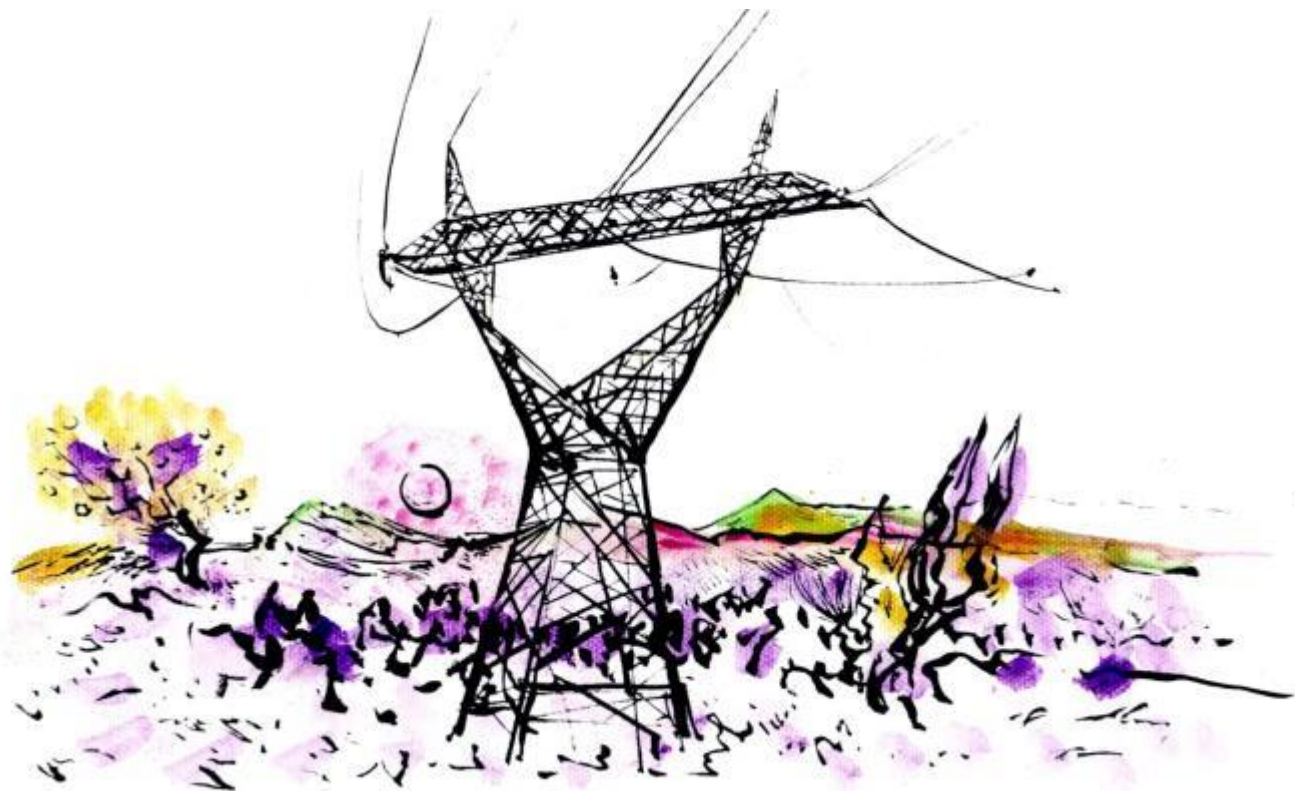


Оддел за инвестиции и развој
Служба за стратешко планирање, развојни анализи и приклучоци



ПЛАН ЗА РАЗВОЈ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНИОТ СИСТЕМ ЗА ПЕРИОД 2020 – 2029

октомври, 2019

Наслов: ПЛАН ЗА РАЗВОЈ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНИОТ СИСТЕМ
ЗА ПЕРИОД 2020 – 2029

Автори: Служба за стратешко планирање, развојни анализи и приклучоци

Содржина

1. Вовед.....	5
2. Состојба на преносната мрежа во 2019 година	6
3. Нови интерконективни водови кон соседите	9
3.1. 400 kV интерконективен далекувод Битола (МК) – Елбасан (AL)	9
3.1.1. Технички карактеристики.....	9
3.1.2. Финансиско-економски параметри	11
3.1.3. Имплементација на проектот	12
4. Мерки и инвестиции во период 2020-2029 година	14
4.1. Северен регион на преносната мрежа.....	14
4.2. Западен регион на преносната мрежа.....	14
4.3. Источен регион на преносната мрежа	15
5. Реконструкција и ревитализација во електропреносната мрежа	16
5.1. Реконструкција и ревитализација на далекуводи	16
5.1.1. Реконструкција на далекуводи	16
5.1.2. Ревитализација на далекуводи	18
5.2. Реконструкција и ревитализација на трансформаторски станици	18
5.2.1. Реконструкција на РП Кратово	18
5.2.2. Ревитализација на ТС Дуброво.....	18
5.2.3. Ревитализација на четири трансформаторски станици (ТС Скопје 4, ТС Битола 2, ТС Валандово, ТЕЦ Осломеј)	19
5.2.4. Релејна заштита (ХЕЦ Тиквеш, ХЕЦ Вруток, ХЕЦ Глобочица, ХЕЦ Шпиље)	19
5.2.5. Ревитализација на ТС Прилеп 1	19
5.2.6. Ревитализација на ТС Велес и ТС Кавадарци 1	19
6. Модернизација на електропреносниот систем	20
6.1. Телекомуникациска опрема и далечински мониторинг на трансформаторските станици.....	20
6.2. Подземна инсталација за оптичко поврзување.....	21
6.3. Balkan Digital Highway	21
6.4. Систем за следење на фазни агли (Wide Area Monitoring System – WAMS).....	23
6.5. Систем за променливо дозволено оптоварување на водови (DLR - Dynamic Line Rating)	23
6.6. Специјален софтверски и хардверски пакет за одржување на преносна мрежа	23
7. Истражување на електропреносниот систем.....	24
7.1. CROSSBOW.....	24
7.2. TRINITY	24
7.3. Студија за подобрување на напонскиот профил на регионалната мрежа	25

7.4.	Студија за оптимална конфигурација на преносната мрежа во југоисточен регион.....	25
7.5.	Студија за оптимално искористување на двојниот систем на собирници во трансформаторските станици	25
7.6.	Студија за развој на преносната мрежа.....	26
7.7.	Студија за зајакнување на мрежата за интеграција на ОИЕ.....	26
8.	Приклучоци на нови корисници на преносната мрежа	28
8.1.	Приклучоци на производни капацитети на преносната мрежа.....	28
8.1.1.	Приклучок на ВЕЦ Богословец.....	28
8.1.2.	Приклучок на ВЕЦ Демир Капија.....	29
8.1.3.	Приклучок на ВЕЦ Миравци.....	30
8.1.4.	Приклучок на ВЕЦ Крушево и СЕЦ Крушево	31
8.1.5.	Приклучок на СЕЦ Осломеј 2 и 3	31
8.1.6.	Приклучок на СЕЦ Битола 1 и 2.....	32
8.2.	Приклучоци на дистрибутивни трансформаторски станици на преносната мрежа	34
8.2.1.	Приклучок на втор трансформатор во ТС Овче Поле.....	34
8.3.	Приклучоци на индустриски потрошувачи на преносната мрежа	35
8.3.1.	Приклучок на КРАНФИЛД ФАУНДРИ	35
8.3.2.	Приклучок на ИГМ Трејд.....	35
8.3.3.	Приклучок на рудник Плавица - Кратово.....	36
9.	Реализација на проекти во периодот од 2020 до 2029 година	38
10.	Комплексна имплементација на енергетски проекти.....	41
11.	Трошоци за приклучување на преносна мрежа на новите корисници	45
12.	Конфигурација на преносната мрежа во 2029 година	46

1. ВОВЕД

МЕПСО како оператор на електропреносниот систем, според член 83 од Законот за енергетика („Службен весник на Република Македонија“ бр.96/18 и „Службен весник на Република Северна Македонија“ бр.96/19), е должен да подготви план за развој на електропреносниот систем за период од следните 10 (десет) години чија содржина треба да биде во согласност со Мрежните правила за пренос на електрична енергија.

