod iz 220 kV na 400 kV)	15.500.000										
	Investicije OPGW in TK											
52	DV 110 kV Beričevo-Kleče	55.000										
	Skupaj DV	51.840.000	746.000	2.546.000	6.428.000	10.400.000	8.390.000	8.650.000	8.070.000	3.220.000	2.510.000	880.000
	RTP, RP											
53	RTP 400/110 kV Krško z razpletom DV, drugi del	185.000										
54	RTP 400/110 kV Krško, drugi TR	1.050.000										
55	RTP 400/110 kV Cirkovce	1.300.000										
56	RTP 400/110 kV Divača drugi TR 300 MVA	1.110.000										
57	RP 110 kV Celje z razpletom DV	2.500.000										
58	RTP 400/110 kV Okroglo, drugi TR, 300 MVA	920.000										
59	RTP 400/110 kV Beričevo, 300 MVA	795.000										
60	RTP 400/110 kV Podlog, 300 MVA	660.000										
61	RTP 400/110 kV Gorica II (Okroglica), 300 MVA	608.000										
62	RTP Beričevo - izgradnja dveh DV polj	75.000										
	Skupaj RTP	9.203.000	190.000	835.000	1.250.000	1.675.000	1.470.000	618.000	35.000	660.000	1.220.000	1.250.000
	Skupaj nove investicije v prenos	61.043.000	936.000	3.381.000	7.678.000	12.075.000	9.860.000	9.268.000	8.105.000	3.880.000	3.730.000	2.130.000
	Skupaj rekonstrukcije in nove investicije v prenos	78.185.000	3.499.000	6.259.000	10.333.000	14.010.000	11.768.000	10.066.000	9.080.000	5.180.000	5.010.000	2.980.000
63	Razvoj novih tehnologij	1.152.000	132.000	100.000	100.000	100.000	110.000	110.000	120.000	120.000	130.000	130.000
	SKUPAJ INVESTICIJE	79.337.000	3.631.000	6.359.000	10.433.000	14.110.000	11.878.000	10.176.000	9.200.000	5.300.000	5.140.000	3.110.000

Preglednica 7.3: Plan systemskega operaterja prenosnega omrežja za obdobje od 2005 do 2014 (3.del)

v 1000 SIT

	Projekti investicij	Skupaj v 2005-2014	skupaj v 2005	skupaj v 2006	skupaj v 2007	skupaj v 2008	skupaj v 2009	skupaj v 2010	skupaj v 2011	skupaj v 2012	skupaj v 2013	skupaj v 2014
I:	Obnovitvene investicije v sekundarne sisteme											
1	RTP Divača	90.000										
2	RTP Podlog	230.000										
3	RTP Beričevo	240.000										
4	RTP Selce	60.000										
5	RTP Gorica	20.000										
6	RTP Ilirska Bistrica	50.000										
7	RTP Pivka	50.000										
8	RTP Maribor	210.000										
9	NEK	110.000										
10	RTP Okroglo	205.000										
11	RTP Kleče	250.000										
12	RTP Cirkovce	150.000										
13	RTP Cerkno											
14	RTP Vrtojba	50.000										
15	RTP Tolmin	60.000										
16	RTP Koper	90.000										
17	RTP Hudo	30.000										
18	RTP Idrija											
19	RTP Laško	80.000										
20	RTP Kidričevo											
21	RTP Pekre	200.000										
22	Nadzorni center zaščite	60.000										
23	Rekonstrukcije na objektih izven ELES-a	30.000										
24	RTPAjdovščina	60.000										
25	RTP pri TE-tehnološka obnova za daljinsko vodenje in meritve	240.000										
26	RTP pri HE-tehnološka obnova za daljinsko vodenje in meritve	180.000										
27	RTP distribucije-vgradnja naprav za daljinsko vodenje in meritve	260.000										
28	RTP direktnih odjemalcev-vgradnja naprav za daljinsko vodenje in meritve	90.000										
29	Nabava opreme za obnovo merilnih sistemov	70.000										
30	Nabava merilne opreme za obnovo sistemov vodenja	90.000										
31	Obnova in dopolnjevanje centra daljinskih meritev	60.000										
32	Razširitev in dopolnjevanje kalibracijskega laboratorija	90.000										
		3.405.000										
	Skupaj	13.105.000	1.090.000	1.135.000	1.180.000	1.230.000	1.275.000	1.330.000	1.380.000	1.435.000	1.500.000	1.550.000
II:	Velike investicije											
33	Sistem za vodenje in nadzor EES	6.200.000										
34	Tehnični sistem vodenja RCV	306.200										
35	Protipotresna sanacija komandne stavbe OCV Beričevo	7.110.000										
	Skupaj	13.616.200	708.000	2.654.000	3.187.000	1.055.000	2.585.000	670.000	730.000	720.000	653.600	653.600
	SKUPAJ INVESTICIJE	26.721.200	1.798.000	3.789.000	4.367.000	2.285.000	3.860.000	2.000.000	2.110.000	2.155.000	2.153.600	2.203.600

