

Служба за стратешко планирање
и развојни анализи

A large, lattice-structured steel tower for a high-voltage power line, with multiple cross-arms supporting several power lines. The tower is positioned in the center-right of the page, extending from the top to the bottom. The background is a clear, light blue sky.

ПЛАН ЗА НАМАЛУВАЊЕ НА ЗАГУБИ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО ЕЛЕКТРОПРЕНОСНИОТ СИСТЕМ ЗА ПЕРИОД 2020-2023 ГОДИНА

јуни, 2020

Наслов: ПЛАН ЗА НАМАЛУВАЊЕ НА ЗАГУБИ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА
ВО ЕЛЕКТРОПРЕНОСНИОТ СИСТЕМ ЗА ПЕРИОД 2020-2023 ГОДИНА

Автори: Служба за стратешко планирање и развојни анализи

СОДРЖИНА:

1. Вовед.....	4
1.1. Загуби во преносната мрежа.....	4
1.2. Методологија за пресметка на загуби на активна моќност и енергија во електричните мрежи.....	5
2. Преносна мрежа	6
3. Осетливост на загубите на активна моќност во преносната мрежа	8
4. Мерки за намалување на загубите.....	10
5. Анализа на загубите во преносната мрежа во периодот 2010-2019	12
6. Инвестиции во период 2020-2023 година кои влијаат на загубите.....	15
6.1. 400 kV интерконективен далекувод Битола (МК) – Елбасан (АЛ) и 400/110 kV ТС Охрид.....	15
6.2. Реконструкција на 110 kV далекуводи	16
7. Проекти во периодот од 2020 до 2023 година кои имаат влијание на намалување на загубите.....	17
8. План за намалување на загубите на електрична енергија во електропреносниот систем за период 2020-2023 година	18
9. Користена литература	21

1. ВОВЕД

1.1. ЗАГУБИ ВО ПРЕНΟΣНАТА МРЕЖА

ОЕПС е должен да го води електроенергетскиот систем на тој начин што во нормален режим на работа загубите на активна моќност да бидат минимални, согласно Законот за енергетика (1). Во различни режими на работа како зголемени или намалени транзити, зголемено оптоварување, влегување или излегување од погон на некој преносен елемент, се менуваат и загубите во преносната мрежа. Големината на **загубите на активна моќност и електрична енергија** во преносната мрежа, претставува еден од најзначајните показатели на економичноста на мрежата.

Според Законот за енергетика* („Службен весник на Република Македонија“ бр. 96/18 и „Службен весник на Република Северна Македонија“ бр. 96/19) Операторот на електропреносниот систем има должност:

- Глава: Планирање на развој,
Член 83, став (3): За секој регулиран период операторот на електропреносниот систем изработува и доставува за одобрување до Регулаторната комисија за енергетика планови за инвестирање во електропреносниот систем, во кои како резултат на предвидените инвестиции, особено треба да биде прикажано:
 - очекуваното зголемување на ефикасноста на работењето на електропреносниот систем преку намалувањето на загубите на електрична енергија.

1.2. МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРЕСМЕТКА НА ЗАГУБИ НА АКТИВНА МОЌНОСТ И ЕНЕРГИЈА ВО ЕЛЕКТРИЧНИТЕ МРЕЖИ

Загубата на енергија во даден временски период ќе биде еднаква на:

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt \quad (1)$$

Моќностите на оптоварување P , Q и S се временски променливи и затоа загубите на активна енергија ΔW во MWh за одреден разгледуван период може да се прикаже преку упростена релација. Подетално за изведувањето на релацијата може да се види во (2).

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \cdot \tau \quad (2)$$

каде што:

ΔP_{\max} се загуби на активна моќност при системски максимум во [MW],

τ е време на максимални загуби во часови. τ го претставува времето за кое загубите на активна енергија што ќе се остварат при пренесување на максимална привидна моќност S_{\max} ќе бидат еднакви на загубите што се остваруваат при пренесувањето на променливата моќност на оптоварувањето во текот на разгледуваниот период T .

T_M претставува време на максимална моќност, за кое истата количина преземена енергија ќе му се предаде на потрошувачот ако тој работи со константна моќност, еднаква на неговата максимална моќност P_{\max} .

Времињата T_M и τ се однесуваат на еден ист дијаграм на оптоварување. Врската меѓу овие две времиња може да се опише со релацијата (3):

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (3)$$

Во оваа анализа, за проценка на загубите на електрична енергија на годишно ниво се користи вредност за времето на максимални загуби $\tau = 3725$ h. Вредноста е добиена преку користење на равенката (3) и средната вредност на T_M за периодот 2010 – 2019 година.

2. ПРЕНОСНА МРЕЖА

Преносната мрежа е составена од далекуводи, трансформаторски станици како и целокупната придружна примарна и секундарна високонапонска опрема. Во Табела 1 се дадени должините на далекуводите од преносната мрежа по напонски нивоа, а во Табела 2 е даден бројот на трансформаторски станици по напонски нивоа.