МЕПСО во 2016/2017 година изработи студија за развој на преносна мрежа со наслов: „Концепти за развој на преносната мрежа во одделните региони за долгорочен период“ која претставува ажурирање/дефинирање на плановите за развој на електроенергетскиот систем (ЕЕС), како обврска на МЕПСО во согласност со правните прописи во државата. Имено, треба да се усогласи долгорочната визија за развојот на идната 400 kV и 110 kV преносна мрежа во македонскиот ЕЕС, со очекуваната промена на оптоварувањето, земајќи ги предвид актуелните развојни планови на Електродистрибуција, Електрани на Северна Македонија (ЕСМ), како и приклучокот на нови корисници на преносната мрежа (новите директни потрошувачи и новите производители на електрична енергија).

Студијата е изработена со користење на детерминистички пристап со повеќе сценарија, во рамките на кои се анализираат можните работни состојби во иднина. Сценаријата се дефинирани за различни временски хоризонти (2020, 2025, 2030 и 2040 година), во однос на променливите како што се изградбата на електрични централи, оптоварувањето на системот, хидрологијата, ангажираноста на електричните централи кои користат обновливи извори на енергија (ОИЕ – посебно ветерните електрични централи, ВЕЦ), изградбата на електрични централи на дистрибутивната мрежа итн. Преку анализата на повеќе сценарија целта е да се задоволат следните основни принципи:

- постигнување на задоволителна сигурност во снабдувањето на потрошувачите на електрична енергија;
- постигнување на задоволителна расположливост и капацитет на македонската преносна мрежа за непречено одвивање на активностите на сите учесници на пазарот на електрична енергија (производители, трговци и снабдувачи, како и други субјекти);
- овозможување приклучок на нови корисници на преносната мрежа под еднакви, транспарентни и недискриминаторски услови;
- интеграција на електричните централи кои користат ОИЕ.

Идната конфигурација на македонската преносна мрежа треба да биде доволно флексибилна и еластична за да овозможи исполнување на сите претходно наведени принципи со што помала несигурност. За ова да се обезбеди, потребно е:

- континуирано да се вложува во реконструкција и ревитализација на дотраените елементи на преносната мрежа;
- да се вложува во изградба на нови објекти на преносната мрежа (водови, трансформатори (ТР), инфраструктура за информатичка технологија, итн.) врз основа на критериумите пропишани во Мрежните правила;
- да се вложува во зафати кои ќе овозможат подобро искористување на постоечките и изградба на нови неопходни прекугранични капацитети;
- да се користат модерни технологии во преносот на електрична енергија, како што е примената на нови спроводници со мал провес при ревитализација и зголемување на преносната моќност на постоечките далеководи (ДВ), можно вградување на уреди базирани на енергетска електроника (FACTS), можно вградување на енергетски

трансформатори со попречна регулација (управување на тековите на активни моќности), итн.

- постојано унапредување и усовршување на сопствените човечки ресурси заради обврзувачкото учество во европските процеси под закрила на ENTSO-E и учество во други меѓународни организации (CIGRE, IEEE и др.).

Најголемите ризици за успешна реализација на претходно наброените принципи и планирани активности се неизвесните текови во стопанството, просторно-планските ограничувања и еколошките барања, несигурностите поврзани со изградбата на нови производни постројки и неизвесноста со стабилното финансирање за сите потребни активности.

МЕПСО во септември 2019 година изработи „Стратегија за реконструкција/ревитализација на преносна мрежа“. Имајќи предвид дека поголем број од водовите во македонската преносна мрежа се изградени пред 40-50 години може да се очекува дека по 2020-та година голем број водови ќе бидат кандидати за реконструкција/ревитализација. При тоа, освен староста на водовите, при изборот на редоследот за зафати на водовите треба да се води сметка и за нивното значење за сигурноста во работата на преносната мрежа. Следствено, во оваа Стратегија фокусот беше насочен на два клучни фактори и тоа:

- изработка на база на податоци со информации за состојбата на функционалните компоненти на преносните водови од каде произлезе оценка за состојбата и ургентноста за зафати на одделни водови, со што се доби приоритетна листа на зафати и
- дефинирање на методологија во која преку оптимизациска постапка се креира распоред на зафати распределени во карактеристични периоди (2025-2030, 2030-2035 и 2035-2040 година), при што се водеше сметка за што е можно порамномерен распоред на зафатите со уважување на сите сигурносни критериуми за работа на преносната мрежа.

Значи, распоредот на зафати на водовите во периодите 2025-2030, 2030-2035 и 2035-2040 е направен со уважување на особеностите на состојбата на водовите, како и нивното системско значење. Дополнително се уважени препораките што произлегуваат од веќе изработените развојни планови и студии во МЕПСО. Исто така, предвид беше и географската поврзаност на водовите.

Иако просечната старост на водовите е релативно голема и изнесува 42 години, скоро 2/3 од нив имаат натпросечно добра оценка за состојбата што е показател дека се добро одржувани. Вкупните инвестиции за трите периоди изнесуваат 47.5 милиони евра, додека вкупната должина на сите водови предложени за зафат изнесува околу 560 km. Средната вредност на инвестициите изнесува 15.8 милиони евра, а средната вредност на должините изнесува 187.5 km. Инвестициите и должините на водовите се рамномерно распоредени по периоди, во интервалот од $\pm 10\%$ од средната вредност.

Развојниот план на преносната мрежа за период од 2020 до 2029 година претставува ажурирана верзија на анализите и резултатите од двете студии, со приказ на состојбата на реализираните проекти, проектите кои се во фаза на имплементација и потребните мерки и инвестиции кои треба да се преземат во наредните 10 години.

2. СОСТОЈБА НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ВО 2019 ГОДИНА

Интегрирањето на производителите и потрошувачите во електроенергетскиот систем е овозможено преку добро развиена преносна мрежа, со голем број на прстени (контури) на две напонски нивоа: 110 kV и 400 kV.

Преносната мрежа се состои од далекуводи, трансформаторски станици како и целокупната придружна високонапонска примарна и секундарна 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 преносната мрежа по напонски нивоа

Напонско ниво [kV]	110 kV	400 kV
Должина [km]	1544,7	577,033

Табела 2. Број на трансформаторски станици по напонски нивоа

Номинален напон	110/x kV	400/110 kV
Број на трансформаторски станици	73	5

Стожерот на македонската преносна мрежа се 400 kV далекуводи. Тие формираат 400 kV прстен составен од три далекуводи што го поврзуваат најголемиот конзум кој е лоциран во северниот дел на државата со најголемите производни објекти кои се сместени во југозападниот дел на државата. Исто така, 400 kV далекуводи служат и за интерконекција со соседните електроенергетски системи. Преносната 110 kV мрежа е најразгранета и ги поврзува големите хидроелектрични и термоелектрични центри, сите поголеми населени места, како и индустриските центри. Врската помеѓу 400 kV и 110 kV преносна мрежа се остварува преку петте трансформаторски станици: ТС Скопје 4, ТС Скопје 5, ТС Битола 2, ТС Дуброво и ТС Штип.