Preglednica 7.4: Plan systemskega operaterja prenosnega omrežja za obdobje od 2005 do 2014 (4.del)
v 1000 SIT

Projekti investicij	Skupaj v 2005 - 2014	skupaj v 2005	skupaj v 2006	skupaj v 2007	skupaj v 2008	skupaj v 2009	skupaj v 2010	skupaj v 2011	skupaj v 2012	skupaj v 2013	skupaj v 2014
SKUPAJ INVESTICIJE PEE	79.337.000	3.631.000	6.359.000	10.433.000	14.110.000	11.878.000	10.176.000	9.200.000	5.300.000	5.140.000	3.110.000
SKUPAJ INVESTICIJE UPO	26.721.200	1.798.000	3.789.000	4.367.000	2.285.000	3.860.000	2.000.000	2.110.000	2.155.000	2.153.600	2.203.600
SKUPAJ INVESTICIJE	106.058.200	5.429.000	10.148.000	14.800.000	16.395.000	15.738.000	12.176.000	11.310.000	7.455.000	7.293.600	5.313.600
MALE INVESTICIJE	9.496.124	1.396.124	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000
SKUPAJ INVESTICIJE ELES	115.554.324	6.825.124	11.048.000	15.700.000	17.295.000	16.638.000	13.076.000	12.210.000	8.355.000	8.193.600	6.213.600

8 SKLEP

8.1 SPLOŠNO

Več kot stoletna tradicija elektrotehnike v Sloveniji in osemdeseta obletnica prenosne dejavnosti, ki smo jo praznovali v letu 2004 nas zavezujejo, da tudi v današnjem času primerno skrbimo za prenosno omrežje. Povečana poraba električne energije v celi Evropi zahteva, kljub racionalnejši rabi energije, gradnjo novih proizvodnih in prenosnih zmogljivosti. Slovenski prenosni sistem že trideset let sinhrono obratuje z evropskim in je razvojno trdno vpet v mednarodne povezave, še posebej po vstopu Slovenije v EU.

Trg z električno energijo je prinesel številne novosti v elektroenergetski sistem. Omrežje je bilo zgrajeno v monopolnem okolju, ki takega načina obratovanja ni predvidevalo. Odprtje trga z električno energijo je omogočilo upravičenim odjemalcem prosto izbiro dobavitelja. Učinkovito delovanje trga z električno energijo v konkurenčnih razmerah bo možno, ko bo zgrajenih dovolj prenosnih poti in ko bo ustrezen presežek proizvodnje tudi v Sloveniji. Ob prednostih, ki izhajajo iz konkurence pa nikakor ne smemo pozabiti na nevarnosti. Nekritično zagotavljanje maksimalnega dobička pri trgovanju z električno energijo bi lahko privedlo do zanemarjanja zanesljive in dolgoročne preskrbe z električno energijo. Povečani rabi in odpiranju trga pa se v bližnji prihodnosti ne bomo mogli izogniti. Zato je izredno pomemben odnos do razvoja prenosnega sistema.

