

Tomislav Baričević
Energetski institut Hrvoje Požar
tbaricevic@eihp.hr

Mladen Vuksanić
HEP Operator distribucijskog sustava d.o.o.
Mladen.Vuksanic@hep.hr

Damir Srpak
HEP Operator distribucijskog sustava d.o.o.
Damir.Srpak@hep.hr

Željko Plantić
Energetski institut Hrvoje Požar
zplantic@eihp.hr

Igor Đurić
HEP Operator distribucijskog sustava d.o.o.
Igor.Duric@hep.hr

Dinko Kancijan
HEP Operator distribucijskog sustava d.o.o.
Dinko.Kancijan@hep.hr

TEHNO-EKONOMSKA ANALIZA OPRAVDANOSTI INVESTICIJSKIH ZAHVATA NA SUČELJU PRIJENOSNE I DISTRIBUCIJSKE MREŽE S PRIMJEROM NA SN MREŽI MEĐIMURJA

SAŽETAK

Tema referata je opis i primjer primjene cjelovite metodologije za analizu i ocjenu opravdanosti investicijskih zahvata za rješavanje velikih tehničkih ograničenja u distribucijskoj mreži čija je barem jedna verzija investicijski zahvat na sučelju prijenosne i distribucijske mreže, odnosno nova TS VN/SN s priključnim vodom VN i SN raspletom. Preporučena je izgradnja TS 110/SN, ali u prvoj fazi s jednim transformatorom, a moguće potrebe za proširenjem postrojenja i transformacije treba razmotriti u budućnosti, kada rizik preuranjenog ulaganja značajnih sredstava bude niži.

Ključne riječi: analiza troškova i koristi, razvoj prijenosne i distribucijske mreže, ocjene varijanti rješenja, ulaganje u fazama

TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF THE JUSTIFICATION OF INVESTMENTS AT THE INTERFACE OF THE TRANSMISSION AND DISTRIBUTION NETWORK WITH AN EXAMPLE ON THE MV NETWORK OF MEĐIMURJE

SUMMARY

The topic of the report is a description and example of the application of a complete methodology for the analysis and assessment of the justification of investment interventions to solve major technical limitations in the distribution network, at least one version of which is an investment intervention at the interface of the transmission and distribution network, i.e. a new TS HV/LV with HV and MV connection lines. The construction of TS 110/MV is recommended, but in the first phase with one transformer, and possible needs for plant and transformation expansion should be considered in the future, when the risk of premature investment of significant funds will be lower.

Key words: costs benefits analysis, development of the transmission and distribution network, evaluations of solution variants, investment in phases

1. UVOD

HEP ODS i HOPS dužni su svake godine do 30. rujna podnijeti Hrvatskoj energetske regulatornoj agenciji (HERA) na odobrenje međusobno usklađene desetogodišnje planove razvoja distribucijske, odnosno prijenosne mreže. Pritom se prilikom planiranja razvoja mreže i pokretanja ulaganja provode i ekonomske analize troškova i koristi, što prema preporukama HERA-e osobito vrijedi za ulaganja u TS 110/SN, oko kojih se trebaju usuglasiti HEP ODS i HOPS.

Ekonomskom analizom utvrđuju se svi troškovi koji nastaju realizacijom promatranog ulaganja te se novčano vrednuju sve značajne koristi koje nastaju, ne samo za instituciju koja realizira investiciju, već za društvo u cjelini. Novčani tok sa strane troškova i koristi određuje se po godinama unutar promatranog budućeg razdoblja te se temeljem razlike diskontiranih koristi i troškova određuju pokazatelji ekonomske opravdanosti ulaganja poput ekonomske neto sadašnje vrijednosti (NPV, engl. Net Present Value) i/ili ekonomske interne stope povrata (IRR, engl. Internal Rate of Return). Ulaganje se smatra ekonomski opravdanim ako mu je ekonomski NPV veći od nule, odnosno ako joj je ekonomska interna stopa povrata veća od diskontne stope koja se koristila pri vrednovanju novčanih iznosa na sadašnji trenutak.

Pri određivanju budućih tokova novca pojavljuju veće ili manje nesigurnosti radi uobičajeno većeg broja utjecajnih faktora koje je nemoguće u potpunosti točno predvidjeti za buduće razdoblje. Stoga je kao dio ekonomskih analiza potrebno dodatno provesti analizu rizika, odnosno identificirati i kvantificirati faktore koji mogu značajnije utjecati na ocjenu ekonomske opravdanosti ulaganja.

Ovaj referat daje opis primjene ekonomske analize troškova i koristi prema preporukama studije „Tehno-ekonomska analiza opravdanosti investicijskih zahvata na sučelju prijenosne i distribucijske mreže – nove TS VN/SN“ [1] na primjeru razmatranja različitih varijanti ulaganja u raspoloživost napajanja prema (N-1) kriteriju na području Elektre Čakovec u slučaju neraspoloživosti jedinica transformacije 110/SN ili mreže 35 kV. Analize provedene pri opterećenjima mreže ostvarenim 2023. godine potvrđuju rezultate studije „Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za Distribucijsko područje Elektra Čakovec“ [2] iz 2010. godine, koji su kao glavne nedostatke izdvojili transformaciju 110/35 kV Trokut te dalekovode 35 kV Trokut – Šenkovec i 35 kV Prelog – Dekanovec, kojima se u petlji između dvije TS 110/35 kV napajaju tri TS 35/10 kV. Studijom [2] analizirano je više rješenja, uključujući pojačanja mreže 35 kV i nove TS 110/SN ili povećanje kapaciteta postojećih TS 110/SN na tri potencijalne lokacije. U ovom referatu obuhvaćen je dio tih razmatranih ulaganja te neka nova tehnička rješenja koja su uvedena tijekom proteklih 15 godina.

2. OPIS POTREBE ZA RAZVOJEM MREŽE

Distribucija električne energije na području Elektre Čakovec temelji na dvije razine transformacije, 110/35 kV i 35/10 kV, s razgranatim i u pravilu dobro povezanim mrežama srednjeg napona (35 kV i 10 kV). Glavne točke napajanja distribucijske mreže, TS 110/35 kV Trokut i TS 110/35/10 kV Prelog, na kvalitetan su način integrirane u mrežu 110 kV i 35 kV. TS 110/35 kV Dubrava je dobila značajniju ulogu nakon zamjene jednog transformatora 110/35 kV sa 110/10 kV u TS 110/35/10 kV Prelog. Naponska razina 20 kV još se ne primjenjuje.