Македонскиот електроенергетски систем е поврзан со соседните системи преку 400 kV интерконекции. Со развојот на пазарот, интерконекциите добиваат улога на главни енергетски коридори преку кои секојдневно се реализираат значителен број на трансакции на електрична енергија.

На северна страна, кон Косово, во функција е 400 kV далекувод ТС Скопје 5 – ТС Феризај 2 (Урошевац), а кон Србија е 400 kV далекувод ТС Штип – ТС Врање 4. Во минатото во употреба беа и два 220 kV далекуводи ТС Скопје 1 – ТС Косово А, како и 110 kV далекувод ТС Скопје 1 – ТС Шари. Од 1999 година, овие далекуводи, поради оштетување, се надвор од погон. Во развојните планови не е предвидена нивна реконструкција, туку само искористување на коридорите заради градба на идни далекуводи.

Македонскиот електроенергетски систем има најдобро поврзување со Грција. Интерконекцијата се реализира со два 400 kV интерконективни далекуводи: ТС Битола 2 – ТС Овчарани (Мелити) и ТС Дуброво – ТС Солун (Тесалоники).

Кон источната страна со преносниот систем на Бугарија во 2009 година започната е синхроната работа по изградба на 400 kV далекувод ТС Штип – ТС Црвена Могила. До тогаш, помеѓу двата система се вршеше повремена размена на електрична енергија во „островски“ режим на работа, преку двата 110 kV далекуводи ТС Крива Паланка – ТС Скакавица и ТС Сушица – ТС Петрич. Двете 110 kV сè уште се во погон, но најчесто работат во островски режим.



Слика 1. Состојба на преносната мрежа во 2019 година

3. НОВИ ИНТЕРКОНЕКТИВНИ ВОДОВИ КОН СОСЕДИТЕ

Придобивките од интерконекциите се огледуваат преку приходи од: намалување на загуби на електрична енергија, зголемување на прекуграничниот преносен капацитет, пораст на транзити меѓу системите во регионот и израмнување на разликата во цена на електрична енергија во регионот. Покрај наведените генерални придобивки постојат и други позитивни ефекти во прилог на општествените вредности, како што се: зголемување на сигурноста на снабдувањето, намалени инвестиции во производни објекти за националните системски резерви, регионален диспечинг и намалени трошоци за производство, како и генерирање на реактивна моќност.

3.1. 400 kV ИНТЕРКОНЕКТИВЕН ДАЛЕКУВОД БИТОЛА (МК) – ЕЛБАСАН (АЛ)

Реализацијата на Коридорот 8 за нашата држава е од големо значење. Набљудувано од геостратегиски аспект, 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. Затоа ресорните министри од областа на енергетиката на Албанија, Бугарија, Италија и Северна Македонија на 13 април 2005, во Софија потпишаа “Joint Statement for energy infrastructure cooperation” за поддршка на имплементацијата на енергетските инфраструктурни проекти согласно ЕУ законска регулатива, вклучувајќи ги проектите од Транс Европските Мрежи (TEN) и во Европско - Медитеранскиот Енергетски Прстен.

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. Делот меѓу BG и МК е завршен, а реализацијата на подморскиот кабел меѓу IT и ME е во тек со досега реализирана прва фаза со инсталиран капацитет од 600 MW од вкупно предвидените 1200 MW. Проектите за интерконективно 400 kV поврзување меѓу AL и ME и меѓу AL и KS се веќе во функција.

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 PECO статус (Project of Energy Community Interest), со одлука на Energy Community Ministerial Council од 14/10/2016.

Проектот е прикажан во позиции 1 и 2 од Табела 6.

3.1.1. Технички карактеристики

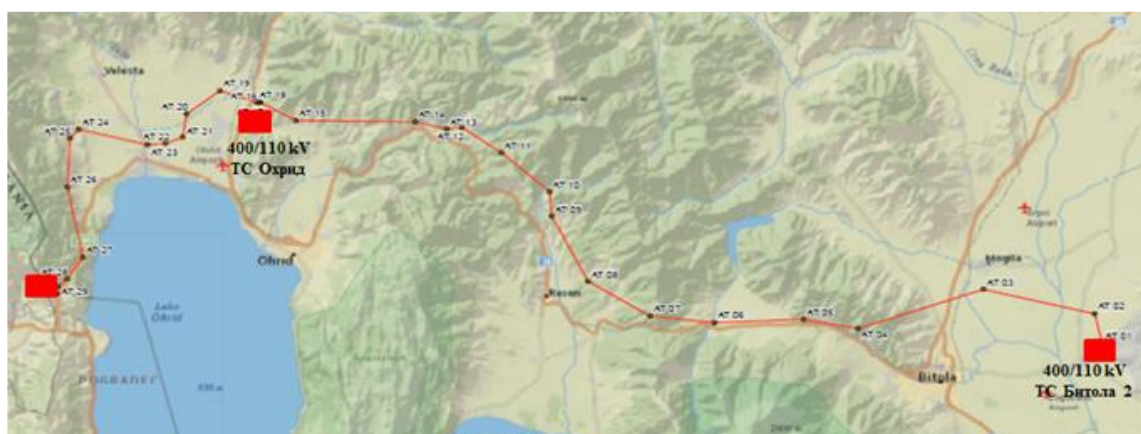
Проектот за интерконекција 400 kV Битола (МК) – Елбасан (АЛ) на македонска територија е составен од:

- 400 kV далекувод од ТС Битола 2 - македонско/албанска граница
- ТС 400/110 kV Охрид
- 400 kV далекуводно поле во ТС Битола 2

Во Табела 3 е прикажана техничката спецификација на македонскиот дел од 400 kV интерконекција Битола (МК) – Елбасан (АЛ).

Табела 3. Техничка спецификација на 400 kV ДВ ТС Битола – македонско/албанска граница

Номинален напон	400 kV
Должина на македонска територија	97,409 km
Тип на столбови	Челично-решеткаст, тип "Y"
Вкупен број на столбови	269
Тип на спроводници	ACSR 490/65 mm ² , 2 спроводника по фаза
Тип на заштитно јаже	едно со AWG 19/9, 126.1 mm ² , друго со OPGW
Надморска височина	550 – 1200 mnv
Среден распон	358,26 m

**Слика 2. Траса на 400 kV интерконективен ДВ ТС Битола 2 – македонско/албанска граница и ТС 400/110 kV Охрид**

ТС 400/110 kV Охрид се планира да се изгради во непосредна близина на с. Мешеишта. Во неа се планира да се инсталира енергетски трансформатор со привидна моќност од 300 MVA. Трансформаторската станица ќе биде составена од:

400 kV постројка:	110 kV постројка:
1. Спојно поле	1. Спојно поле
2. ДВ поле "ТС Елбасан 3"	2. ДВ поле "ТС Струга"
3. ТР поле1	3. Резервно ДВ поле
4. Резервно ТР поле	4. ТР поле1
5. Резервно ДВ поле	5. ДВ поле "ТС Охрид 1"
6. ДВ поле "ТС Битола 2"	6. ДВ поле "ТС Охрид 2"
	7. ДВ поле "ТС Ресен"
	8. Резервно ДВ поле
	9. Резервно ТР поле
	10. Домашни потреби

3.1.2. Финансиско-економски параметри*Студијата за оправданост на 400kV интерконекција Биџола – Елбасан*

Финансиско-економските параметри на македонскиот дел од проектот според Студијата за оправданост на 400kV интерконекција Биџола – Елбасан завршена јануари 2013 година се прикажани во следната табела:

Главни индикатори:	МК
Потребна инвестиција	43.500.000 EUR
Нето сегашна вредност (NPV)	6.300.000 EUR
Период за едноставен поврат на инвестиции (Simple Payback period)	15 години
Добивка - трошоци сооднос (Benefit Cost Ratio)	2.6
Интерна стапка на враќање (IRR)	12,5 %

Инвестициската вредност според Студијата за оправданост на 400kV интерконекција Биџола – Елбасан на македонскиот дел од проектот е следен:

1. 400 kV далекувод од ТС Битола 2 - македонско/албанска граница	28,3 MEUR
2. ТС 400/110 kV Охрид	14,3 MEUR
3. 400 kV далекуводно поле во ТС Битола 2	0,85 MEUR
ВКУПНО	43,5 MEUR

Предлогот за обезбедување на средствата според Студијата за оправданост на 400 kV интерконекција Битола – Елбасан е:

1. Заем од ЕБОР	37,25 MEUR
2. Сопствени средства на АД МЕПСО	6,25 MEUR
ВКУПНО	43,5 MEUR

*Обезбедени средства за имплементација на македонскиот дел од 400 kV интерконекција Биџола – Елбасан***Грант**

За реализација на проектот беа одобрени следните три гранта од Инвестициската рамка за западен Балкан (WBIF):

- WBIF регионален грант за техничка поддршка (WBIF4bis-REG-ENE-01) – 803.000 евра

Во рамките на овој регионален грант беа изработени следниве студии:

- Студија за оправданост на 400kV интерконекција Елбасан (AL) – Битола (МК),
- Студија за оцена на влијанието на 400 kV ДВ ТС Битола 2 – македонско/албанска граница врз животната и социјалната средина,

- Студија за оцена на влијанието на 400 kV ДВ ТС Елбасан 3 – албанско/ македонска граница врз животната и социјалната средина.
 - WBIF грант за техничка поддршка (WB9-MKD-ENE-01) – 900.000 евра
- Во рамките на овој грант е изработена комплетната проектна документација за:
- 400 kV далекувод од ТС Битола 2 - македонско/албанска граница,
 - ТС 400/110 kV Охрид,
 - 400 kV далекуводно поле во ТС Битола 2,
 - приклучните 110kV ДВ-и на ТС 400/110 kV Охрид.
- WBIF инвестициски грант (WB-IG00-MKD-ENE-01) – 12.000.000 евра

Заем

Во декември 2015 година е потпишан финансиски договор со Европската банка за обнова и развој (ЕБОР) за заем за проектот со следните параметри:

Главни параметри:	ЕБОР заем бр.46274
Потпишан:	10.12.2015 година
Заем:	37.000.000 EUR
Рок на отплата:	15 години со вклучен грејс период од 3,5 години

Вкупни средства (грант и заем)

Временската динамика на реализација и распределбата на средствата по години по компоненти од проектот се прикажани на позиција 1 и позиција 2 од Табела 6.

Распределбата на средствата според изворите е следна:

Компоненти	Сумарни вредности (MEUR)	Заем (MEUR)	Сопствени средства (MEUR)	Грант (MEUR)
400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 – македонско/албанска граница	29,40	19,70	2,80	5,00
ТС 400/110 kV Охрид и ново 400 kV ДВ поле во ТС Битола 2	14,00	7,20	2,80	4,00

3.1.3. Имплементација на проектот

Завршени активности:

- Изработка на Физибилити студија и Студии за оцена на влијанието врз животната и социјалната средина (за македонскиот дел и за албанскиот дел од интерконекцијата):
 - Финансирана од I грант од WBIF: 800.000 евра (650.000 евра за македонскиот дел од проектот).
 - Финална верзија: јануари 2013 година.
 - Изработувач: COWI (WBIF консултанскиот тим).

- Решение за издавање согласност за Студијата за оценка на влијанието врз животната и социјалната средина

Издадено на 27.07.2015 година од Министерство за животна средина и просторно планирање откако е спроведена комплетна постапка за оценка на влијанието на проектот врз животната средина.

- Истражување на ранливата група фауна (птици и лилјаци) по должина на коридорот на македонскиот дел од интерконекцијата

По барање на Министерството за животна средина и просторно планирање е спроведено едногодишно истражување во период 2016 -2017 година.

Истражувањето го спроведе Градежен Институт Македонија (ГИМ)-Скопје.

- Изработка на целокупна проектна документација

Финансирана од II гран од WBIF одобрен 2013 година: 899.098 евра.

Изработувач е консултант/проектант ГЕИНГ-Скопје кој започна со изработка 2016 година.

- Објава на тендер: август 2019 година.
- Доставени се девет понуди за трафостаницата и пет понуди за далекуводот.

Следни чекори:

- Евалуација на понуди и избор на најповолен понудувач за изведба на сите компоненти од проектот.
- Потпишување на Договор за градење со најповолниот понудувач и започнување со градба.
- Започнување на постапката за експропријација на земјиштето и решавање на имотно-правните односи на земјиштето каде треба да се гради 400 kV ДВ и ТС Охрид.

Проектот се очекува да се реализира до 2022 година.

4. МЕРКИ И ИНВЕСТИЦИИ ВО ПЕРИОД 2020-2029 ГОДИНА

Генерално, преносната мрежа работи со задоволителни карактеристики на сигурност, доверливост и безбедност во напојувањето.

Потенцијалните нарушувања на сигурноста на погонот за краткорочниот период ќе се решаваат со редиспечинг на производството и/или растоварување на системот, со мали зафати во мрежата и со завршување на веќе започнатите проекти, додека за среднорочен/долгорочен период со реализација на нови проекти.

4.1. СЕВЕРЕН РЕГИОН НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Пресметката на максималните струи на куси врски за преносната мрежа во краткорочниот период покажа дека може да се очекуваат многу високи вредности на куси врски на 110 kV собирници во ТС Скопје 1 и ТС Скопје 4 (над 90% од 40 kA).

Во среднорочниот период и при нормален режим на работа на ЕЕС вредноста на струјата на куса врска на 110 kV собирници ја надминува расклопната моќност на вградената опрема.

Мерката за намалување на струите на куси врски на 110 kV собирници во ТС Скопје 1 и ТС Скопје 4 е секционирање на собирници. Овие постројки се изведени со двоен и помошен систем на собирници (посложена изведба) и е возможна голема флексибилност во работата на системот, односно секој елемент (вод, трансформатор) може да се приклучи на еден од двата системи на собирници. При секционирањето важен е изборот на елементите кои ќе бидат приклучени на поединечните секции и постојат повеќе начини како е можно да се изведе секционирањето. Секционирањето на 110 kV собирници во ТС Скопје 4 и ТС Скопје 1 треба да се изведе на тој начин што струите на трифазна и еднофазна куса врска после секционирањето да бидат приближно еднакви во двете секции со задоволена сигурност на системот за критериумот N-1. Студиската анализа за имплементација на мерката е наведена во позиција 39 од Табела 6.

4.2. ЗАПАДЕН РЕГИОН НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Во северозападниот регион на преносната мрежа во фаза на реализација е проектот за изградба на двосистемски 110 kV далекувод на потегот од ХЕЦ Вруток до ТС Тетово 1 и реконфигурација на преносната мрежа во регионот. МЕПСО ќе преземе мерки во 2020 година да заврши изградбата на третата делница од ТС Полог до ТС Тетово 1 со што ќе се комплетира изградбата на двосистемски вод на потегот од ХЕЦ Вруток до ТС Тетово. Овој проект е прикажан во позиција 7 од Табела 6.