»Načrt razvoja prenosnega omrežja v Republiki Sloveniji od leta 2005 do 2014« je ELES izdelal v skladu z zahtevami Energetskega zakona in z namenom, da ponudi odgovore vsem udeležencem elektroenergetskega trga, kako namerava prenosno podjetje, kot sistemski operater prenosnega omrežja, zagotoviti kvaliteten prenos električne energije za navedeno obdobje. Prenosno omrežje se mora odzivati z enako ali boljšo zanesljivostjo delovanja na hitre trenutne spremembe zaradi negotovosti proizvodnje, odjema in tranzitov v razmerah odprtega trga z električno energijo. S predvidenimi vlaganji v prenosno omrežje želimo obdržati vsaj takšno zanesljivost in kvaliteto ter robustnost omrežja kot je danes, ki v smislu zahtev oziroma kriterijev UCTE in ETSO zagotavlja zanesljivo in varno obratovanje. Omogočiti želimo zanesljiv prenos in s tem dobavo domačim odjemalcem ter povečati vpetost v evropske tokove, ki bodo pripomogli k delovanju Slovenskega in Evropskih trgov z električno energijo.

8.2 SKLEPNA OCENA PRETEKLIH VLAGANJ IN NJIHOVA UČINKOVITOST

V letih do 1990 je izgradnja prenosnega omrežja potekala v dveh večjih etapah, ko se je konec šestdesetih let gradilo 220 kV omrežje, v osemdesetih pa 400 kV omrežje. Omrežje je bilo grajeno v kontekstu bivše skupne države in obdobja monopolnih vertikalno organiziranih sistemov in temu ustrezno načrtovano. Slabost iz tega obdobja je nekatera visokonapetostna oprema, proizvedena na prostoru bivše države, ki ni ustrezne kvalitete in ima zato krajšo življenjsko dobo. Čezmejne kapacitete so predvidevale samo pomoč in niso bile načrtovane za trgovanje. Z Madžarsko nismo zgradili daljnovidne povezave zaradi tehnične različnosti sistemov pred letom 1995 oz. različne pripadnosti v sklopu evropskih interkonekcij.

Po letu 1990 (samostojni Sloveniji) pa izgradnja prenosnega omrežja ni sledila izdelanim načrtom in planom obnove. Glavni razlog je bilo zmanjšanje finančnih sredstev (ni bilo več sklada energetskega sredstev in usklajevanj na nivoju države), sprememb v zakonodaji z novimi zahtevami za okolje in prostor pa tudi človeških resursov za področje priprave in gradnje ni bilo dovolj. V Dolgoročnem planu ELES-a 1995-2005 (izdelan 1995) so bila predvidena vlaganja v prenosno omrežje v višini 71 milijard SIT, do leta 2000 pa je bilo realizirano le 22 % načrtovanih vlaganj. Tudi sredstva za vzdrževanje so bila do leta 1996 okrnjena.

Večjim razpadom smo se prva leta kljub manjšim naložbam izognili, dogodile pa so se krajše redukcije na Primorskem in nato še nekajdnevne na Dolenjskem, kar je povzročilo precejšno gospodarsko škodo (Krka, Revoz in zahteva Revoza za preselitev v Romunijo, v kolikor se razmere še ponovijo), s čimer bi lahko zgradili vse načrtovane prenosne kapacitete na področju Dolenjske.

Naše izkušnje in težave v tujih elektroenergetskih sistemih so pokazale, da je smiselno vlagati v prenosne objekte najmanj v višini tehničnih zahtev in obdržati vsaj takšno kvaliteto prenosne infrastrukture, kot je danes. Ključnega pomena za zanesljivo delovanje prenosnega sistema pa je tudi strokoven in usposobljen kader s področja načrtovanja, gradenj, vzdrževanja in obratovanja ter ustrezna informacijska podpora za pravilne odločitve. Za odpravljanje težav so bila potrebna nova vlaganja v posodobitve in v nove prenosne zmogljivosti.