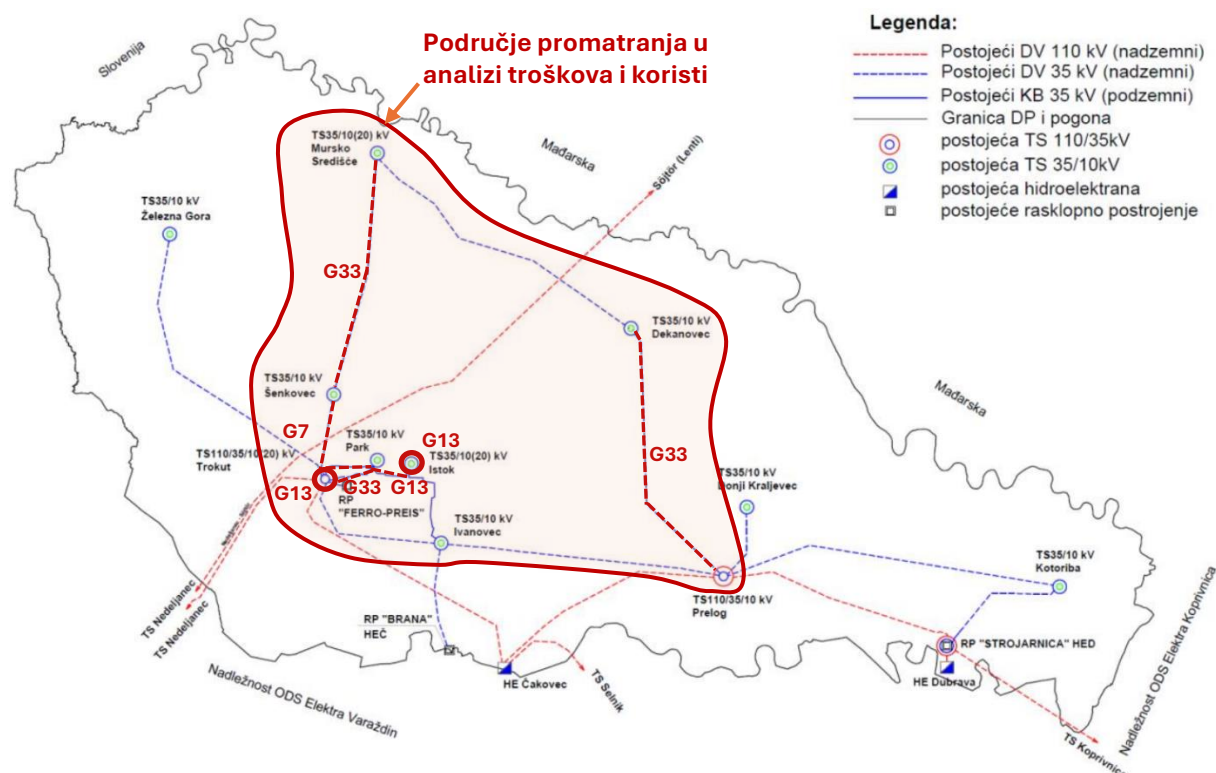
Prosječni godišnji porast vršnog opterećenja na području Elektre Čakovec od 2014. do 2023. godine bio je 3%, pri čemu je na području TS 110/SN Prelog bio nešto veći (3,6%), a na području TS 110/35 kV Trokut nešto manji (2,5%). Određivanje potreba za ulaganjem u razvoj mreže u budućnosti i vrednovanje koristi ovisi o scenariju porasta opterećenja. U referatu su opisani rezultati uz pretpostavku scenarija *S-osnovni*, koji u razdoblju promatranih 40 godina predviđa porast opterećenja za 93%. Na temelju takvog scenarija u Tablici I crvenom bojom su prikazani kritični elementi distribucijske mreže u smislu trenutačno visokog opterećenja i očekivanih budućih ograničenja u pogledu (N-1) kriterija. Preostalih 9 transformatorskih stanica i 8 DV 35 kV, koji ne uzrokuju ograničenja u mreži, nisu prikazani. U prvom stupcu navedene su instalirane snage transformacije 110/SN i 35/10 kV, odnosno maksimalne snage vodova 35 kV, a u drugom stupcu relativno vršno opterećenje 2023. godine u redovnom uklopnom stanju. U sljedećih 9 stupaca su po petogodištima za sljedećih 40 godina navedena vršna opterećenja koja bi bila bez napajanja u slučaju neraspoloživosti jednog transformatora 110/SN ili 35/SN odnosno voda 35 kV pri vršnom opterećenju. Za određivanje elemenata mreže čijom neraspoloživošću u budućem razdoblju ne bi bila postignuta raspoloživost napajanja korisnika mreže prema (N-1) kriteriju korištene su sljedeće pretpostavke: dopušteno preopterećenje transformatora za 20%, preuzimanje 4 MVA preko mreže 10(20) kV u slučaju dobro povezane gradske kabelske mreže, preuzimanje 2 MVA preko mreže 10(20) kV u slučaju vangradske mreže i dopušten 1 MVA opterećenja bez napajanja.

Tablica I. Pokazatelji vršnog opterećenja 2023. godine i opterećenje (MVA) bez napajanja u slučaju neraspoloživosti jednog transformatora 110/SN ili 35/SN odnosno voda 35 kV u sljedećih 40 godina

Transformatorska stanica / Vod	S _{ins} [MVA]	S/S _{ins} [%]	Opterećenje bez napajanja u slučaju neraspoloživosti jednog transformatora 110/SN ili 35/SN odnosno voda 35 kV pri vršnom opterećenju [MVA]									
	Godina	2023			2028	2033	2038	2043	2048	2053	2058	2063
TS 110/35 kV Trokut	40+40	63%	0,0	0,0	0,0	2,1	6,2	10,3	14,4	18,4	22,5	
TS 35/10 kV Trokut	8+8	73%	0,0	0,0	0,0	1,5	2,8	4,1	5,4	6,7	8,0	
TS 35/10 kV Park	16+8	35%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	1,6	
TS 35/10 kV Istok	8+8	64%	0,0	0,0	0,0	0,5	1,6	2,7	3,8	5,0	6,1	
TS 35/10 kV Ivanovec	8+8	45%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,3	
DV Dekanovec - Prelog	17,5	30%	0,0	0,0	0,4	2,5	4,4	6,2	8,1	9,9	11,7	
DV Trokut - Šenkovec	17,5	64%	0,0	0,0	0,4	2,5	4,4	6,2	8,1	9,9	11,7	
DV Šenkovec - Mursko Središće	17,5	36%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	1,7	
KB Trokut - Park	27,2	0%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	3,7	
KB Trokut – Ferro-Preis - Park	27,2	31%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	3,7	
KB Park - Istok	27,2	38%	0,0	0,0	0,0	1,5	3,4	5,3	7,3	9,2	11,1	

Iako su TS 35/10 kV Trokut i TS 35/10 kV Istok relativno visoko opterećene, pretpostavljeno je da neće biti potrebna značajna ulaganja u transformaciju 35/10 kV (primjerice nove transformatorske stanice ili značajna proširenja postojećih), s obzirom na mogućnost povećanja instalirane snage postojećih TS 35/10 kV na 2x8 MVA (u iznimnom slučaju i na 2x16 MVA), dobru povezanost mrežom 10 kV, osobito u gradskim i prigradskim područjima te orijentaciju na ulaganje u izravnu transformaciju 110/10(20) kV. Stoga je ova analiza troškova i koristi usredotočena na transformaciju 110/SN i vodove 35 kV te raspoloživost napajanja korisnika mreže prema (N-1) kriteriju.

Pretpostavi li se da bi se relativno mali iznosi vršnog opterećenja bez raspoloživosti napajanja prema (N-1) kriteriju iz TS 35/10 kV Park i TS 35/10 kV Ivanovec mogli riješiti promjenom redovnog uklopnog stanja i napajanjem iz TS 35/10 kV Istok i/ili TS 35/10 kV Trokut, elementi mreže čijom neraspoloživošću u naznačenoj budućoj godini (Gi) ne bi bio ispunjen (N-1) kriterij raspoloživosti napajanja, prikazani su na Slici 1 te su obuhvaćeni analizom troškova i koristi.



Slika 1. Elementi mreže 110 kV i 35 kV kritični za raspoloživost napajanja prema (N-1) kriteriju i područje promatranja u analizi troškova i koristi

(N-1) kriterij raspoloživosti napajanja pri razini opterećenja 2023. godine još je uvijek ispunjen, ali rizični su slučajevi neraspoloživosti sljedećih elemenata mreže (redom po visini relativnog vršnog opterećenja rezervnog smjera napajanja):

- jednog transformatora 110/35 kV 40 MVA u TS 110/35 kV Trokut; relativno opterećenje drugog transformatora bilo bi 95%, uz pretpostavku napajanja TS 35/10 kV Ivanovec i TS 35/10 kV Mursko Središće iz TS 110/35/10 kV Prelog, gdje bi transformator 110/35 kV 40 MVA bio opterećen 61%;
- DV 35 kV Prelog – Dekanovec; TS 35/10 kV Dekanovec napajala bi se preko DV 35 kV Trokut – Šenkovec – Mursko Središće uz relativno opterećenje prve dionice 91% i transformatora 110/35 kV 40 MVA u TS 110/35 kV Trokut relativnog opterećenja 63%;
- DV 35 kV Trokut – Šenkovec; TS 35/10 kV Mursko Središće i TS 35/10 kV Šenkovec napajale bi se preko DV 35 kV Prelog – Dekanovec uz relativno opterećenje 91% i transformatora 110/35 kV 40 MVA u TS 110/35/10 kV Prelog relativnog opterećenja 55%;
- transformatora 110/35 kV 40 MVA u TS 110/35/10 kV Prelog; napajanje TS 35/10 kV Prelog i TS 35/10 kV Donji Kraljevec preuzeo bi transformator 110/10 kV 20 MVA Prelog uz relativno opterećenje 76%, dok bi napajanje TS 35/10 kV Dekanovec preuzeo transformator 110/35 kV 40 MVA Trokut uz relativno opterećenje 63% preko DV 35 kV Trokut – Šenkovec relativnog opterećenja 91%.