Табела 1. Должина на далекуводи по напонско ниво

Напонско ниво [kV]	110 kV	400 kV
Должина [km]	1545	577

Табела 2. Број на трансформаторски станици по напонско ниво

Однос на номиналните напони	110/x kV	400/110 kV
Број на трансформаторски станици	73	5

Македонскиот преносен систем е поврзан со соседните системи на Бугарија, Србија, Косово и Грција преку пет водови 400 kV, од кои секој има трајно дозволено оптоварување од околу 1300 MVA. На северна страна е во функција 400 kV далекувод ТС Скопје 5 – ТС Феризај, а во 2015 година е пуштена во погон и втората врска ТС Штип – ТС Врање. Со јужниот сосед интерконективното поврзување е реализрано со 400 kV интерконективни далекуводи: ТС Битола 2 – ТС Лерин и ТС Дуброво – ТС Солун. Кон источната страна, во 2009 година, по изградба на 400 kV далекувод ТС Штип – ТС Червена Могила, се изврши синхроно поврзување помеѓу електроенергетските системи на Република Македонија и Бугарија.

Новата врска 400 kV со Албанија (ДВ Битола - Охрид - Елбасан) е планирана за изградба во краткорочен период. Постоечката состојба на изграденост на преносната мрежа е прикажана на Слика 1.



Слика 1. Изграденост на преносната мрежа во 2020 година

3. ОСЕТЛИВОСТ НА ЗАГУБИТЕ НА АКТИВНА МОЌНОСТ ВО ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Процентот на загуби на активна моќност во преносната мрежа е одреден од следните фактори:

- Техничката состојба на системот (изграденоста и конфигурацијата на преносната мрежа, користењето на трансформатори со можност за автоматска регулација на оптоварувањето, параметрите на далекуводите и трансформаторите, структурата и положбата на изворите на електричната енергија и потрошувачите, обликот на дневната крива на траење на оптоварувањето).
- Начинот на експлоатација на електроенергетскиот систем (распределба на оптоварувањето помеѓу изворите, вклопната состојба на мрежата, можноста за одржување на напоните во близина на номиналниот, транзитот на електрична енергија преку преносната мрежа).

Изграденоста на преносната мрежа влијае на намалувањето на загубите на електрична енергија. На пример, градбата на 400/110 kV ТС Штип, доведе до драстично намалување на загубите во преносната мрежа, поради тоа што наместо енергијата да се пренесува преку 110 kV мрежа, штипскиот регион директно се напојува преку 400 kV напонско ниво.

Начинот на експлоатација на ЕЕС, особено влијае на големината на загубите. Општото правило е дека колку изворот на енергија е поблиску до конзумните центри толку се помали загубите. На пример, ангажирањето на гасната електрична централа ТЕ-ТО ги намалува загубите во преносната мрежа, имајќи предвид дека е сместена во скопскиот регион (регион со најголема потрошувачка на електрична енергија).

Анализите покажуваат дека при увоз на електрична енергија, особено доколку влегува преку северниот коридор, доаѓа до намалување на загубите во преносната мрежа. Причината е во тоа што наместо енергијата да тече низ 110 kV преносната мрежа, влегува од граница преку 400 kV мрежа во скопското конзумно подрачје, што има за последица намалени загуби на активна моќност.

На загубите на активна моќност големо влијание имаат таканаречените паралелни текови на моќност, што се јавуваат како последица на Омовиот закон. Имено, енергијата секогаш се движи по линија на помал отпор наместо по договорените патеки. На пример, систем операторите на Бугарија и Грција може да најават директен прекуграничен пренос на електрична енергија, но дел од енергијата наместо да се движи по интерконекцијата помеѓу договорените страни, влегува и излегува низ преносната мрежа на АД МЕПСО, што предизвикува дополнителни загуби на електрична енергија во македонската преносна мрежа.

Загубите во преносната мрежа првенствено се резултат на струјата која минува низ спроводниците и магнетизирањето на јадрата на енергетските трансформатори. Загубите во преносната мрежа се мерат (се пресметуваат) како разлика на електрична енергија која влегла во преносната мрежа и електрична енергија која излегла од неа. На тој начин се добива електрична енергија која е изгубена во преносот. На загубите на електрична енергија во преносната мрежа најмногу влијае вкупната потрошувачка во ЕЕС, како и транзитите за потребите на трети земји и истите можат да варираат умерено на годишно ниво.

Работата со напон различен од номиналниот исто така влијае на големината на загубите и тоа со неговиот квадрат. Тоа значи дека доколку сакаме загубите да ги сведеме на што е можно помало ниво потребно е напоните во сите јазли на ЕЕС да бидат поблиску до номиналната вредност (иако може да се заклучи дека доколку напоните во јазлите се поголеми од номиналниот, загубите ќе бидат помали, тоа не е препорачливо заради ограниченото ниво на изолација на опремата).

Тековите на реактивна моќност низ елементите на преносната мрежа треба да бидат сведени на минимално ниво. Тоа значи дека потребите за реактивна моќност треба да бидат задоволени на локално ниво. Особено големи текови на реактивна моќност се јавуваат низ интерконекциите на македонскиот ЕЕС, кои доведуваат до зголемување на загубите на активна моќност во преносната мрежа. Од една страна, електричните централи во егејскиот дел работат со напон поголем од номиналниот, заради трансфер на енергијата во конзумното подрачје на Атина, додека од друга страна во Косово се јавува дефицит на извори

на реактивна моќност што можат да го контролираат напонот, што предизвикува текови на реактивна моќност во правец југ-север.