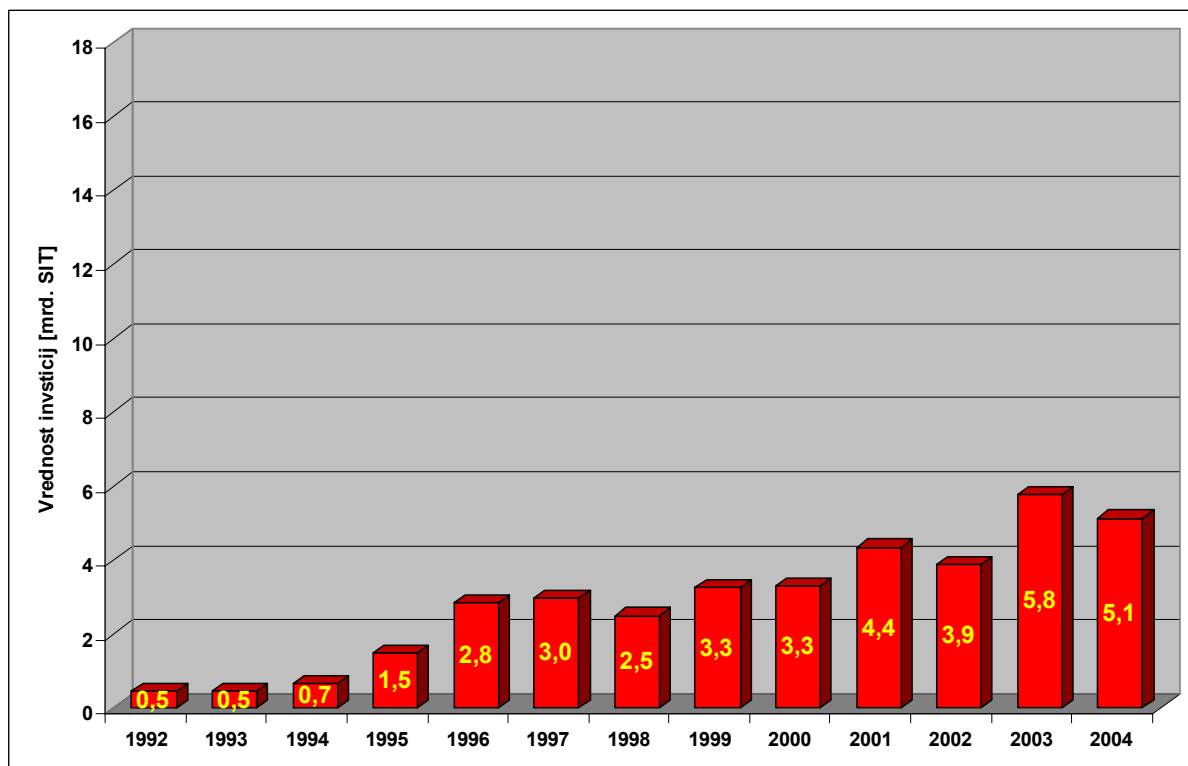
Novo obdobje investicijskih vlaganj v prenosno omrežje se je začelo s sprejetjem in uveljavitvijo nove energetske zakonodaje v letih 2000/2001, ko je prišlo do reorganizacije EES, ki je postavila pogoje za večja vlaganja v prenosno omrežje. Uveljavitev nove energetske zakonodaje je pomenila izdelavo in sprejetje Načrta razvoja prenosnega omrežja

za obdobje 2003-2012, kjer je načrtovano bistveno povečanje vlaganj v prenosno omrežje. Vlaganja v prenosno omrežje v letih 2000-2002 in izvajanje Načrta prenosnega omrežja 2003-2012 je prineslo v povprečju 70 % povečanje vlaganj v prenosno omrežje.