За надминување на граничните оптоварувања кои се јавуваат при испад на 110 kV ДВ Вруток – Тетово 1, според Студијата за развој на преносната мрежа, се предлага приклучување на постоечкиот 110 kV ДВ Вруток – Скопје 1 по принципот влез/излез во ТС Тетово 1, со што ќе се направи дополнителна реконфигурација во полошкиот регион и ќе се формираат нови врски: ХЕЦ Вруток –ТС Тетово 1 и ТС Тетово 1– ТС Скопје 1. Овој зафат се очекува да се реализира 2020-2024. Овој проект е прикажан во позиција 3 од Табела 6.

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, види 3.1, нужно е електричните центри ХЕЦ Вруток, ХЕЦ Глобочица и ХЕЦ Шпиље во западниот регионот активно да учествуваат во регулацијата на напоните и тековите на реактивни моќности.

Пресметките на анализата на сигурност (критериум *N-1*) во Студијата за развој на преносната мрежа покажуваат дека во западниот регион при висока хидрологија (со максимална ангажираност на ХЕЦ Козјак и ХЕЦ Св.Петка и висока ангажираност на ТЕЦ Осломеј) и режими со единечни испади се јавуваат критични оптоварувања на следните 110 kV далекуводи: ТС Кичево - ТЕЦ Осломеј (105%), ТС Гостивар – ТЕЦ Осломеј (108%), ТС Сопотница – ТС Битола 1(110%), ХЕЦ Козјак – ХЕЦ Св.Петка (од 100% до 105%) и ХЕЦ Св.Петка - ТС Скопје 3 (од 100% до 105%). Среднорочното решение на проблемот со преоптоварувањето во западниот регион е предвидено со реконструкција/ревитализација на целиот 110 kV потег Гостивар (Буковиќ) – Осломеј – Кичево – Сопотница – Битола 1, со користење на спроводници со поголема преносна моќност и мал провес (АААС). Оваа реконструкција/ревитализација се планира да се изврши за период 2020-2023 година. Потегот 110 kV ТЕЦ Осломеј – Кичево – Сопотница – Битола 1 е изграден во 1960 година и е со тип на спроводници ACSR 150/25 mm², 93 MVA. Овој проект е прикажан во позиција 14 од Табела 6.

Долгорочното решение на проблемот со преоптоварувањето во западниот регион е предвидено со дополнителна реконструкција/ревитализација на 110 kV потег ТС Полог – ХЕЦ Вруток – ХЕЦ Шпиље – ХЕЦ Глобочица – ТС Струга со користење на спроводници со поголема преносна моќност и мал провес (АААС). Оваа реконструкција/ревитализација се планира да се изврши за период после 2030 година, а 2027 година треба да се започне со подготовка на техничка документација за проектот. Потегот 110 kV ТС Полог – ХЕЦ Вруток – ХЕЦ Шпиље – ХЕЦ Глобочица – ТС Струга е изграден во период 1964-1970 година и е со тип на спроводници ACSR 240/40 mm², 121 MVA. Овој проект е прикажан во позиција 16 од Табела 6.

4.3. ИСТОЧЕН РЕГИОН НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Во источниот регион во среднорочниот период се јавува преоптоварување на 110 kV далекуводи и многу ниски напони во режими со испади (критериум *N-1*). За системот да биде сигурен за сите работни состојби, а при тоа водејќи сметка за најавените приклучувања на ветерните електрични центри во југоисточниот регион, во среднорочниот период како една варијанта се предлага изградба на 110 kV двосистемски далекуводи со поголема преносна моќност и мал провес (АААС) при реконструкција на постојните 110 kV далекуводи: ТС Дуброво – ТС Валандово и ТС Валандово – ТС Струмица 2 – ТС Струмица 1. Друга варијанта е надградба на мрежата со нова 400/110 kV трансформаторска станица во регионот, која овозможува и потенцијална изградба на втора 400 kV интерконективна врска кон Бугарија. Оптималното решение треба да се дефинира во студијата 7.4. Овој проект е прикажан во позиција 15 од Табела 6.

За надминување на состојбата со ниски напони во источниот регион во долгорочниот период се предвидува вградување на компензационен уред (извор на реактивна моќност) во 110 kV ТС Кочани со минимална моќност 25 Mvar. Овој проект е прикажан во позиција 30 од Табела 6.

Со зголемување на оптоварувањето во среднорочниот и долгорочниот период во североисточниот регион и поради нарушена сигурност на работата на системот за критериум *N-1*, потребно е да се изгради нова ТС 400/110 kV Куманово, заедно со расплетот на 110 kV водови и прераспределба на оптоварувањата помеѓу 110 kV ТС Куманово 1, 110 kV ТС Куманово 2 и новата 110 kV ТС Куманово 3. Овој проект е прикажан во позиција 4 од Табела 6.

5. РЕКОНСТРУКЦИЈА И РЕВИТАЛИЗАЦИЈА ВО ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Процесот на стареење на преносните постројки и опремата има значително влијание врз погонот на системот и планирањето на мрежата. Недоверливи и постари постројки можат да ја загорзат доверливоста и сигурноста на целокупниот систем. Важно прашање за МЕПСО е избор на оптимален момент за ревитализација или замена на опремата заради запазување на задоволително ниво на доверливост и сигурност на системот.

Преносните постројки и опрема (надземни водови, кабли, трансформаторски станици, заштитни системи, системите за надзор и управување, мерни системи, телекомуникациски инсталации и др.) стареат во тек на работата. Секоја преносна постројка и опрема има свој животен век. Се очекува дека преносната опрема ќе работи во согласност со декларираните карактеристики во текот на својот животен век, без значителен број на грешки и проблеми. За ист вид на преносна опрема, животниот век може да се менува во широк распон заради различните фактори на влијание како што се климатските услови, погонските услови или фабричките особини. Во текот на процесот на стареење, опремата постепено ги губи своите карактеристики со што бројот на дефектите и нивното траење се зголемува. Со задоволителна и периодична активност на одржување, преносната опрема може да работи доверливо во согласност со декларираните карактеристики, сè додека тоа е невозможно поради нејзината старост.

Со реконструкцијата и ревитализацијата на постојната опрема во развојниот десетгодишен план се очекуваат следните позитивни ефекти:

- зголемување на сигурноста на работа на постројките,
- намалување на степенот на амортизација на опремата инсталирана во далекуводните полиња во трансформаторските станици,
- значително намалување на бројот на испади на далекуводите, а со тоа и намалување на безнапонска состојба на потрошувачите,
- подигнување на степенот на континуирано снабдување со електрична енергија на потрошувачите,
- намалување на цената за одржување и проблемите со управувањето со старите далекуводи,
- зголемување на квалитетот на електрична енергија на ниво на преносен систем,
- зголемување на безбедноста на вработените и околината.

5.1. РЕКОНСТРУКЦИЈА И РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА 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 МЕПСО 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.