4. МЕРКИ ЗА НАМАЛУВАЊЕ НА ЗАГУБИТЕ

Во секој електроенергетски систем загубите на активна моќност треба да се сведат на најмала можна мерка. Еден од условите услови за ова е познавањето на точната структура и причините што ги предизвикуваат загубите на активна моќност.

Во преносната мрежа мерките за намалување на загубите на активна моќност можат да се поделат на:

- Конструктивни мерки (кои бараат дополнителни инвестиции)
 - Зајакнување и надградба на преносната мрежа.
 - Поставување на компензациони уреди што ја растоваруваат мрежата од реактивната моќност.
 - Поставување на уреди за регулација на напонот и реактивната моќност.
 - Постојана контрола на разните споеви (термовизија) што имаат големи преодни отпори.
- Погонски мерки (што не бараат дополнителни инвестиции)
 - Исправно одржување на сите елементи на преносната мрежа.
 - Водење на погонот со најповолна конфигурација.
 - Распределба на моќноста меѓу трансформаторите (оптимално искористување на трансформаторите во режим на работа со најголем коефициент на полезно дејство).
 - Одржување на работниот напон што поблиску до номинална вредност.
 - Економична распределба на активните и реактивните моќности во системот, оптимални текови на моќност.
 - Добра организација и статистика на водење на податоците за производството, преносот, транзитот и сопствената потрошувачка во електричните централи и трансформаторските станици.

Во најголем број случаи, конструктивните мерки се поефикасни од погонските, во поглед на намалување на загубите на електрична енергија. Меѓутоа, нивната реализација е поврзана со дополнителни инвестиции што не секогаш се економски исплатливи. За погонските мерки не се потребни дополнителни инвестиции и поради тоа треба секогаш и целосно да се спроведуваат, без разлика што ефектот на нивната примена во одредени случаи не е значителен.

Нови инвестиции во преносната мрежа вообичаено се дизајнираат за разрешување на техничките проблеми и подобрување на сигурноста во работата. Притоа, за избор на најповолната варијанта, како и за пресметка на оправданоста на инвестицијата се користи СВА анализа на трошоци и придобивки. Придобивките се групирани во повеќе категории; една од категориите за оценка на инвестициите е и намалување на загубите на електрична енергија. **Во пракса, ретко се случува да се инвестира во проект само поради намалените загуби на електрична енергија во преносната мрежа**, но неговата реализација секако дека спаѓа во конструктивните мерки за намалување на загубите.

За да се намалат загубите преку користење на погонските мерки, Операторот на електроенергетскиот систем треба да е опремен со соодветен информациски и програмски алатки меѓу кои најважни се оние за анализа на состојбата на мрежата во кои спаѓаат:

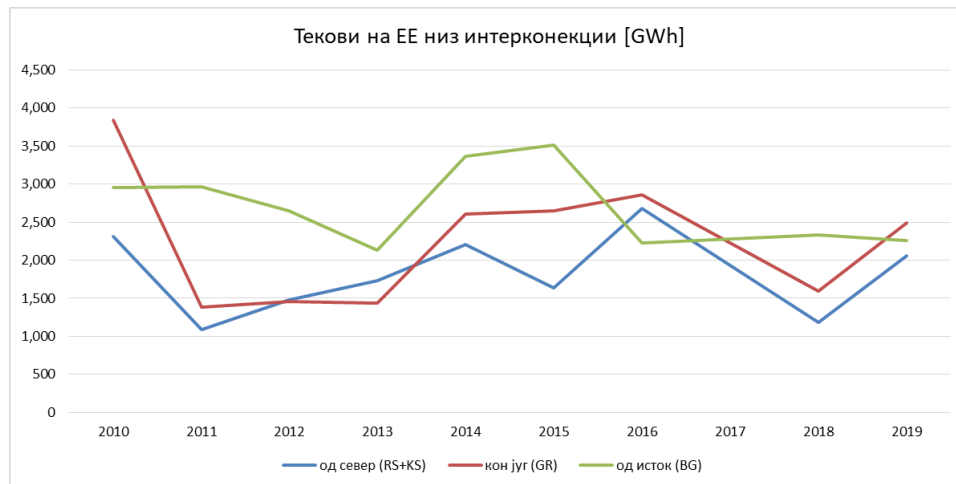
- Топологија на мрежата.
- Естимацијата на состојбата.

- Сигурносни анализи.
- Анализи на осетливост.
- Оптимални текови на моќност.
- Анализа на загуби.