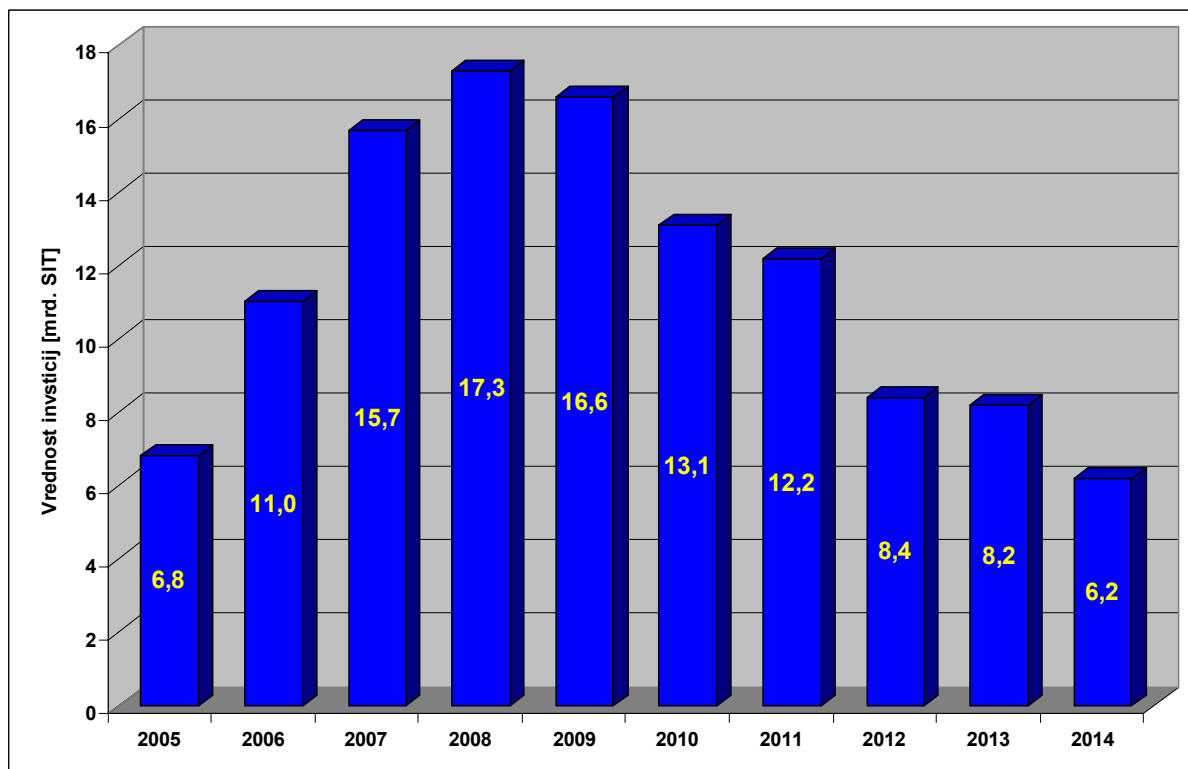
V obdobju 2000 do 2004 smo izvedli nekaj zelo pomembnih investicij, ki so bistveno povečale zanesljivost obratovanja prenosnega omrežja. Tako smo obnovili vse ključne elemente 400 in 220 kV prenosnega omrežja in s tem zmanjšali tveganja za morebitne izpade in omogočili bolj zanesljiv prenos električne energije v razmerah neprestanega povečevanja prenosa energije zaradi trgovanja z električno energijo. V tem obdobju je bila zgrajena nova RTP 400/110 kV Krško, ki predstavlja ključni napajalni objekt za JV Slovenijo, zgrajena je bila nova transformacija 400/110 kV v RTP Divača.

Primerjava Razvojnega načrta prenosnega omrežja za leti 2003 in 2004 in realizacijo vlaganj v prenosno omrežje v letih 2003 in 2004 pokaže, da je bilo realizirano 86 % predvidenih vlaganj. V primerjavi z realizacijo pred sprejetjem Razvojnega načrta prenosnega omrežja 2003-2012 (22 % za prvih 5 let) lahko te rezultate ocenimo kot zelo uspešne. V zadnjih štirih letih je bilo investirano v prenosno omrežje več kot v devetletnem obdobju 1992-2000, v zadnjih dveh letih pa več kot v šestletnem obdobju 1992-1997. Izrazita investicijska suša je bila torej v petletnem obdobju 1992-1995, kar se je v sistemu poznalo še več kot naslednjih pet let.

Investicije v RTP in RP povsem sledijo razvojnemu načrtu, medtem ko se na področju DV soočamo z zaostanki, ki so posledica zahtev zunanjega okolja (ekologija, vpliv elektromagnetnih sevanj, prostorske zahteve). Aktivnosti napredujejo počasneje od predvidenih predvsem na DV 2x110 kV Toplarna-Polje-Beričevo, DV 2x400 kV Beričevo-Krško in DV 2x400 kV Cirkovce-Pince.