3. VREDNOVANJE TROŠKOVA I KORISTI

3.1. Osnovna načela i parametri

Osnovni parametri analize troškova i koristi su: početna godina analize, razdoblje promatranja CBA, diskontna stopa, odabir načina vrednovanja koristi (fiksni ili promjenjivim cijenama), odabir uključivanja obračuna preostale vrijednosti imovine, odabir uključivanja obračuna povrata na reguliranu imovinu u mrežnim varijantama i ponderirani prosječni trošak kapitala prije oporezivanja (WACC).

Duljina razdoblja procjene utječe na rezultat analize pa je važno odrediti odgovarajuće razdoblje promatranja projekta. Procjene novčanog tijeka projekta trebaju obuhvatiti razdoblje izgradnje i razdoblje primjereno ekonomskom vijeku trajanja projekta, odnosno očekivanom vijeku trajanja infrastrukture mreže.

Ostatak vrijednosti odražava mogućnost projekta da funkcionira i nakon isteka razdoblja procjene, s obzirom da ima duži ekonomski vijek trajanja. Ostatak vrijednost jednak je nuli kada je razdoblje procjene, tijekom kojeg se vrednuje projekt, jednako ekonomskom vijeku trajanja projekta. U slučaju kada je ekonomski vijek trajanja projekta duži od razdoblja procjene tijekom kojeg se vrednuje projekt, ostatak vrijednosti računa se kao neto sadašnja vrijednost novčanih tijekova nakon razdoblja procjene.

Kako bi se diskontirali ekonomski troškovi i koristi te kako bi se odrazio oportunitetni trošak kapitala za društvo u cjelini primjenjuje se, prema preporuci ACER-a [6], društvena diskontna stopa 4 %.

Glavni parametri za vrednovanje troškova su cijene elemenata distribucijske mreže, a za vrednovanje koristi:

- cijena energije za pokrivanje gubitaka u distribucijskoj mreži 66 EUR/MWh,
- cijena energije za pokrivanje gubitaka u prijenosnoj mreži 71 EUR/MWh,
- cijena neisporučene električne energije koja se odnosi na planirane prekide 4.719,30 EUR/MWh,
- cijena neisporučene električne energije koja se odnosi na neplanirane prekide 6.646,90 EUR/MWh,
- faktor emisija CO₂ (od 0,1150 t CO_{2e}/MWh 2025. do 0,0089 t CO_{2e}/MWh 2064.) i
- cijena emisijskih jedinica CO₂ (od 80 EUR/ t CO₂ 2025. do 584,81 EUR/ t CO₂ 2064.).

Fiksne cijene gubitaka jednake su planskim cijenama HEP ODS-a za 2023. godinu, odnosno HOPS-a za 2022. godinu (nisu uzete cijene za 2023. godinu jer su ocijenjene dugoročno nerealno visokima). Troškovi neisporučene električne energije zbog planiranih 24 sata ranije najavljenih i neplaniranih prekida napajanja razlikuju se te je prema studiji ACER-a Study on the Estimation of the Value of Lost Load of Electricity Supply in Europe, Final Report [7] u CBA modelu cijena neisporučene električne energije zbog planiranih prekida dobivena kao 71 % cijene neisporučene električne energije zbog neplaniranih prekida napajanja. Cijena neisporučene električne energije zbog neplaniranih prekida napajanja određena je na temelju analize povijesnog kretanja težinske srednje vrijednosti omjera

ukupnog BDP-a i potrošnje električne energije kategorije poduzetništva te cijene neisporučene električne energije za kućanstvo. Cijena neisporučene električne energije za kućanstvo preuzeta je iz Priloga G ACER-ove studije [7] te je ispravljena u odnosu na povijesno kretanje prosječnih mjesečnih neto plaća zaposlenika u Republici Hrvatskoj. Faktori emisija CO₂ i cijene emisijskih jedinica CO₂ preuzeti su iz Integriranog nacionalnog energetskog i klimatskog plana za Republiku Hrvatsku za razdoblje od 2021. do 2030. godine (NECP) [8].

Odstupanja varijabli troškova i koristi od onih upotrijebljenih kod provedbe CBA analize mogu značajnije utjecati na ostvarenu isplativost ulaganja. Analiza osjetljivosti provodi se mijenjanjem pojedinih ulaznih parametara te ponavljanjem analize troškova i koristi. Nove vrijednosti NPV-a i IRR-a pokazatelji su utjecaja promjena ulaznih varijabli na ekonomsku isplativost projekta. Kritičnim varijablama smatraju se one varijable čija promjena za $\pm 1\%$ od vrijednosti varijable utječe na promjenu NPV-a veću od 1% . U ovoj analizi troškova i koristi analiza osjetljivosti provedena je za promjene: troškova ulaganja (zbog mogućeg porasta cijene materijala i radne snage), troškova pogona i održavanja, cijene gubitaka električne energije, cijene emisije CO₂ i cijene neisporučene električne energije (ENS).

U slučaju da analiza osjetljivosti pokaže da je ocjena ekonomske opravdanosti vrlo osjetljiva na pojedine utjecajne varijable, potrebno je definirati mjere koje će se provesti radi minimiziranja tog utjecaja, odnosno otklanjanja ili ublažavanja mogućnosti da se u stvarnosti investicija pokaže kao ekonomski neopravdana, iako tehnički nužna, jer bi isto značilo gubitak novaca za instituciju koja je realizirala investiciju, odnosno gubitak ekonomske koristi za društvo u cjelini.

3.2. Vrednovanje troškova

Analiza troškova i koristi ulaganja u mrežu temelji se na praćenju i usporedbi troškova i koristi od planiranog ulaganja. Troškovi koji se analiziraju za ulaganja u prijenosnu i distribucijsku mrežu su:

- *T1 investicijski troškovi*
u ovoj analizi vrijednosti su procijenjene primjenom jediničnih (planskih) cijena opreme i troškovnika HEP ODS-a i HOPS-a koji vrijede u početnoj godini analize, s količinama prema projektu analizirane infrastrukture mreže;
- *T2.1 financijski, sigurnosni i okolišni rizik (FSO rizik)*
troškovi koji se prenose iz modela upravljanja imovinom i odnose se na popravke u slučaju nastalih kvarova zbog stanja imovine, troškove u slučaju nesretnih događaja i troškove saniranja utjecaja elementa mreže na okoliš; u ovoj analizi obuhvaćeni su DV 35 kV, čiji financijski, sigurnosni i okolišni rizik se do G16 utrostručuje u odnosu na postojeće stanje te je pretpostavljena postupna obnova dalekovoda tijekom 15 godina, od G16 do G30
- *T2.2 troškovi pregleda i održavanja*
odnose se na fiksne godišnje troškove pregleda i inspeksijskih ispitivanja dijelova prijenosne i distribucijske mreže te na fiksni dio troškova održavanja; u ovoj analizi primijenjen je iznos od približno 0,5% vrijednosti ulaganja;
- *T3 troškovi usluge fleksibilnosti*
troškovi planirani za usluge fleksibilnosti kako bi se kratkoročno ili srednjoročno odgodilo razmatrano ulaganje u mrežu; maksimalni prihvatljivi troškovi, odnosno maksimalna prihvatljiva cijena usluge fleksibilnosti, rezultat su analize;
- *T4 izbjegnuti investicijski troškovi*
troškovi koji će se izbjeći ako će se realizirati razmatrano ulaganje; unose se kao negativna vrijednost, koja smanjuje stvarne ukupne troškove; procjenjuju se primjenom jediničnih (planskih) cijena opreme i troškovnika HEP ODS-a i HOPS-a koji vrijede u početnoj godini analize, s količinama prema projektu ili tipskom rješenju izbjegnutog ulaganja;
- *T5 ostali troškovi*
manji troškovi koji nisu obuhvaćeni u prethodno navedenim kategorijama troškova i mogu biti pozitivni ili negativni (u slučaju da smanjuju ukupne troškove); pod ovom kategorijom troškova u ovoj analizi obuhvaćeno je minimalno smanjenje troškova radi povećanja naplate naknade za korištenje mreže na račun smanjenja neisporučene energije.