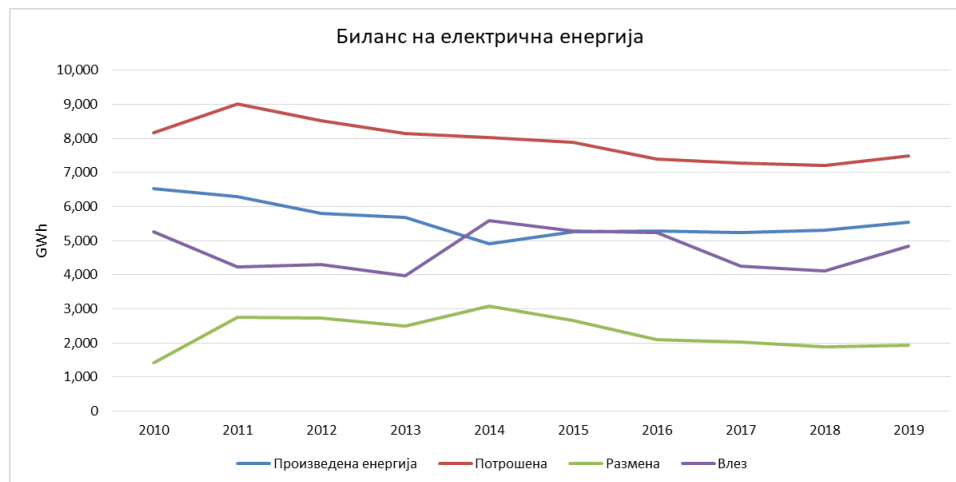
Современите технологии и процедури отвораат нови можности за примена на погонски мерки за намалување на загубите на моќност и електрична енергија. МЕРСО во идниот период треба да посвети посебно внимание кон реализација на различни погонски мерки, особено ако се има предвид фактот дека управувањето со напоните и производството на реактивни моќности во ЕЕС се уште се практикува според застарен концепт.

5. АНАЛИЗА НА ЗАГУБИТЕ ВО ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ВО ПЕРИДОТ 2010-2019

На Слика 2 е прикажан вкупниот влез и вкупниот излез на електрична енергија во/од ЕЕС на Република Северна Македонија во периодот 2010 до 2019 година. Од вредностите се гледа дека вообичаено се увезува електрична енергија од насока на Србија/Косово и Бугарија, а транзитира електрична енергија во насока на Грција. Просечниот влез на електрична енергија во разгледуваниот период изнесува 4800 GWh (2700 GWh од насока на Бугарија и 1900 GWh од насока на Србија/Косово), додека просечниот излез на електрична енергија изнесува 2400 GWh, во најголем дел спрема Грција. Македонија во разгледуваниот период увезувала од 1400 GWh до 3000 GWh, односно просечно годишно 2300 GWh.



Слика 2. Текови на електрична енергија низ интерконекции



Слика 3. Произведена, потрошена, размена и влез (транзит) на електрична енергија во периодот 2010-2019

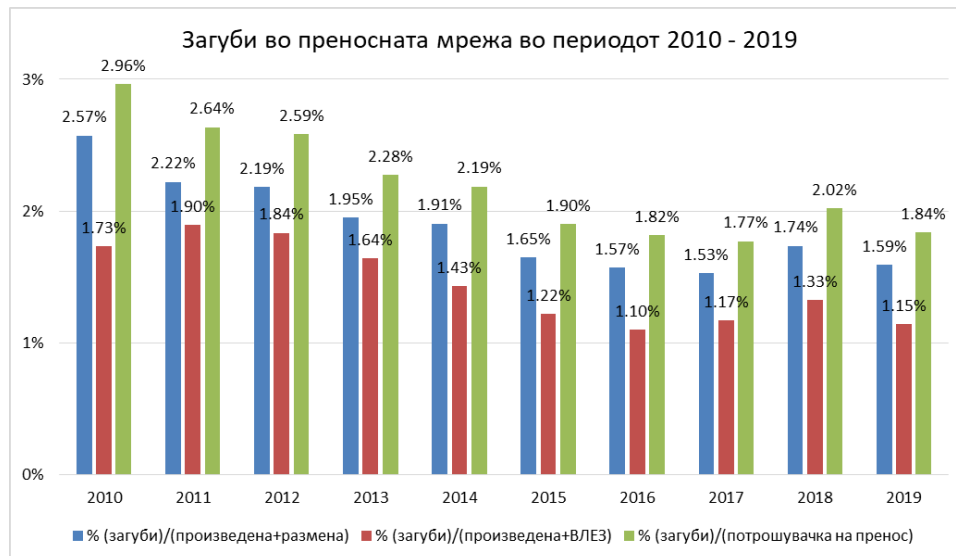
На Слика 3 е прикажана произведената, потрошената, увезената електрична енергија (размена) и влезена или енергија која транзитира низ нашиот преносен систем, во наведениот период. Изминативе десет години и производството и потрошувачката на електрична енергија бележат тренд на опаѓање. Недостатокот на домашно производство е надополнет со изградбата на интерконективни водови, како и интерни водови 400 kV, кои овозможуваат високи нивоа на увоз и транзити на електрична енергија кон Грција. Истовремено во поширокиот регион е започнат процес на воспоставување на пазар на електрична енергија, со што ангажираноста на домашните електрични центри условена е и со економски параметри, односно нивото на увозот зависи и од односот на цената на електрична енергија која може да се набави од увоз и цената на електрична енергија произведена од домашните електрични центри, посебно ТЕЦ.

Табела 3. Биланс на електрична енергија

	GWh									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Произведена енергија	6520	6286	5806	5676	4911	5271	5291	5229	5313	5553
Потрошена	8178	9002	8515	8140	8027	7887	7386	7266	7197	7479
Влез	5271	4295	4368	4027	5709	5434	5246	4264	4108	4834
Излез	3851	1546	1627	1536	2636	2778	3151	2227	2224	2908
Размена	1420	2749	2741	2491	3073	2656	2095	2037	1884	1926

Вкупниот пренос на електрична енергија кој се врши преку преносниот систем оператор се состои од производството на ТЕЦ, ХЕЦ и ВЕЦ приклучени на преносната мрежа, електрична енергија преземена во преносната мрежа од дистрибутивната мрежа, и вкупниот влез на електрична енергија во македонскиот преносен систем.