5.1.1. Реконструкција на далекуводи

Реконструкцијата на 110 kV далекуводи која е започната и се финансира од заемот од ЕБОР (44114) како компонента 4 е прикажана во следната табела:

Табела 4. Започната реконструкција на 110 kV далекуводи во период 2020-2029 (позиции од 8 до 13 во Табела 6)

Далекувод	Должина (km)	Година на градба	Активности во 2019
ТС Штип – ТС Пробиштип	25.2	1972	Во фаза на изведба
ТС Скопје 4 – ТС Петровец – ТС Велес	37	1953	Во фаза на проектирање и изведба
ТС Велес – ТС Овче Поле	21	1960	Во фаза на проектирање и изведба
ТС Овче Поле – ТС Штип	17.9	1960	Во фаза на проектирање и изведба
ТС Битола 1 – ТС Прилеп 1	33.7	1963	Во фаза на проектирање и изведба
ТС Бунарџик – ТС Миладиновци 1	17	1971	Промена на траса

Според мерките кои треба да се преземат во следниот десетгодишен период за обезбедување на сигурно напојување со електрична енергија без преоптоварувања и ниски напони во електропреносниот систем, односно обезбедување на квалитетен пренос на електрична енергија, се предвидува реконструкција/ревитализација на следните постојни 110 kV далекуводи:

Табела 5. Реконструкција/ревитализација на 110 kV далекуводи во период 2020-2029 (позиции: 6 и од 14 до 16 во Табела 6)

Далекувод	Должина (km)	Година на градба	Зафат
2x110 kV ДВ делница Вапила – ТС Охрид 1	11	1970	
ТС Гостивар (Буковиќ) – ТЕЦ Осломеј		1958/1978/2001	Нов спроводник АААС
ТЕЦ Осломеј – ТС Кичево	15	1960	
ТС Кичево – ТС Сопотница	33,3	1960	
ТС Сопотница – ТС Битола 1	30,7	1960	
ТС Дуброво – ТС Валандово	39,3	1971	двосистемски ДВ со нов спроводник АААС
ТС Валандово – ТС Струмица 2 – ТС Струмица 1	~ 18	1971	
ХЕЦ Вруток – ТС Полог	9	2010	Нов спроводник АААС
ХЕЦ Вруток – ХЕЦ Шпиље	15,6	1964	
ХЕЦ Шпиље – ХЕЦ Глобочица	13,5	1964	
ХЕЦ Глобочица – ТС Струга	32	1970	

5.1.2. Ревитализација на далекуводи

Континуирана ревитализација на постојните далекуводи на МЕПСО според плановите за одржување на преносната мрежа со замена на спојната и овесната опрема, земјоводните јажиња и замена на постоечките спроводници со нов тип на јажиња со подобри карактеристики во однос на досегашните; позиција 5 од Табела 6.

5.2. РЕКОНСТРУКЦИЈА И РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ТРАНСФОРМАТОРСКИ СТАНИЦИ

Реконструкцијата и ревитализацијата на опремата во трансформаторските станици произлегува како резултат на реалните технички потреби идентификувани од различни аспекти и тоа:

- старост на опремата над 30 години и неможност за набавка на резервни делови,
- отежнато одржување на опремата,
- лоши работни параметри на опремата која е во функција,
- отежнато управување со опремата,
- опасност по вработените и околината при манипулација со опремата.

Направена е анализа на состојбата на енергетските трансформатори 400/110 kV врз основа на резултатите од „периодичните прегледи“, надзорот над погонот и лабораториските испитувања. Врз основа на овие анализи во долгорочниот период се предвидува замена по еден енергетски трансформатор во ТС Скопје 4 и ТС Дуброво. Овие замени на енергетските трансформатори се прикажани во позициите 20 и 22 од Табела 6.

Набавката и имплементацијата на еден енергетски трансформатор во ТС Битола 2 е веќе започната и ќе биде завршена во 2020 година. Оваа замена на енергетскиот трансформатор е прикажана во позиција 24 од Табела 6.

Постапката за замена на застарената и недоверлива 400 kV и 110 kV примарна опрема со просечна старост над 30 години (прекинувачи, разделувачи, мерни трансформатори и одводници на пренапони) и замена на секундарната опрема (релејна заштита, системи за далечински надзор и управување, напојување, мерење на електрична енергија) продолжува со цел да се зголеми стабилноста и доверливоста на трансформаторските станици и електроенергетскиот систем на Република Северна Македонија.

Поради староста на градежните објекти (командни згради/простории/објекти, огради и др.) во локацијата на трансформаторските станици во континуитет се преземаат зафати за нивно санирање. Санацијата на командни згради/простории/објекти се спроведува и за подобрување на енергетската ефикасност.

Реконструкцијата и ревитализацијата на трансформаторските станици се спроведува во повеќе проекти/пакети, опишани во продолжение.

5.2.1. Реконструкција на РП Кратово

Реконструкцијата на разводната постројка во Кратово опфаќа изведба на 3 далекуводни полиња, нов 110 kV собирнички систем и реконструкција на секундарните струјни кругови со примена на најнова дигитална технологија. Овој проект е прикажан во позиција 18 од Табела 6.

5.2.2. Ревитализација на ТС Дуброво

Со ревитализацијата на 110 kV постројка во ТС Дуброво ќе биде заменета старата примарна и секундарна опрема (што е во функција од 1977 година); позиција 21 од Табела 6. Овој комплексен проект опфаќа замена на примарна опрема (прекинувачи, разделувачи, струјни и напонски мерни трансформатори) како и ревитализација на секундарната опрема на 400 kV и на 110 kV напонско ниво која вклучува: испорака и инсталација на системи за релејна заштита, за

далечински надзор и управување, системи за AC/DC развод и целосна ревитализација на системот за мерење електрична енергија.

**5.2.3. Ревитализација на четири трансформаторски станици
(ТС Скопје 4, ТС Битола 2, ТС Валандово, ТЕЦ Осломеј)**

Во овие трансформаторски станици ќе се изврши замена на дел од високонапонската опрема и дел од секундарната опрема; позиции 19, 23, 25 и 26 од Табела 6.

**5.2.4. Релејна заштита
(ХЕЦ Тиквеш, ХЕЦ Вруток, ХЕЦ Глобочица, ХЕЦ Шпиље)**

Во трансформаторските станици на кои се приклучени електричните центри се врши замена на релејната заштита; позиција 27 од Табела 6.

5.2.5. Ревитализација на ТС Прилеп 1

Ревитализацијата во ТС Прилеп 1 опфаќа замена на дел од високонапонската опрема и секундарната опрема; позиција 28 од Табела 6.

5.2.6. Ревитализација на ТС Велес и ТС Кавадарци 1

Во овој проект се предвидува замена на дел од високонапонската опрема и од секундарната опрема во ТС Велес и ТС Кавадарци 1 и инсталација на веќе набавената опрема за DC напојување и AC/DC развод во 4 трансформаторски станици; позиција 29 од Табела 6.

6. МОДЕРНИЗАЦИЈА НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНИОТ СИСТЕМ

6.1. ТЕЛЕКОМУНИКАЦИСКА ОПРЕМА И ДАЛЕЧИСКИ МОНИТОРИНГ НА ТРАНСФОРМАТОРСКИТЕ СТАНИЦИ

За телекомуникациско поврзување на електроенергетските објекти АД МЕПСО има изградено сопствена телекомуникациска инфраструктура. Оваа инфраструктура се состои од мрежа од оптички влакна интегрирани во заштитните јажиња (OPGW) на далекуводите и телекомуникациска опрема. Оптичката мрежа интегрирана во заштитните јажиња на далекуводите е прикажана на следната слика:



Слика 3. OPGW заштитно јаже по далекуводите на преносната мрежа

Со овој проект ќе се изврши набавка и инсталација на ТК опрема за изградба на нова мрежа за пренос на податоци од СЧУ, мерење на ЕЕ, релејна заштита, LAN и WAN мрежата, телефонските линии, позиција 31 од Табела 6.