3.3. Vrednovanje koristi

Koristi od realizacije projekta procjenjuju se mrežnim i tržišnim simulacijama analitičkom usporedbom podataka na topologiji mreže koja uključuje projekt, u odnosu na topologiju mreže koja ne uključuje projekt. U analizi troškova i koristi ulaganja u prijenosnu i distribucijsku mrežu razmatraju se sljedeće kategorije koristi:

- *K1.1 smanjenje gubitaka u distribucijskoj mreži (MWh i EUR)*
- *K1.2 smanjenje gubitaka u prijenosnoj mreži (MWh i EUR)*
- *K2 Smanjenje emisija CO₂ (t CO₂ i EUR)*
- *K3.1 smanjenje troškova neisporučene električne energije zbog planiranih prekida (MWh i EUR)*
 - tipični planirani prekidi napajanja vezani su uz redovne godišnje preglede, ispitivanja ili druge oblike redovnog održavanja i popravaka elemenata distribucijske mreže
- *K3.2 smanjenje troškova neisporučene električne energije zbog neplaniranih prekida*
 - neplanirani prekide se pojavljuju u distribucijskoj mreži zbog dotrajalosti elemenata mreže ili nekih događaja koji se ne mogu predvidjeti;
- *K4 smanjenje troškova redispečinga (EUR)*
- *K5 omogućavanje priključenja elektrana na OIE (EUR)*
- *K6 izbjegnuto ograničenje proizvodnje električne energije iz OIE (EUR)*
- *K7 povećanje neto prekozonskog prijenosnog kapaciteta (EUR)*
- *K8 Ostale društveno-ekonomske koristi (EUR)*

4. OPIS ANALIZIRANIH VARIJANTI RAZVOJA MREŽE

4.1. Osnovna varijanta (V0): TR3 110/35 kV Trokut i nastavak ulaganja u tronaponski sustav 110/35/10 kV na postojećim lokacijama

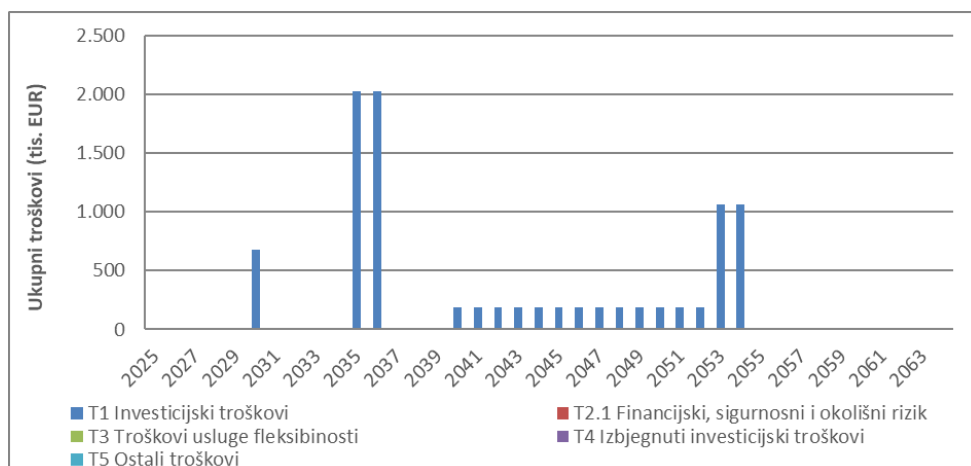
Osnovna (referentna) varijanta V0 predstavlja nastavak dosadašnjeg poslovanja bez većih promjena, uključujući nužne troškove održavanja, troškove zamjene u opreme postojeće infrastrukture mreže određenim vremenskim intervalima, ovisno o očekivanom vijeku trajanja te troškove ulaganja u novu infrastrukturu nužnu za praćenje porasta opterećenja. Pritom je važno da je osnovna varijanta tehnički izvediva i u skladu sa svim relevantnim propisima.

S obzirom na potrebe ulaganja radi raspoloživosti napajanja prema (N-1) kriteriju prikazane u Tablici I i na Slici 1, u osnovnoj varijanti predviđena su sljedeća ulaganja (ukupno 9.266.000 EUR):

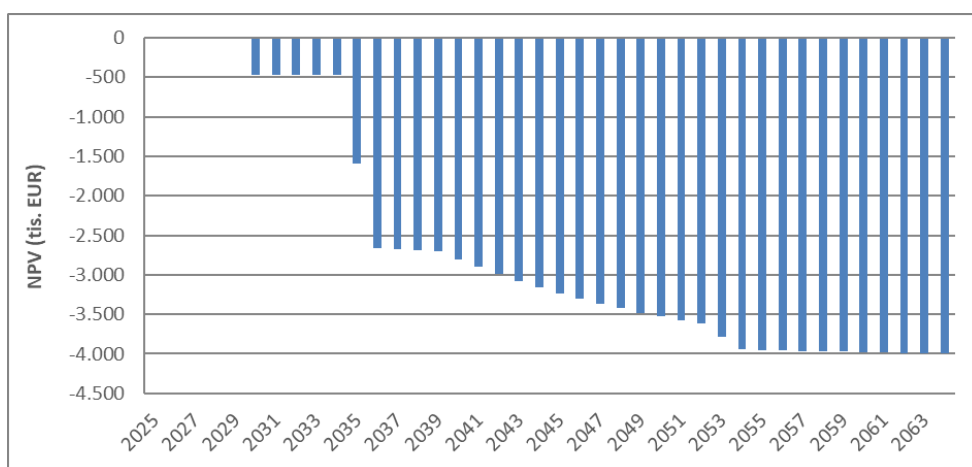
1. KB 35 kV Trokut–Šenkovec: ulaganje u G6 za slučaj neraspoloživosti DV 35kV Prelog–Dekanovec i DV 35 kV Trokut–Šenkovec.
2. Ugradnja trećeg transformatora 110/SN 40 MVA u TS 110/35/10 kV Trokut: ulaganje do G12 za slučaj neraspoloživosti jednog TR 110/35 kV Trokut.
3. Zamjena transformatora 35/10 kV 8 MVA s 16 MVA u TS 35/10 kV Trokut i TS 35/10 kV Istok: ulaganje do G12 za slučaj neraspoloživosti jednog postojećeg transformatora 8 MVA.
4. Sekcioniranje sabirnica 35 kV u TS 35/10 kV Ivanovec tako da se TS 35/10 kV Istok i TS 35/10 kV Ivanovec mogu napajati nezavisno ili iz TS 110/35 kV Trokut ili iz TS 110/35 kV Prelog: ulaganje do G12 za slučaj neraspoloživosti KB 35 kV Park-Istok od G13 (i KB 35 kV Trokut-Park od G33).
5. Obnova/rekonstrukcija DV 35 kV (58,2 km): rekonstrukcija DV 35 kV Šenkovec–Mursko Središće i DV 35 kV Prelog–Dekanovec (ukupno 22,4 km) s visokotemperaturnim vodičima za slučaj neraspoloživosti istih DV 35 kV u G29 i G30; obnova temelja i stupova te zamjena vodiča, izolatora i ovjesnog pribora ostalih DV 35 kV (ukupno 35,8 km) od G16 do G28.
6. Zamjena transformatora 35/10 kV 4 MVA s 8 MVA u TS 35/10 kV Dekanovec (u G23).