Загубите во преносната мрежа во периодот 2010 - 2019 се движеле од 111 GWh до 204 GWh, просечно 151 GWh/годишно. Изразени во проценти од вкупното производство и размена, просечно загубите на електрична енергија изнесувале 1.89 %, додека изразени во проценти во однос на вкупниот пренос на електрична енергија (производство + влез во ЕЕС од соседните системи) просечните загуби изнесувале 1,46 %, прикажани на Слика 4. За споредба се прикажани и загубите во однос на вкупната потрошена електрична енергија во дистрибутивниот систем и од директно приклучените потрошувачи, односно потрошувачката на електрична енергија на ниво на преносен систем. Како се намалува потрошувачката на електрична енергија и се намалуваат и загубите.



Слика 4. Загуби во преносна мрежа во периодот 2010-2019 година

Карактеристична за овој период е анализата на 2010 година кога имаме најголемо производство на електрична енергија од 6 520 GWh, додека увозот е најмал во анализираниот период и изнесува 1 420 GWh. Загубите на активна енергија во 2010 се најголеми од целиот анализиран период и изнесуваат 204 GWh. Од **Error! Reference source not found.** може да се види дека во 2010 година транзитот на електрична енергија е исто така многу голем низ нашата земја и изнесува 5271 GWh.

Секој нов елемент во преносната мрежа влијае на намалување на загубите во преносната мрежа. Големо влијание на намалување на загубите на енергија има влегувањето на 400/110 kV ТС Штип во август 2012 година. Иако е во работа само 4 месеци, може да се увиди дека намалувањето на загубите во однос на 2011 години (која е најслична за анализа) се намалени за скоро 14 GWh. Ова се објаснува со фактот што снабдувањето со електрична енергија наместо по 110 kV мрежа ќе се одвива преку 400/110 kV напојната

точка во Штип. Ваквиот тип на трафостаници што се наоѓаат блиску до конзумните подрачја значително влијаат на намалувањето на загубите поради тоа што електричната енергија се обезбедува преку 400 kV далекуводи, наместо да се обезбедува преку 110 kV далекуводи. Влијанието на 400/110 kV ТС Штип врз загубите на активна моќност и електрична енергија е анализирано во неколку наврати уште пред да се изгради трансформаторската станица.

Во однос на инвестициите во преносната мрежа во наведениот период во 2015 година е влезена во погон 400 kV интерконективна врска ТС Штип – ТС Врање, што резултира со намалување на загубите во мрежата.

Генерално, за нашиот преносен систем може да се изведе заклучок дека најмали загуби се јавуваат во периодите кога увозот на електрична енергија е најголем и кога хидроцентралите во Западна Македонија најмалку произведуваат електрична енергија, бидејќи преносот на електрична енергија до главните потрошувачки центри се реализира преку 400 kV мрежа. Ако се анализираат 2018 и 2019 година како слични по нивото на вкупното производство на електрична енергија може да се каже дека зголемени транзити влијаат на зголемување на загубите.

6. ИНВЕСТИЦИИ ВО ПЕРИОД 2020-2023 ГОДИНА КОИ ВЛИЈААТ НА ЗАГУБИТЕ

Согласно Планот за развој на електропреносниот систем за период 2020-2029 (3) за краткорочен период се планирани следниве проекти:

6.1. 400 kV ИНТЕРКОНЕКТИВЕН ДАЛЕКУВОД БИТОЛА (МК) – ЕЛБАСАН (АЛ) И 400/110 kV ТС ОХРИД

Изградба на 400 kV интерконективен далекувод Битола (МК) – Елбасан (АЛ), со што ќе се комплетира енергетскиот Коридорот 8.

Коридорот 8 е составен сегмент од еден многу поголем и исклучително значаен проект што вклучува експлоатација на енергетските ресурси од кавкаскиот регион и од Централна Азија кон земјите од западен Балкан и Италија. Од аспект на електроенергетиката, 400 kV интерконективен надземен вод Битола (МК) – Елбасан (АЛ) претставува последен дел од реализацијата на коридорот 8 (Исток – Запад) за пренос на електрична енергија меѓу Бугарија, Северна Македонија, Албанија и Италија.

Согледувајќи го развојот на македонската преносна мрежа, проблемите кои постојат во југо - западниот дел од мрежата ќе се надминат со изградба на нова 400/110 kV трансформаторска станица во охридско - струшкиот регион поврзана со влез-излез на новата 400 kV интерконекција Битола (МК) – Елбасан (АЛ).

400 kV далекувод МК – АЛ има регионално значење и PECL статус (Project of Energy Community Interest), со одлука на Energy Community Ministerial Council од 14/10/2016.