Slika 8.1: Vlaganja v prenosno omrežje v obdobju od 1992 do 2004



8.2: Vlaganja v prenosno omrežje v obdobju od 2005 do 2014

8.3 SKLEPNA OCENA NAČRTOVANIH VLAGANJ

V načrt razvoja prenosnega omrežja smo uvrstili tiste objekte, ki so potrebni slovenskemu prenosnemu omrežju ob upoštevanju vseh kriterijev, ki zagotavljajo zanesljivo in varno obratovanje. Gre za obnove in zamenjave obstoječih objektov in naprav ter gradnjo novih za povečanje prenosnih zmogljivosti. Za zagotavljanje prenosa električne energije v smislu zahtev, ki jih UCTE in ETSO definirata kot kriterije za varno obratovanje, smo vključili vse potrebne prenosne objekte v načrt razvoja prenosnega omrežja.

S predvidenimi vlaganji v prenosno omrežje želimo obdržati vsaj takšno zanesljivost in kvaliteto ter robustnost omrežja kot je danes. Vsak odmik od načrtovanega časovnega obdobja bo z leti vse bolj vplival na zanesljivost in kvaliteto, saj bomo lahko obratovali in delovali le v mejah trenutnih sposobnosti in zmožnosti prenosnega omrežja v danem trenutku.

Predvidena vlaganja v vrednosti 115 milijard SIT v desetletnem obdobju zagotavljajo dolgoročen razvoj prenosnega omrežja in zanesljivo obratovanje. Ob istočasnih in usklajenih vlaganjih v proizvodnjo električne energije bi to zagotovilo Sloveniji tako neodvisnost kot tudi koristi, ki jih lahko ima z močnejšo vpetostjo v evropske trge. Predvsem z možnostjo dostopa do cenejše električne energije.

8.4 SKLEPNA OCENA UMEŠČANJA OBJEKTOV V PROSTOR

Pri načrtovanju prenosnih objektov moramo upoštevati čas, ki je potreben za graditev in znaša praviloma več kot pet let, pri daljnovodih pa 7 do 10 let. Izkušnje iz preteklih let kažejo, da se ta čas stalno podaljšuje, praviloma zaradi vedno strožjih zahtev umeščanja v prostor. Največji uspeh na tem področju v zadnjih dveh letih je zato sprejem državnega lokacijskega načrta za DV 2x110 kV Toplarna-Polje-Beričevo, največja težava pa je bil sprejem Nature 2000 ob vstopu v EU, ki je na primeru DV 2x400 kV Cirkovce-Pince pomenil enoletni zamik izgradnje.

Pomemben premik in podporo pri umeščanju v prostor predstavlja tudi uvrstitev vseh treh načrtovanih daljnovodov 400 kV med prednostne evropske elektroenergetske smeri ter pridobitev sofinanciranja za študijo daljnovodne povezave Okroglo-Udine Ovest s strani Evropske komisije v okviru programa finančne pomoči programa TEN-E.

Na področju prostorskega razvoja prenosnega omrežja bo kljub temu potrebno v največji možni meri izkoristiti obstoječe daljnovodne trase. To bo doseženo z uvajanjem novih tehnologij kompaktiranja elementov daljnovoda in modernih tehnologij zmanjševanja vplivov

na okolje. Večje izkoriščanje obstoječih daljnovodov pomenijo tudi uvedbe novih tehnologij, ki omogočajo večje pretoke ob nezmanjšani zanesljivosti.

Za zagotovitev novih tras bo ELES aktivno sodeloval z državno in lokalno upravo, s ciljem zagotavljanje takih prostorskih aktov, ki bodo omogočali nujne širitve prenosnega omrežja.

Pri načrtovanju, gradnji, vzdrževanju in obratovanju prenosnih objektov bo ELES izvajal vse ukrepe zmanjševanja vplivov na okolje do dovoljenih vrednosti. V ta namen bo pri vseh projektih izvajal ocenjevanje vplivov na okolje in za vse tri temeljne dejavnosti (gradnjo, vzdrževanje in obratovanje) izdeloval Plane upravljanje z okoljem.

Za približevanje svoje dejavnosti družbenem okolju, bo potrebno izvajati programe komuniciranja z javnostjo.

Celovit pristop k varovanju okolja je zajet s postopki v okviru sistema ISO 14001, ki ga je podjetje uvedlo v letu 2004 in s tem nadgradilo sistem kakovosti ISO 9001.