Za značajna ulaganja potrebna do G12 (stavke 2, 3 i 4) pretpostavljena je realizacija u G11 i G12.

Na sljedeće dvije slike prikazani su rezultati analize troškova i koristi osnovne varijante V0: nediskontirani troškovi i kumulativna neto sadašnja vrijednost (razlika diskontiranih koristi i amortiziranih troškova). Sukladno pravilima provođenja analize troškova i koristi, u osnovnoj varijanti (V0) koristi se ne promatraju. Dobivena je negativna neto sadašnja vrijednost osnovne varijante (V0) plana razvoja jednaka -3.997.000 EUR.



Slika 2 Troškovi osnovne varijante V0



Slika 3 Kumulativna neto sadašnja vrijednost osnovne varijante V0

4.2. Varijanta V1: prva faza izgradnje TS 110/SN Istok

Varijanta V1 umjesto ulaganja u transformaciju 110/35 kV Trokut pretpostavlja do G12 izgradnju prve faze TS 110/SN Istok kao proširenje postojeće TS 35/10 kV Istok, čime se ujedno izbjegava potreba ulaganja u 2xTR 35/10(20) kV 16 MVA. Ostala ulaganja su jednaka kao u osnovnoj varijanti (V0).

S obzirom na iznose vršnih opterećenja bez raspoloživosti napajanja prema (N-1) kriteriju prikazane u Tablici I, prema scenariju S-osnovni u razdoblju promatranja dovoljna je prva faza izgradnje TS 110/SN Istok s jednim transformatorom 20 MVA.

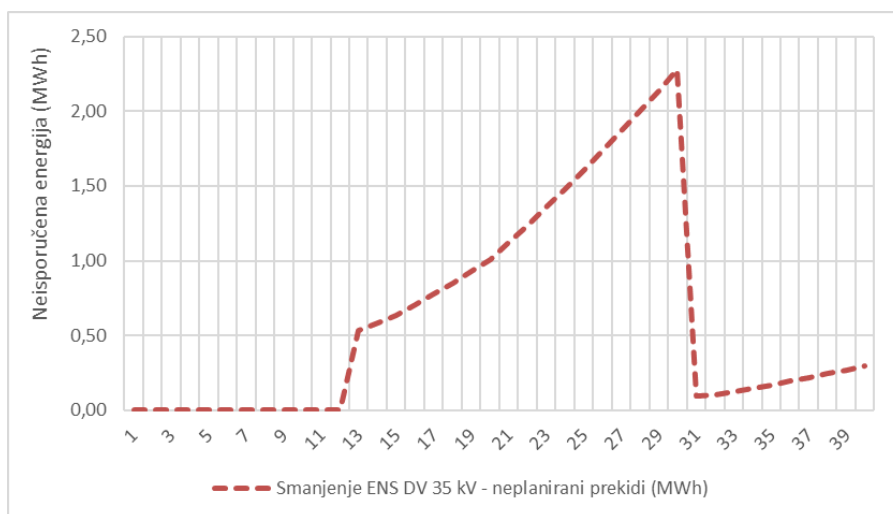
U varijanti V1 predviđena su sljedeća ulaganja (ukupno 11.466.000 EUR):

1. KB 35 kV Trokut–Šenkovec (jednako kao u osnovnoj varijanti V0)
2. Izgradnja prve faze TS 110/SN Istok 1x20 MVA: ulaganje do G12 za slučaj neraspoloživosti jednog TR 110/35 kV Trokut i za slučaj neraspoloživosti jednog TR 35/10 kV 8 MVA Istok.
3. Zamjena transformatora 35/10 kV 8 MVA s 16 MVA u TS 35/10 kV Trokut: ulaganje do G12 za slučaj neraspoloživosti jednog postojećeg transformatora 8 MVA.
4. Sekcioniranje sabirnica 35 kV u TS 35/10 kV Ivanovec (jednako kao u osnovnoj varijanti V0)
5. Obnova/rekonstrukcija DV 35 kV (jednako kao u osnovnoj varijanti V0)
6. Zamjena transformatora 35/10 kV 4 MVA s 8 MVA u TS 35/10 kV Dekanovec (jednako kao u osnovnoj varijanti V0).

Za značajna ulaganja potrebna do G12 (stavke 2, 3 i 4) pretpostavljena je realizacija od G10 do G12.

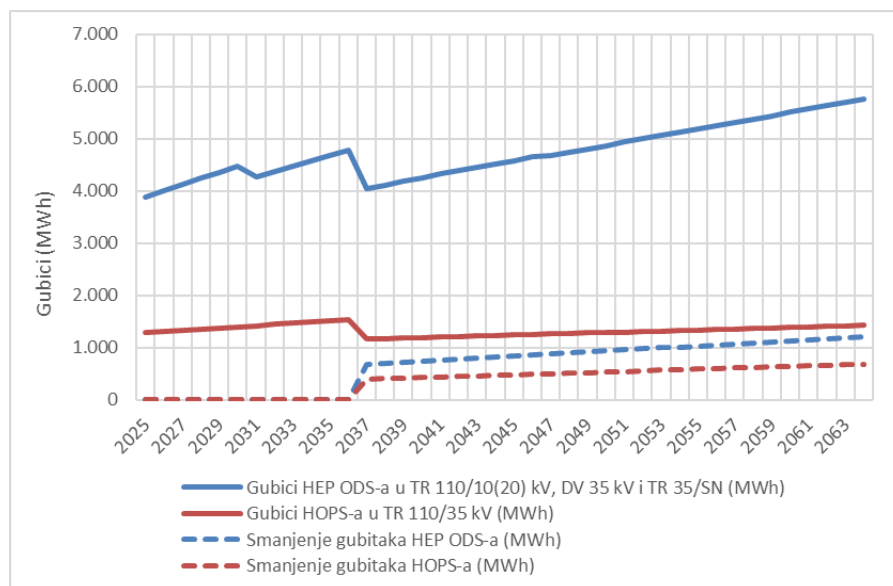
S obzirom da su općenito u obje varijante predviđena ulaganja u transformaciju 110/SN i 35/SN te mrežu 35 kV radi raspoloživosti napajanja prema (N-1) kriteriju, troškovi neisporučene energije su od

osnovne varijante manji samo za maleni iznos mrežnog rizika DV 35 kV Trokut-Ivanovec, jer se TS 35/10 kV Ivanovec od G13 napaja kabelima. Vrijednost raste od G13 do G30, jer je pretpostavljeno da se taj dalekovod obnavlja pri kraju 15-godišnjeg perioda obnove DV 35 kV, s obzirom da više ne služi za redovno napajanje.



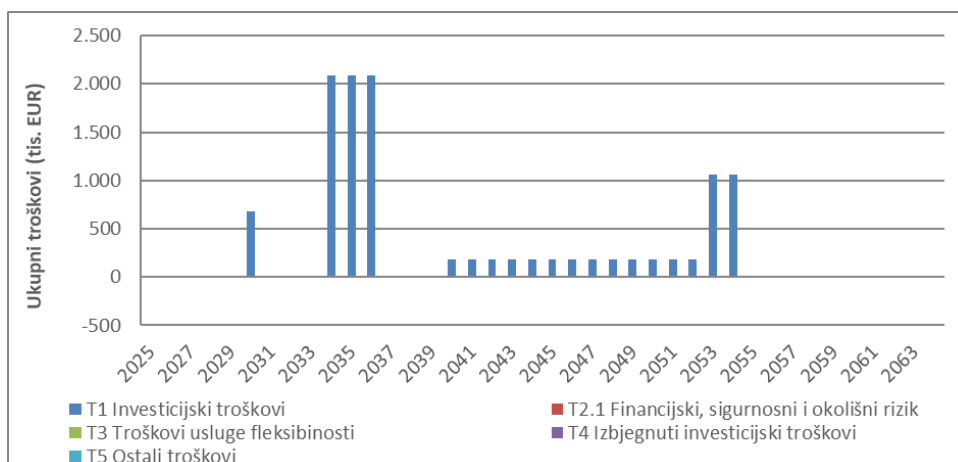
Slika 4 Smanjenje neisporučene energije uslijed neplaniranih prekida napajanja i varijanti V1

Smanjenje gubitaka u TR 110/SN, vodovima 35 kV i TR 35/SN vidljivo je na Slici 5 od G13, kada je zbog ulaska u pogon TS 110/SN Istok promijenjeno redovno uklopno stanje mreže te se područje TS Istok napaja izravnom transformacijom, a TS 35/10 kV Ivanovec kabelskim vodovima umjesto DV 35 kV.