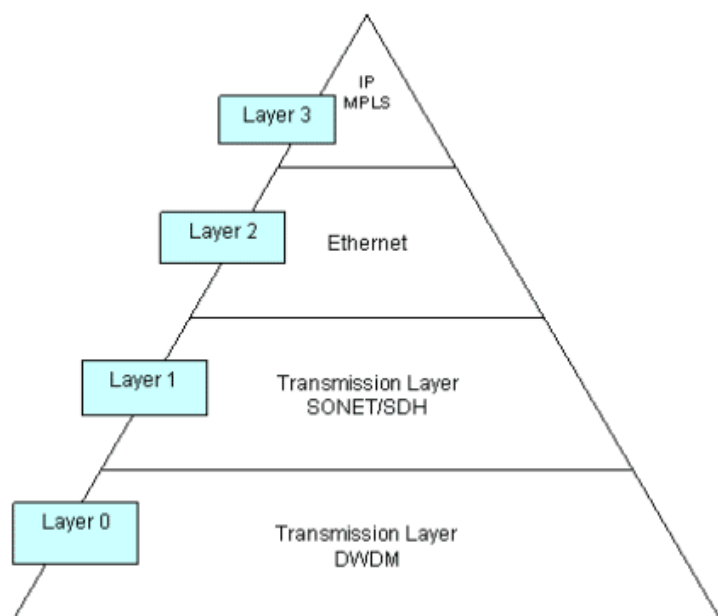
Телекомуникациска опрема е темел за добивање на „real-time“ податоци за SCADA/EMS системот¹, како и за интерконекција со соседните земји и податочно поврзување со сите локации на МЕПСО. Со цел модернизирање на целокупната телекомуникациска опрема, МЕПСО ќе понуди ново системско решение односно инсталирање на DWDM² опрема.

¹ Систем за надзор и контрола на електроенергетскиот систем во реално време.

² DWDM е технологија која ги спојува - мултиплексите - податочни сигнали од различни извори, така што тие можат да делат еден пар со оптички влакна, додека одржуваат целосно одвојување на изворите на податоци.

Со ова решение ќе се оптимизира и искористеноста на оптичките влакна, а во исто време ќе се обезбеди енкрипција на физичко ниво која е најприфатлива за МЕПСО поради навремено пристигнување и комплетна заштита на информацијата која ќе се транспортира. Системот ќе понуди и дополнителни интерфејси за внатрешно и надворешно поврзување со други системи или ентитети.

Со користење на DWDM, MPLS-TP и IP/MPLS, МЕПСО ќе има конзистентен начин на безбедност, решавање проблеми и управување со својата мрежа.



Слика 4. Структура на телекомуникациската опрема на МЕПСО

6.2. ПОДЗЕМНА ИНСТАЛАЦИЈА ЗА ОПТИЧКО ПОВРЗУВАЊЕ

Подземната инсталација за оптичко поврзување ќе се изведе за поврзување на НДЦ со ТС Ѓорче Петров и со ТЕТО.

Прелиминарните активности се во тек. Се очекува да започне реализацијата; позиција 32 од Табела 6.

6.3. BALKAN DIGITAL HIGHWAY

Достапноста на широкопојасна инфраструктура се смета дека е важна одредница на економскиот и социјалниот развој на една земја. Како признание на ова, Европската унија усвои Дигитална агенда за Европа во 2012 година, која е ажурирана од Европското здружение за гигабит во 2015 година. Следствено, распоредувањето на широкопојасната инфраструктура стана главен приоритет и за регионот на Западен Балкан.

Размената на инфраструктурата (која може да се постигне со договор помеѓу два или повеќе преносни систем оператори (ПСО)) е ефикасен начин за намалување на трошоците за распоредување на широкопојасни комуникациски мрежи и добивање подобра поврзаност и помага да се заштити животната средина, да се намали потрошувачката на ресурси и да се зголеми енергетската ефикасност.

Со оглед на придобивките, Светската банка формираше иницијатива Балкан Дигитален Автопат за истражување и унапредување на можностите за споделување инфраструктура во регионот на Западен Балкан. Иницијативата спроведе голем број пред физибилити студии за да се:

- истражат можностите за користење на вишокот капацитет на постојните мрежни влакна (OPGW мрежи) лоцирани покрај електричните мрежи управувани од ПСО-и во шесте земји од Западен Балкан со цел генерирање на дополнителни приходи,
- направи техничка проценка на постојниот вишок капацитет OPGW на мрежите на ПСО-и,
- утврди какви промени се потребни во националните телекомуникациски и енергетски рамки во земјите за да се операционализира споделувањето на инфраструктурата и
- развие акција за да се унапреди споделувањето на инфраструктурата во регионот кој ги опфаќа техничките, организационите и регулаторните тесни грла во секоја земја.

Проценките покажуваат дека се користи само 35% од вкупниот капацитет на сите мрежни влакна од мрежни оператори во регионот. Споделувањето на инфраструктурата на тој начин може да се смета како „win-win“ предлог: владата добива со заштеда на јавни средства и избегнување на непотребното дуплирање на инфраструктурата, комуналните услуги добиваат со намалување на трошоците за инсталирање на инфраструктурата што им е потребна (на пр. за распоредување на паметни мрежи, итн.) и телекомуникациските оператори добиваат со оптимизирање на своите мрежи за да се фокусираат на обезбедување пристап до тешко достапни области и зајакнување на работењето со малопродажба.

Проектот „Балкан Дигитален Автопат“ преку воспоставување на регионална мрежа за широкопојасна мрежа на големо, преку инфраструктурата OPGW, ќе овозможи подобрување на големопродажниот пристап до брзите широкопојасни услуги на национално и регионално ниво на земјите учеснички, позиција 33 од Табела 6.

Во секоја земја проектот ќе финансира:

1. Идентификувани сегменти и опрема на мрежата OPGW во јазлите на 'рбетот и меѓународниот дел од мрежите на ПСО-и. Поточно, проектот ќе финансира CAPEX инвестиции за надградба на постојната опрема SDH на активна телекомуникациска опрема DWDM, MPLS-TP и IP-MPLS, овозможувајќи им да се обезбедат современи телекомуникациски услуги (на пр. капацитети x Gbps). Точниот обем на инвестициите што треба да се извршат во секој ПСО ќе се идентификува преку физибилити студии.

2. Модалитетите на соработка помеѓу ПСО-и, вклучително, но не ограничувајќи се на спроведување на заедничкиот стратегиски пристап, брендирање, интегриран маркетинг, деловни аранжмани и внатрешна реорганизација, ќе се идентификуваат преку физибилити студии.

Проектот ќе се спроведува преку националните под-проекти.

Изградбата на компонентите на Проектот ќе се заснова на резултатите од физибилити студиите (FS) и другите проектни документи, предмет на оваа тековна апликација за грант на WBIF, а се планира да се кофинансира преку апликацијата WBIF за грантови за инвестиции (INV GAF).

Студиите пред физибилити ја оценија иницијативата како потенцијално изводлива, корисна за ПСО-и и побарувачката, особено од гледна точка на локалните даватели на услуги на Интернет (интернет провајдери). Техничкиот попис на тековниот вишок OPGW капацитет на енергетските мрежи за Западен Балкан укажува на јасен потенцијал за споделување на инфраструктурата на национално и прекугранично ниво, а тие постојни мрежи може да бидат добра почетна точка за понатамошен развој. Доколку се направат технолошки униформни и меѓусебно поврзани, може да се создаде единствена оптичка лента преку високонапонските далекуводи, што неформално се нарекува „Балкан Дигитален Автопат“.

6.4. СИСТЕМ ЗА СЛЕДЕЊЕ НА ФАЗНИ АГЛИ (WIDE AREA MONITORING SYSTEM – WAMS)

Системот за следење на фазни агли (WAMS) овозможува навремено откривање на отстапувањата од оперативната безбедносна маргина. WAMS се базира на технологија за мерење на фазорни напони и струи во реално време, во истиот момент (GPS синхронизирано).

Со проектот ќе се воспостави систем за добивање на прецизни информации за можните нарушувања во синхроно поврзаниот електроенергетски систем во реално време и ќе се овозможи спроведување на соодветни корективни активности.