Гледано од аспект на квалитетот на напоните во преносната мрежа и сигурноста на напојување со електрична енергија, многу е важна изградбата на 400/110 kV ТС Охрид во југозападниот регион на преносната мрежа. Трансформаторската станица се очекува да биде изградена до 2022 година. Без нејзина изградба и без активно учество на електричните центри во регулацијата на напоните, југозападниот регион е изложен на опасност од напонски колапс и губење на напојувањето на 110 kV мрежа (критериум N-1). Сè додека не се изгради ТС 400/110 kV Охрид, нужно е електричните центри во југозападниот регионот активно да учествуваат во регулацијата на напоните и тековите на реактивни моќности.

Со ставање во погон на оваа трансформаторска станица се очекува намалување на загубите на активна моќност од околу 1.2 MW или помали загуби на електрична енергија од 4.5 GWh на годишно ниво.

Добивките на Македонија од изградбата на интерконекцијата со Албанија (и понатаму со Италија) може да се поделат во неколку групи:

- Зголемени инвестиции во производството на електрична енергија.
- Зголемен приход на преносниот систем-оператор, како резултат на зголемениот транзит на енергија.

Расположливиот и инсталиран хидропотенцијал на албанскиот електроенергетски систем, отвора можност за подобрување на регионалниот диспечинг на електрична енергија.

Ефектот од интерконекцијата за македонската преносна мрежа е намалување на загубите на активна моќност од околу 3.7 MW, или помали загуби на електрична енергија од 23 GWh на годишно ниво.

6.2. РЕКОНСТРУКЦИЈА НА 110 kV ДАЛЕКУВОДИ

Македонската преносна мрежа е интензивно градена во 60-тите и 70-тите години од минатиот век. Во наредните години еден од главните предизвици на МЕРСО е реконструкција на застарените 110 kV далекуводи. При реконструкцијата приоритет имаат оние далекуводи за кои се проценува дека им се нарушени работните параметри и имаат големо системско значење и во иднина, со цел да се задржи доверливоста и сигурноста на работа на електропреносниот систем. Реконструкцијата на 110 kV далекуводи е започната и се финансира од заемот од ЕБОР и е прикажана во Табела 4.

Табела 4. Започната реконструкција на 110 kV далекуводи

Далекувод	Должина (km)	Година на градба
ТС Штип – ТС Пробиштип	25.2	1972
ТС Скопје 4 – ТС Петровец – ТС Велес	37	1953
ТС Велес – ТС Овче Поле	21	1960
ТС Овче Поле – ТС Штип	17.9	1960
ТС Битола 1 – ТС Прилеп 1	33.7	1963
ТС Бунарџик – ТС Миладиновци 1	17	1971

Потегот 110 kV ТС Скопје 4 – ТС Петровец – ТС Велес – ТС Овче Поле – ТС Штип – ТС Пробиштип кој е со тип на спроводници ACSR 150/25 mm², ќе биде реконструиран со тип на спроводници со поголема пропусна моќност AAAC 324 mm².

Далекуводот 110 kV ТС Битола 1 – ТС Прилеп 1 е стар 52 години (спроводници ACSR 240/40 mm²) и е со бетонски столбови, според препорака ќе се реконструира со челични столбови и со тип на спроводници со поголема пропусна моќност AAAC 324 mm².

Далекуводот ТС Бунарџик – ТС Миладиновци 1 кој се користи за напојување на националната железница е со бетонски столбови и ќе се реконструира со челично-решеткасти столбови и со тип на спроводници ACSR 150/25 mm².

Реконструкцијата на 100 kV ДВ ТС Бунарџик – ТС Миладиновци 1 и потегот ТС Скопје 4 – ТС Петровец – ТС Велес има незначително влијание на намалување на загубите во преносната мрежа бидејќи тековите на моќност низ овие далекуводи се многу мали.

7. ПРОЕКТИ ВО ПЕРИОДОТ ОД 2020 ДО 2023 ГОДИНА КОИ ИМААТ ВЛИЈАНИЕ НА НАМАЛУВАЊЕ НА ЗАГУБИТЕ

Во **Error! Reference source not found.** се прикажани проектите кои влијаат на намалување на загубите на активна моќност и електрична енергија. Во табелата не се вклучени приклучоците на новите електроенергетски објекти (110/x kV трансформаторски станици на идните производители и потрошувачи), ниту плановите за реконструкција и ревитализација на преносните објекти кои немаат влијание на намалување на загубите. Ако се земе просечна цена на еден MWh електрична енергија за 2019 година од унгарската берза на електрична енергија HUPX (50.36 EUR/MWh) може да се пресметаат годишни заштеди на финансиски средства, прикажани во Табела 5.