8.5 SKLEPNA OCENA DOLGOROČNEGA RAZVOJNEGA NAČRTA ZA NASLEDNJE DVOLETNO OBDOBJE

Načrt razvoja prenosnega omrežja za obdobje 2005-2014 je izdelan na osnovi novih spoznanj ter upošteva doseženo v prvih dveh letih izvajanja načrta za obdobje 2003-2012. Upoštevani so tudi zamiki, do katerih je prišlo predvsem pri načrtovanih daljnovodih, ki so v fazi sprejemanja državnih lokacijskih načrtov.

Prvo leto načrta razvoja prenosnega omrežja je usklajeno z Gospodarskim načrtom ELES za leto 2005, ki ga je sprejel nadzorni svet podjetja. To je tudi zadnje leto triletnega regulativnega okvira Agencije za energijo. V letu 2005 bo potrebno v posvetovalnem procesu določiti regulativni okvir za naslednje tri do pet letno obdobje. ELES želi aktivno prispevati k oblikovanju ustrezne rešitve, ki bi omogočila učinkovito delovanje trga z električno energijo. ELES smatra, da je izvedba načrtovanih objektov pogoj za normalno delovanje trga, zato si bo z vsemi močmi prizadeval za njegovo realizacijo.

V letu 2006 je predvideno bistveno povečanje vlaganj v prenosno omrežje. Vrednostno največji projekti so DV 2x110 kV Toplarna-Polje-Beričevo, DV 2x400 kV Beričevo-Krško, DV 2x110 kV Divača-Gorica, RTP 110/20 kV Koper, RTP 400/110 kV Okroglo- drugi transformator ter protipotresna sanacija komandne stavbe OCV Beričevo. Predvsem daljnovodi predstavljajo največjo nevarnost za zamike ter zmanjšano realizacijo, ker se postopki pridobivanja upravnih dovoljenj praviloma podaljšujejo povsod v svetu.

V naslednjih dveh letih je predvideno investiranje v vrednosti 17,8 milijarde SIT, kar je več kot v preteklih treh letih. Leta 2006 se bodo vlaganja podvojila glede na realizacijo 2004. Do leta 2008 je z načrtom razvoja predvidena nadaljnja skokovita rast potrebnih sredstev za financiranje izgradnje. Večje letne vrednosti investicijskih vlaganj so nastale predvsem zaradi novih projektov in zamikanja ter prekrivanja terminskih planov nekaterih večjih daljnovodov. Napredek do leta 2006 bo pokazal bolj natančno, kakšna bodo potrebna vlaganja v letih 2007 ter 2008, ko naj bi dosegli maksimum.

9 LITERATURA IN VIRI

- [1] Energetski zakon-EZ, Ur.list. št. 79/99, št. 8/00 in št. 51/04,
- [2] Uredba o načinu izvajanja gospodarske javne službe dejavnost systemskega operaterja prenosnega omrežja električne energije-Ur.list., R.S., št. 114/04,
- [3] Optimalne strukture slovenskega elektroenergetskega omrežja v odprtem trgu električne energije, ref. št. 1580, EIMV,
- [4] Nacionalni energetski program (v pripravljanju),
- [5] Regulativni okvir (v pripravljanju za desetletno obdobje),
- [6] Sistemska obratovalna navodila za prenosno elektroenergetsko omrežje,
- [7] Kriteriji načrtovanja razvoja prenosnega omrežja,
- [8] Elementi planiranja za izdelavo 10-letnega razvojnega načrta (zadnji odstavek 14. člena EZ),
- [9] Dolgoročni razvoj prenosnega omrežja Slovenije do leta 2020, ref. št. 1250, EIMV,
- [10] Dolgoročni plan ELES-a za obdobje 1995-2005, ELES,
- [11] Optimizacija scenarijev razvoja EES kot osnova za izdelavo dokumentov razvoja sistema do leta 2000 (2005), II. del in okvirno do leta 2020, ref. št. 1316, EIMV,
- [12] Kriteriji načrtovanja razvoja in izbora investicij v prenosnih omrežjih, I.del, ref. št. 1395, EIMV,
- [13] Kriteriji za načrtovanje razvoja in izbiro investicij v elektroenergetske objekte, ref. št. 1422, EIMV,
- [14] Tehnični kriteriji načrtovanja prenosnih omrežij v decentralizirani strukturi, ref. št. 1451, EIMV,
- [15] Analiza funkcij razvojne dejavnosti nacionalnega prenosnega podjetja z upoštevanjem novega energetskega zakona in uredb, IREET,
- [16] Ugotovitve optimalnih tranzitnih sposobnosti slovenskega EES, ref. št. 1562, EIMV,
- [17] Strateški razvoj Slovenskega prenosnega omrežja v obdobju do leta 2025, ref. št. 1466, EIMV,
- [18] Strategija dolgoročnega razvoja elektroenergetskega sistema Slovenije do leta 2020 in strokovne podlage za izdelavo srednjeročnih in kratkoročnih planov elektrogospodarstva do leta 2000, ref. št. 1114, EIMV,
- [19] Napetostne razmere v EES Slovenije, upošteva obratovanje v interkonekciji, ref. št. 1375, EIMV,