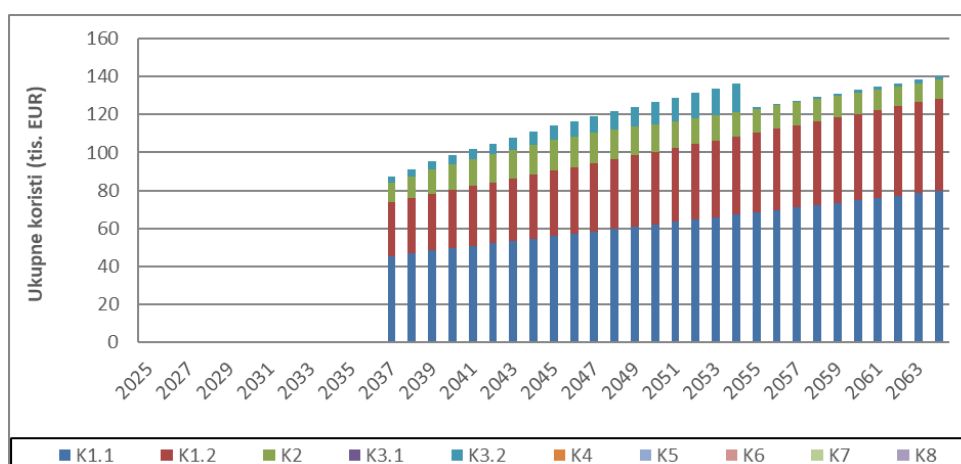


Slika 5 Smanjenje gubitaka električne energije u varijanti V1

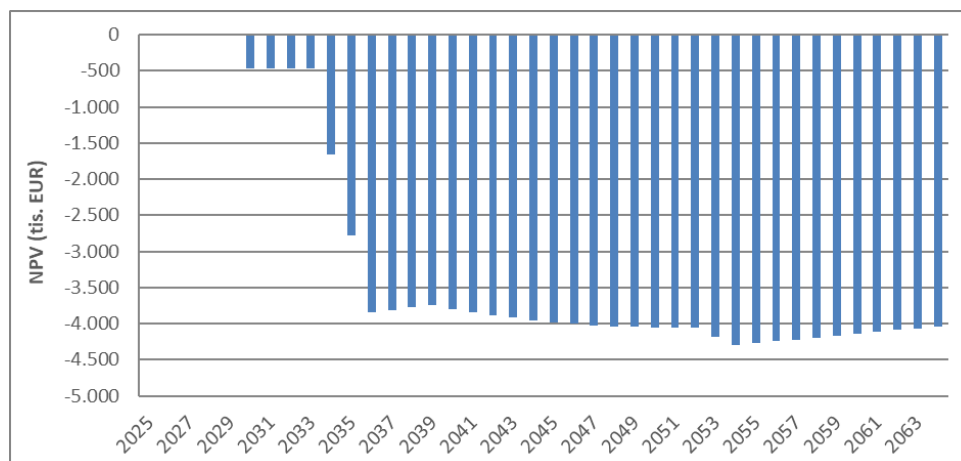
Na sljedeće tri slike prikazani su rezultati analize troškova i koristi varijante V1: nediskontirani troškovi i koristi te kumulativna neto sadašnja vrijednost (razlika diskontiranih koristi i amortiziranih troškova). Koristi redom po značaju su K1.1 Smanjenje gubitaka u mreži - distribucijski sustav, K1.2 Smanjenje gubitaka u mreži - prienosni sustav, K2 Smanjenje emisija CO₂ i K3.2 Smanjenje troškova neisporučene energije zbog neplaniranih prekida. Unatoč značajnim koristima, velika ulaganja uzrokuju negativnu neto sadašnju vrijednost opisanog plana razvoja jednaku -4.042.000 EUR.



Slika 6 Troškovi varijante V1



Slika 7 Koristi varijante V1



Slika 8 Kumulativna neto sadašnja vrijednost varijante V1

4.3. Varijanta V2: jednostavna TS 110/SN kV Mursko Središće i TR3 110/SN Trokut

Varijanta V2 pretpostavlja rješavanje raspoloživosti napajanja prema (N-1) kriteriju za slučaj neraspoloživosti DV 35 kV Trokut-Šenkovec i DV 35 kV Prelog-Dekanovec izgradnjom jednostavne TS 110/SN Mursko Središće do G6, čime se izbjegava polaganje KB 35 kV Trokut-Šenkovec i kasnije ulaganje u rekonstrukciju DV 35 kV Šenkovec-Mursko Središće i DV 35 kV Prelog-Dekanovec s visokotemperaturnim vodičima.

TS 110/SN Mursko Središće u redovnom bi pogonu napajala područje sadašnje TS 35/10 kV, čime bi rasteretila TS 110/35 kV Trokut i omogućila rezervno napajanje TS 35/10 kV Šenkovec u slučaju neraspoloživosti jednog transformatora 110/35 kV Trokut od G13 do G23, do kada bi ipak trebalo planirati ugradnju trećeg transformatora 110/SN. TS 110/SN Mursko Središće služila bi i za napajanje TS 35/10 kV Dekanovec u slučaju neraspoloživosti napajanja iz TS 110/35/10 kV Prelog.

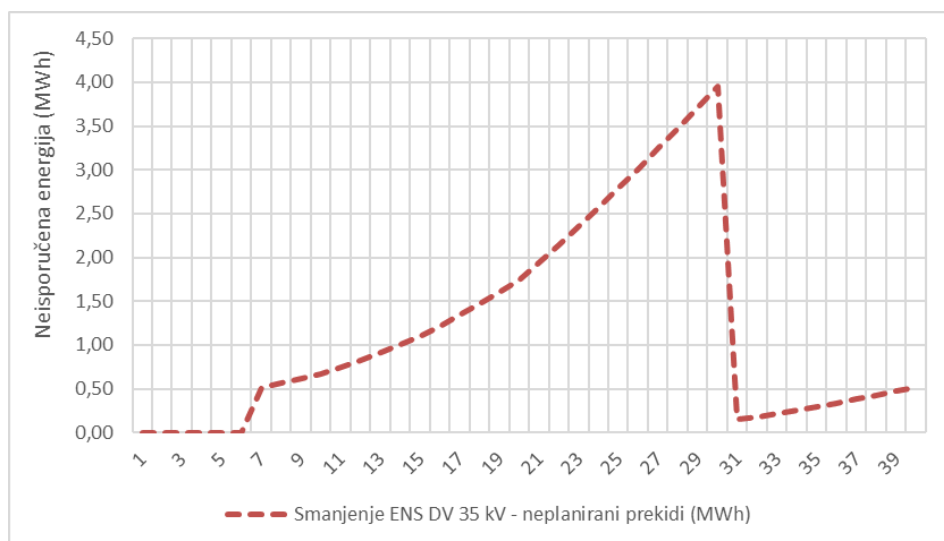
U planu od G16 do G30 ostaje obnova svih DV 35 kV klasičnim vodičima, jer u slučaju ulaganja u TS 110/SN Mursko Središće nema potrebe za povećanjem kapaciteta 35 kV mreže visokotemperaturnim vodičima.