Табела 5. Проекти според Развојниот план на МЕРСО за периодот 2020-2023

Проекти кои влијаат на намалување на загубите во преносната мрежа според Развојниот план на АД МЕРСО за периодот 2020-2023	Ефекти врз ΔW [GWh]	Планирани годишни заштеди на финансиски средства [Мил.EUR/MWh]	Проценета инвестициска вредност [Мил.EUR]
400/110 kV ТС Охрид (приклучена на 400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 - ТС Елбасан (AL))	4.5	0.227	13.70
400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 - ТС Елбасан (AL)	23.0	1.158	27.01
110 kV ДВ Овче Поле - Штип 1	0.1	0.005	2.50
110 kV ДВ Штип 1 - Пробиштип	1.4	0.071	3.40
110 kV ДВ Битола 1 - Прилеп 1	0.4	0.020	4.70

8. ПЛАН ЗА НАМАЛУВАЊЕ НА ЗАГУБИТЕ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО ЕЛЕКТРОПРЕНОСНИОТ СИСТЕМ ЗА ПЕРИОД 2020-2023 ГОДИНА

Според Законот за енергетика Член 83, став 2 и 3 Операторот на електропреносниот систем има обврска да изработи и достави до РКЕ: едногодишни, петгодишни и десетгодишни прогнози за потрошувачката на електрична енергија и планови за инвестирање во електропреносната мрежа за секој регулиран период. Долгорочни прогнози за потребите од електрична енергија и моќност – 2019 (4) се изработени согласно Стратегија за развој на енергетиката во Република Северна Македонија до 2040 година и во нив се анализирани повеќе сценарија за пораст на потрошувачката и производството на електрична енергија.

За прогнозата на потрошувачката на ЕЕ во Република Северна Македонија е претпоставена просечна стапката на раст на БДП од 3.3% во периодот до 2040 година, согласно (5). За потрошувачката на електрична енергија дефинирани се три сценарија: референтно(Ref), умерена транзиција(Mod) и зелено(Gre). Во Табела 6 се прикажани стапките на пораст на потрошувачка во дистрибутивната мрежа за сите сценарија.

Табела 6. Годишни стапки на пораст на ЕЕ на потрошувачката во дистрибутивната мрежа

година	сценарио		
	референтно	умерена транзиција	зелено
2020	2,30%	1,20%	1,70%
2025	2,70%	1,70%	1,90%
2030	2,30%	1,80%	2,30%
2035	2,30%	1,70%	1,70%
2040	2,60%	2,30%	2,10%

Во трите сценарија за потрошувачката на електрична енергија додадени се нови директни потрошувачи кои ќе се приклучат на преносната мрежа. Се претпоставува дека постоечките директни потрошувачи ќе го одржуваат нивото од претходната разгледувана (измината) година.

Прогнозата на производството на електрична енергија во Република Северна Македонија до 2040 година е направена за категории на производството, врз основа на методологијата дефинирана во (4):

- Производство на ЕЕ во ТЕЦ приклучени на преносната мрежа.
- Производство на ЕЕ во ХЕЦ приклучени на преносната мрежа.
- Производство на ЕЕ од повластени производители (ВЕЦ и СЕЦ) приклучени на преносната мрежа.
- Производство на ЕЕ од електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа.

Прогнозата на производството е извршена за три сценарија на изградба на новите електрични централи: референтно(Ref), умерена транзиција(Mod) и зелено(Gre).

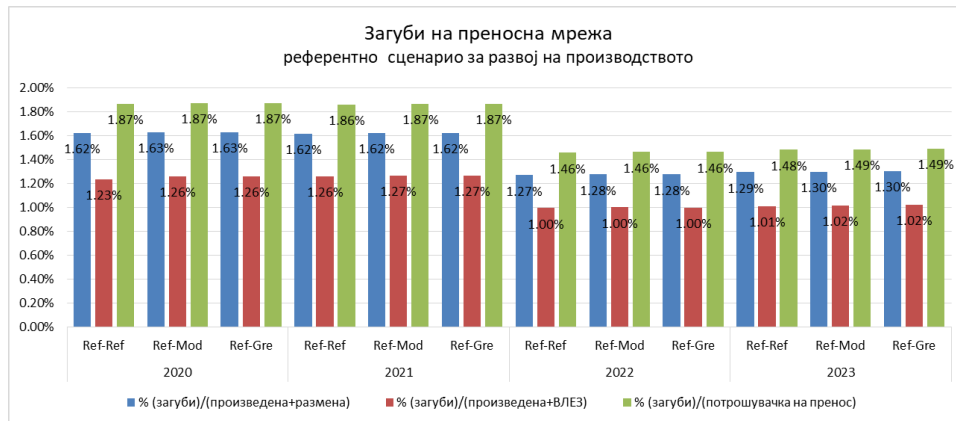
Според член 10 став (3) од Правилникот за начин и условите за определување на регулиран максимален приход и регулирани просечни тарифи за пренос на електрична енергија, организирање и управување со пазарот на електрична енергија и дистрибуција на електрична енергија: Процентот на загуби на електрична енергија во преносна мрежа се однесува на вкупната влезена количина на електрична енергија на преносна мрежа од домашно производство и од увоз, како и количините на електрична енергија што транзитира низ преносната мрежа.