- [20] Ozemljitev nevtralne točke v 110 kV omrežju Slovenije, ref. št. 1600, EIMV,
- [21] Neplan user manual, Busarello+Cott+Partners, 2002,
- [22] Idikativna elektroenergetska bilanca za leto 2002, ELES, d.o.o.,
- [23] Idikativna elektroenergetska bilanca za leto 2003, ELES, d.o.o.,
- [24] Idikativna elektroenergetska bilanca za leto 2004, ELES, d.o.o.,
- [25] Direktiva evropske unije za energetiko,
- [26] Izbor parametrov za TR 400/110 kV v Krškem, ref. št. 1232 (1993), EIMV,
- [27] Ocena zanesljivosti 110 kV napajanja NE Krško po spremembah omrežja, ref. št. (1996), EIMV, s stališča zanesljivosti, ref. št. 1467 (1999), EIMV,
- [28] Dolgoročni razvoj razdelilnega in napajalnega omrežja na območju Ljubljane, ref. št. 1033/II (1990), EIMV,
- [29] Tehno-ekonomsko vrednotenje 220 kV omrežja v strategiji razvoja EES-a Slovenije št. 1391 (1997), EIMV,
- [30] Energetska, ekonomska in zanesljivostna utemeljitev daljnovoda 400 kV Beričevo-Krško, ref. št. 1398 (1998), EIMV,
- [31] Analiza potrebnosti prečne regulacije bodočih sistemskih transformatorjev 400/110 kV v slovenskem prenosnem omrežju, ref. št. 1325 (1996), EIMV,
- [32] Strokovno mnenje o razpletu 110 kV daljnovodov v okolici Celja, ref. št. 1359 (1996), EIMV,
- [33] Obnova RTP Koper in perspektivni razvoj 110 kV omrežja Slovenske Istre, ref. št. 1438 (1999), EIMV,
- [34] Pregled stanja jeklenih konstrukcij stebrov na trasi DV 110 kV Dravograd-Ravne, Poročilo št. 25295 (2002), EIMV,
- [35] Transformator Italtrafo št. 2L7007/1 v RTP Okroglo, Strokovna ocena št 5-FKE/02 (2002), EIMV,
- [36] Vpliv vključitve vetrnih elektrarn v elektroenergetsko omrežje in analiza povezave 110/132 kV med Elektro Primorsko in Enel, ref. št. 1566/1 (2002), EIMV,
- [37] Okoljevarstvena problematika prehoda 220 kV daljnovodov na 400 kV s področij: I. Elektromagnetno sevanje in II. Hrup, ref. št. 1553/1, EIMV,
- [38] mag. Miro Žunec: Razvojne analize omrežja ELES-PEE: Elaborat za obdobje 2003-2012 (normalna stanja, maksimalna stanja, minimalna stanja, tranziti), ELES, 2002,
- [39] dr. Miro Žunec: Razvojne analize ELES-PEE: Elaborat za obdobje 2005-2014 (normalna stanja, maksimalna stanja, minimalna stanja, tranziti), ELES, 2004,

- [40] Dejan Gjura: Razvojne analize konzuma, proizvodnje in optimizacije EES za obdobje od 2003 do 2012, ELES, 2002,
- [41] Dejan Gjura: Razvojne analize konzuma, proizvodnje in optimizacije EES za obdobje od 2005 do 2014, ELES, 2004,
- [42] Brošura CIGRE 176 WG 37-27, Pariz 2000, Aging of System and Impact on Development.