U varijanti V2 predviđena su sljedeća ulaganja (ukupno 13.283.000 EUR):

1. Izgradnja jednostavne TS 110/SN Mursko Središće 1x20 MVA: ulaganje do G6 za slučaj neraspoloživosti DV 35 kV Trokut-Šenkovec ili DV 35 kV Prelog-Dekanovec (i od G13 za slučaj neraspoloživosti jednog TR 110/35 kV Trokut).
2. Zamjena transformatora 35/10 kV 8 MVA s 16 MVA u TS 35/10 kV Trokut i TS 35/10 kV Istok: ulaganje u G12 za slučaj neraspoloživosti jednog postojećeg transformatora 8 MVA.
3. Sekcioniranje sabirnice 35 kV u TS 35/10 kV Ivanovec (jednako kao u osnovnoj varijanti V0)
4. Ugradnja trećeg transformatora 110/SN 40 MVA u TS 110/35/10 kV Trokut: ulaganje do G23 za slučaj neraspoloživosti jednog TR 110/35 kV Trokut.
5. Obnova DV 35 kV: obnova temelja i stupova te zamjena vodiča, izolatora i ovjesnog pribora na 58,2 km DV 35 kV od G16 do G28.
6. Zamjena transformatora 35/10 kV 4 MVA s 8 MVA u TS 35/10 kV Dekanovec (jednako kao u osnovnoj varijanti V0).

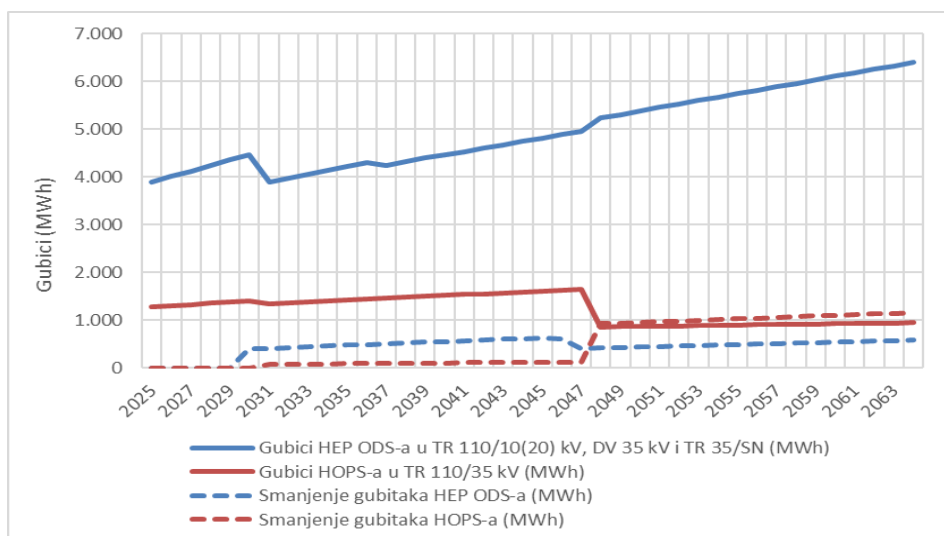
Za značajna ulaganja potrebna do G6 i G23 (stavke 1 i 4) pretpostavljena je realizacija u dvije godine.

Od G7 u odnosu na osnovnu varijantu (V0) neisporučena energija je smanjena za doprinos DV 35 kV Šenkovec-M. Središće, koji više ne bi služio za redovno napajanje, te dio doprinosa DV 35 kV Trokut-Šenkovec (proporcionalno udjelu opterećenja TS 35/10 kV Mursko Središće), kako prikazuje Slika 9.



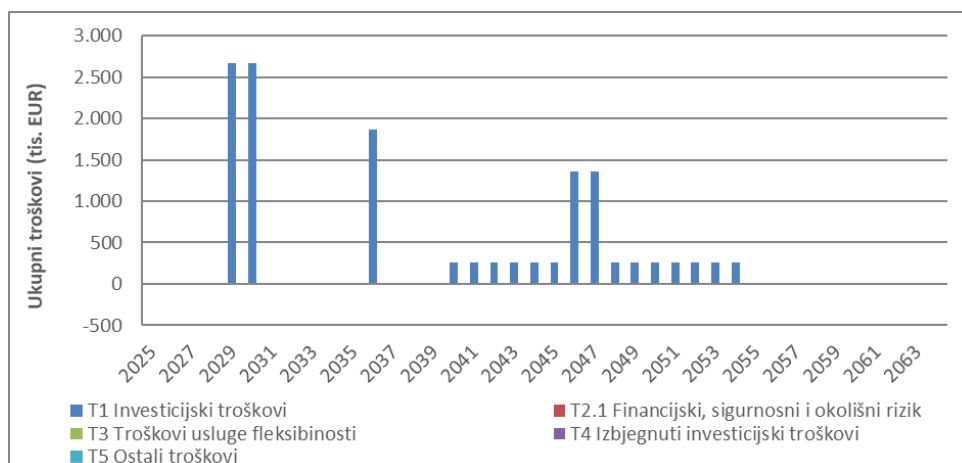
Slika 9 Smanjenje neisporučene energije uslijed neplaniranih i planiranih prekida napajanja u varijanti V2

Promjene gubitaka u TR 110/SN, vodovima 35 kV i TR 35/SN prikazuje Slika 10. Gubici u distribucijskoj mreži opadaju u G7, ulaskom u pogon TS 110/SN Mursko Središće i u G13, zamjenom 4 visoko opterećena transformatora 35/10 kV 8 MVA da 16 MVA, no rastu u godini 24 ugradnjom trećeg TR 110/SN Trokut, za koji je pretpostavljena izravna transformacija, odnosno pripadnost gubitaka HEP ODS-u. Stoga su rasterećeni transformatori 110/35 kV u vlasništvu HOPS-a te se gubici u prijenosnoj mreži smanjuju.