Во продолжение се прикажани загубите на електрична енергија пресметани како процент во однос на:

- произведената енергија и размена (увоз)

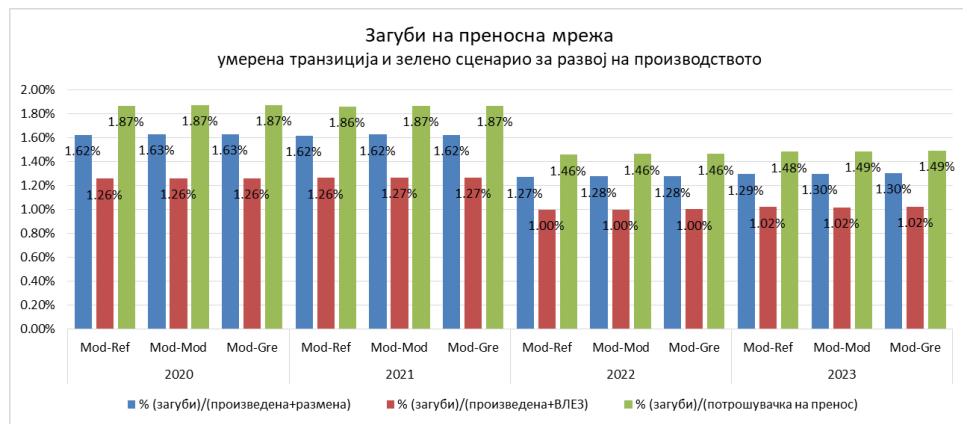
- произведената енергија и ВЛЕЗ(транзитирана)
- потрошена ЕЕ на ниво на пренос .

Под претпоставка дека планот за производство на електрична енергија ќе се одвива според референтното сценарио, за сите три сценарија за пораст на потрошувачката загубите се прикажани на Слика 5.



Слика 5. Загуби на преносна мрежа, референтно сценарио за развој на производството

Ако планот за производство на електрична енергија се одвива според сценарио за умерена транзиција кое првите неколку години е слично со зеленото сценарио, за сите три сценарија за пораст на потрошувачката загубите се прикажани на Слика 6.



Слика 6. Загуби на преносна мрежа, умерена транзиција и зеленото сценарио за развој на производството

За 2021 година просечна вредност на загубите ако се пресметуваат во однос на произведената енергија и размената¹ би биле 1,62%, ако се толкуваат во однос на произведената и ВЛЕЗ² би биле 1,27% и ако се пресметуваат во однос на потрошена енергија на ниво на преносна мрежа ќе бидат 1,86%.

Во 2022 година се очекува да бидат реализирани: 400/110 kV ТС Охрид приклучена на 400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 - ТС Елбасан (AL) и 110 kV ДВ Штип 1 – Пробиштип со што се очекува да се намалат загубите на електрична енергија во преносната мрежа. Просечна вредност на загубите ако се пресметаат во однос на произведената енергија и размената може да се очекува да биде 1,27%, ако загубите

¹ терминот „размена“ се однесува на увезената енергија за потребите на системот

² терминот „ВЛЕЗ“ се однесува на транзитирана енергија низ преносната мрежа

се толкуваат во однос на произведената енергија и ВЛЕЗ тогаш може да се очекува да бидат околу 1% и ако се пресметуваат во однос на потрошена енергија на ниво на преносна мрежа ќе бидат 1,46%.

За **2023** година просечна вредност на загубите пресметани во однос на произведената енергија и размената ќе бидат 1,3%, ако се толкуваат во однос на произведената енергија и ВЛЕЗ би биле 1,02% и ако се пресметуваат во однос на потрошена електрична енергија на ниво на преносна мрежа ќе бидат 1,49%.

За периодот од 2010 до 2019 година просечна вредност на загубите пресметани во однос на:

- произведената и увезената енергија се 1,89%
- произведената и транзитираната енергија се 1,45%
- потрошена енергија на ниво на преносна мрежа се 2,2 %.

Од анализите може да се заклучи дека процентот на очекуваните загуби за 2020 и 2021 година има континуиран и сличен тренд како во 2019 година. Просечната вредност на загубите за овој период е помал од просечната вредност на процентот на загуби за изминатите десет години.

Значително влијание на намалување на загубите на електрична енергија се очекува во 2022 година кога е планирано влегување во погон на новата 400/110 kV ТС Охрид приклучена на 400 kV ДВ ТС Битола 2 - ТС Елбасан (AL).

Сите погоре изведени и споменати претпоставки се направени пред појава на кризата со COVID 19. Загубите на електрична енергија зависат од нивото на потрошувачка, производство, увоз и транзити на електрична енергија низ нашиот систем, чии вредности бележат пад изминативе неколку месеци. Доколку економијата не закрепне брзо и тековите на моќност низ преносната мрежа бидат помали од планираните тогаш може да се очекува одложување на претпоставениот тренд за развој планиран во Стратегијата.

9. КОРИСТЕНА ЛИТЕРАТУРА

1. **Закон за енергетика.** Скопје : Службен весник, 2019.
2. **Ачкоски, Ристо. Електрични мрежи.** Скопје : ФЕИТ, 2012.
3. **ПЛАН ЗА РАЗВОЈ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНИОТ СИСТЕМ НА РЕПУБЛИКА СЕВЕРНА МАКЕДОНИЈА ПЕРИОД 2019 – 2029.** Скопје : МЕПСО, 2019.
4. **ДОЛГОРОЧНИ ПРОГНОЗИ ЗА ПОТРЕБИТЕ ОД ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И МОЌНОСТ – 2019.** Скопје : МЕПСО, 2019.
5. **Стратегијата за развој на енергетиката во Република Северна Македонија до 2040 година.** Скопје : МАНУ, 2019.
6. **Мрежни правила за пренос на електрична енергија.** Скопје : МЕПСО, 2015.
7. **Feasibility Study and ESIA for Elbasan - Bitola 400 kV Transmission line.** н.м. : IPF, 2012.