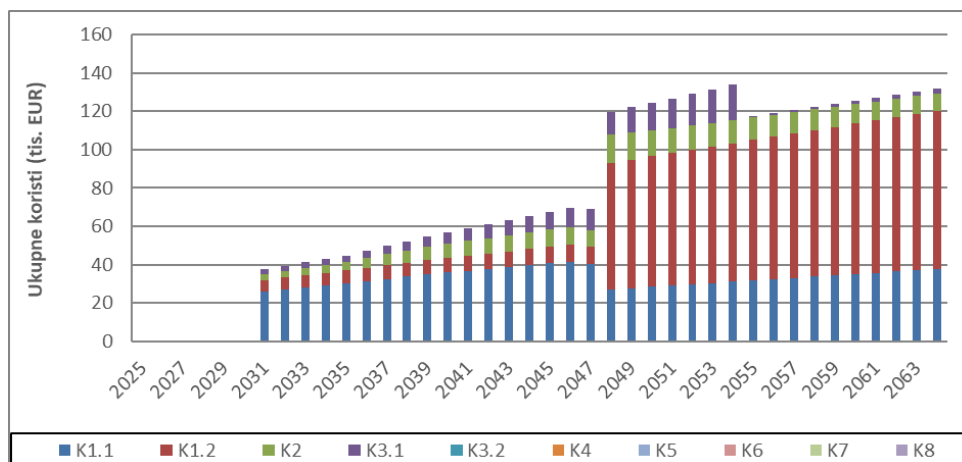


Slika 10 Smanjenje gubitaka električne energije u varijanti V2

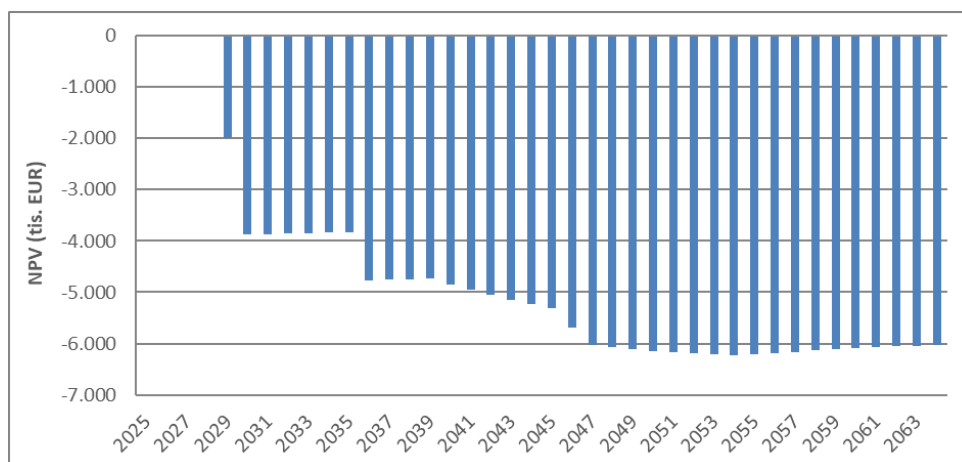
Na sljedeće tri slike prikazani su rezultati analize troškova i koristi varijante V2: nediskontirani troškovi i koristi te kumulativna neto sadašnja vrijednost (razlika diskontiranih koristi i amortiziranih troškova). U odnosu na varijantu V1 (i V0), u varijanti V2 veliko ulaganje u TS 110/SN predviđeno je bitno ranije te zatim još jedno (manje) ulaganje u TR 110/SN u drugoj polovici promatranog razdoblja analize. Iako se od tada obračunavaju i koristi, od kojih u odnosu na varijantu V2 relativno veću važnost ima smanjenje gubitaka, početna ulaganja čine neto sadašnju vrijednost opisanog plana razvoja negativnom i značajno nepovoljnijom od V0 i V1 (-6.021.000 EUR).



Slika 11 Troškovi varijante V2



Slika 12 Koristi varijante V2



Slika 13 Kumulativna neto sadašnja vrijednost varijante V2

5. PREGLED REZULTATA ANALIZE TROŠKOVA I KORISTI

Pregled ukupnih nediskontiranih vrijednosti troškova i koristi svih promatranih varijanti ulaganja prikazuje Tablica II. Procijenjeni troškovi ulaganja podijeljene su na investicijske i neinvesticijske, a za investicijske troškove dana je još i vrijednost amortizirana tijekom razdoblja promatranja (bez preostale vrijednosti) te povrat na reguliranu imovinu (koji se ne uzima u obzir u ovoj analizi).

Tablica II. Pregled nediskontiranih vrijednosti troškova i koristi

Oznaka varijante	Investicijski troškovi i izbjegnuti investicijski troškovi (EUR)	Amortizirani investicijski troškovi i izbjegnuti investicijski troškovi (EUR)	Povrat na reguliranu imovinu (EUR)	Neinvesticijski troškovi (EUR)	Ukupne koristi (EUR)	Razlika koristi i troškova (EUR)
V0	9.266.000,00	4.986.307,00	1.226.614,58	560.000,00	0,00	-9.826.000,00
V1	11.466.000,00	6.061.085,90	1.587.481,25	867.292,59	3.369.534,22	-8.963.758,37
V2	13.283.000,00	7.869.610,68	1.650.905,80	1.321.660,31	3.054.252,59	-11.550.407,72

Tablica III prikazuje neto sadašnju vrijednost (NPV) kao glavni rezultat analize troškova i koristi, odvojeno za ekonomsku i financijsku analizu.

Tablica III. Pregled rezultata analize troškova i koristi – usporedba neto sadašnjih vrijednosti

	Ekonomska analiza	Financijska analiza
Oznaka varijante	NPV (EUR)	NPV (EUR)
V0	-3.996.958,32	-3.996.958,32
V1	-4.042.158,32	-4.253.805,25
V2	-6.021.234,22	-6.238.245,58

Za analizu troškova i koristi važni su amortizirani investicijski troškovi i izbjegnuti investicijski troškovi, koji su u varijanti V1 za 21% veći nego u osnovnoj varijanti V0 i za 23% manji nego u varijanti V2. Koristi su najveće u varijanti V1, veće za 10% nego u varijanti V2 (uobičajeno je da osnovna varijanta nema iskazane koristi). Razlika nediskontiranih koristi i troškova najveća je u varijanti V1, 9% veća nego u osnovnoj varijanti (V0), odnosno 22% veća nego u varijanti V2. Glavni pokazatelj isplativosti ulaganja je neto sadašnja vrijednost, prema kojoj su osnovna varijanta (V0) i varijanta V1 vrlo bliske (razlika 1% u korist V0), dok je varijanta V2 50% lošija.

Analiza osjetljivosti rezultata na glavne veličine i parametre pokazala je da su obje promatrane varijante (V1 i V2) rizične su u pogledu povećanja investicijskih troškova, koji su za njih kritični parametri.

Razlika u tom i ostalim parametrima analize osjetljivosti između V1 i V2 nisu značajne. Dodatno su provedene dvije posebne analize osjetljivosti:

- Analiza osjetljivosti koja pokazuje kako bi neto sadašnja vrijednost varijante V1 porasla 16% kada bi se umjesto stalnih cijena gubitaka i neisporučene energije primijenile promjenjive (rastuće) cijene tih koristi.
- Analiza osjetljivosti koja pokazuje kako bi uz 12% veće troškove ulaganja analiza s promjenjivim cijenama gubitaka i neisporučene energije imala jednaku neto sadašnju vrijednost kao analiza sa stalnim cijenama tih koristi.

6. PRIJEDLOG PLANA RAZVOJA DISTRIBUCIJSKE MREŽE

Provedena analiza troškova i koristi ulaganja u raspoloživost napajanja prema (N-1) kriteriju na području Elektre Čakovec pokazuje da je najpovoljnija varijanta V1, koja uključuje izgradnju prve faze TS 110/SN Istok. Predviđena su sljedeća ulaganja:

1. KB 35 kV Trokut–Šenkovec u G6
2. Izgradnja prve faze TS 110/SN Istok 1x20 MVA do G12
3. Zamjena transformatora 35/10 kV 8 MVA s 16 MVA u TS 35/10 kV Trokut do G12
4. Sekcioniranje sabirnica 35 kV u TS 35/10 kV Ivanovec do G12
5. Obnova temelja i stupova te zamjena vodiča, izolatora i ovijesnog pribora 35,8 km DV 35 kV od G16 do G28
6. Rekonstrukcija DV 35 kV Šenkovec–Mursko Središće i DV 35 kV Prelog–Dekanovec (ukupno 22,4 km) s visokotemperaturnim vodičima u G29 i G30

Izgradnja prve faze TS 110/SN Istok odabrana je unatoč minimalno manjoj neto sadašnjoj vrijednosti od osnovne varijante, jer pruža dodatne koristi smanjenja gubitaka, emisija CO₂ i neisporučene energije. Osim toga, osnovna varijanta V0 pretpostavlja koncentraciju velike instalirane snage transformacije u postojećim transformatorskim stanicama (3 transformatora u TS 110/35 kV Trokut i 2x16 MVA u dvije TS 35/10 kV), što se u pravilu nastoji izbjegavati.

S obzirom na negativne neto sadašnje vrijednosti svih promatranih varijanti razvoja mreže i izjednačenost s osnovnom varijantom (V0), izgradnju TS 110/SN Istok bitno je realizirati kao prvu fazu s jednim transformatorom, a moguće potrebe za proširenjem postrojenja i transformacije treba razmotriti u budućnosti, kada rizik preuranjenog ulaganja značajnih sredstava bude niži.

Iako su obuhvaćeni svi važni troškovi i procijenjene glavne koristi na razini analize transformacije 110/SN, mreže 35 kV i transformacije 35/10 kV, provedena analiza ne može se smatrati konačnom za potrebe odlučivanja o optimalnom smjeru ulaganja, jer nedostaje dosljedno vrednovanje utjecaja dobro povezane 10 kV mreže, osobito u smislu dinamike i s tim povezanih koristi prijelaza na pogon na 20 kV, kao i mogućih manjih dodatnih koristi u prijenosnoj mreži.

5. LITERATURA

- [1] Tehno-ekonomska analiza opravdanosti investicijskih zahvata na sučelju prijenosne i distribucijske mreže – nove TS VN/SN, EIHP, Zagreb, Hrvatska, 2024.
- [2] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za Distribucijsko područje Elektra Čakovec, EIHP, Zagreb, 2010.