Целите на овој проект се: одредување на оптималните локации за инсталација на единиците за следење на фазни агли заради справување со проблемите на стабилност на електропреносната мрежа со обезбедување на високо квалитетно следење во реално време, инсталирање на единиците за следење на фазни агли со потребните технички карактеристики и инсталирање на централна единица во Националниот Диспечерски Центар со динамички функции за следење на стабилноста.

Проектот е компонента од *Smart Grid Improvements*; позиција 34 од Табела 6.

6.5. СИСТЕМ ЗА ПРОМЕНЛИВО ДОЗВОЛЕНО ОПТОВАРУВАЊЕ НА ВОДОВИ (DLR - DYNAMIC LINE RATING)

Технологијата DLR по пат на пресметковни алгоритми, на база на мерења во реално време, со примена на математички модели, ја одредува моменталната вредност на преносниот капацитет на далекуводот. Имплементацијата на DLR може да придонесе кон намалување на инвестициите во преносната мрежа и едновременно да ја зголеми сигурноста во оперативното раководење со преносната мрежа.

Со цел да се утврди економската оправданост на имплементацијата на DLR технологија, МЕПСО најпрвин ќе спроведе почетни истражувања во рамки на студијата 7.4 со која ќе се одредат оптималните далекуводи и далекуводни потези на кои технологијата DLR треба да се имплементира.

Проектот е прикажан во позиција 35 од Табела 6.

6.6. СПЕЦИЈАЛЕН СОФТВЕРСКИ И ХАРДВЕРСКИ ПАКЕТ ЗА ОДРЖУВАЊЕ НА ПРЕНОСНА МРЕЖА

За потребите од интерактивна on-line работа и подобрување на ефикасноста, времето, точноста и обемот на извршените работи за преносните водови, планирано е да се набави специјален софтверски пакет за одржување на преносната мрежа.

Специјалниот софтверски пакет е наменет за планирање, мониторинг, работа, прибирање и обработка на податоци поврзани со одржување на преносните водови.

За функционирање на специјалниот софтвер се предвидува формирање на база со податоци за преносните водови која ќе ги содржи сите потребни податоци поврзани со далекуводи (тип на столбови, ознаки, висини, типови на изолација, спроводни и заштитни јажиња, координати, пристап до столбови итн.).

Со цел да се утврди економската оправданост на имплементацијата на специјалниот софтверски пакет, МЕПСО најпрвин ќе спроведе почетни истражувања во рамки на студијата 7.4..

Проектот е прикажан во позиција 36 од Табела 6.

7. ИСТРАЖУВАЊЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНИОТ СИСТЕМ

Следејќи ги напредните цели на развојот на електропреносните системи и обврските од европската регулатива, МЕПСО настојува самостојно или како членка во регионални и европски проекти да држи чекор со напредните истражувања.

За таа цел во десетгодишниот развоен план, МЕПСО ги прикажува започнатите и идните истражувања кои ќе дадат насоки за современ развој на електропреносниот систем и модерна функционалност на компанијата.

7.1. CROSSBOW

CROSSBOW (CROSS BOrder management of variable renewable energies and storage units enabling a transnational Wholesale market) е проект за управување со прекуграничните варијабилни текови на моќност со цел развој на транс-национален пазар на електрична енергија; позиција 37 од Табела 6.

Главни цели на проектот се:

- Подобрено управување со прекуграничните текови на моќност.
- Примена на енергетски складишта (storage) за обезбедување на системски услуги.
- Подобрена примена на телекомуникациска и информатичка опрема за опсервабилност на системот и профилирање на товарот на дистрибутивно ниво.
- Развој на транс-национален пазари на електрична енергија со интегрирање на обновливи извори на електрична енергија, ОИЕ.

Проектот е финансиран од развојниот фонд на Европската Комисија Horizon 2020. Партнерите во конзорциумот на CROSSBOW проектот се 24 компании од 13 држави. Во конзорциумот учествуваат сите преносни систем оператори од регионот на ЈИЕ. Од Северна Македонија, покрај МЕПСО, учествуваат ЕСМ и Факултетот за електротехника и информациски технологии (ФЕИТ).

7.2. TRINITY

TRINITY (TRansmission system enhancement of regioNal borders by means of IntellIgenT market technology) е проект за развој на решенија за подобрување на соработката на преносните систем оператори на Балканот и поддршка на интеграцијата на пазарите на електрична енергија, промовирајќи повисока пенетрација на чисти видови енергија; позиција 38 од Табела 6.

Главни цели на проектот се :

- Нови координативни механизми за пресметка на потрошувачка и размена на електрична енергија.
- Напредно искористување на обновливи извори на енергија.
- Спојување на пазарите на електрична енергија.

Продукти на проектот се:

- T-MARKET COUPLING FRAMEWORK – алатка за унапредување и интеграција на пазарот на електрична енергија во ЈИЕ.
- T-SENTINEL TOOLSET – регионално управување со системот во однос на сигурна и доверлива работа.
- T-RES CONTROL CENTER – центар за оптимизација и управување со ОИЕ на регионално ниво.

- T-COORDINATION PLATFORM – информатичка платформа за комуникација меѓу преносни систем оператори / производители од ОИЕ / регионални сигурносни центри.

Проектот е финансиран од развојниот фонд на Европската Комисија Horizon 2020. Партнери во конзорциумот на CROSSBOW проектот се 19 компании. Во конзорциумот учествуваат сите преносни систем оператори од регионот на ЈИЕ. Од Северна Македонија, покрај МЕПСО, учествува и Техничкиот факултет од Битола (ТФБ).

7.3. СТУДИЈА ЗА ПОДОБРУВАЊЕ НА НАПОНСКИОТ ПРОФИЛ НА РЕГИОНАЛНАТА МРЕЖА

Појавата на високи напони во одредени работни режими е актуелен проблем во регионалната преносна мрежа на Западен Балкан, кој се одразува и во Хрватска и Словенија. Во иднина се очекува понатамошно влошување на состојбата со ставање во погон на неколку нови 400 kV далекуводи.

Затоа е започната Студија која ќе ги истражи проблемите и понуди ефикасно решение за високите напони; позиција 42 од Табела 6. Оптималното решение за напонска контрола бара синхронизирани и симултани заеднички акции на сите засегнати преносни систем оператори. Решението треба да вклучи предлог инвестиции во неопходна опрема и постројки, како и процедури за прекугранична соработка при оперативно планирање и управување со мрежата во реално време.

7.4. СТУДИЈА ЗА ОПТИМАЛНА КОНФИГУРАЦИЈА НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ВО ЈУГОИСТОЧЕН РЕГИОН

Според развојните планови, тековните барања и пројавениот интерес за приклучување на преносна мрежа, се очекува во југоисточниот дел да се јави концентрација на повеќе ветерни електрични централи, дел од хидроцентралите од проектот Вардарска Долина, како и големи индустриски потрошувачи. Одредени истражувања во ENTSO-E покажаа дека долгорочно може да се очекува потреба од втора 400 kV интерконективна врска меѓу Северна Македонија и Бугарија.

Дополнително, 110 kV врска Дуброво – Валандово – Струмица 2 – Струмица 1 на среднорочен хоризонт ќе биде кандидат за реконструкција поради стареење на опремата. Во студиите за развој на мрежата и интегрирање на обновливи извори на енергија е предложено прагматично решение за изведба на нов двосистемски 110 kV далекувод на потегот Дуброво – Валандово – Струмица со нови спроводници со поголема преносна моќност и мал провес (AAAC).

Со оглед на неизвесноста во прогнозите и реализацијата на проектите, како и идната улога на овој дел од мрежата, развојниот концепт на југоисточниот регион е посебен предизвик и заслужува посебно внимание.

МЕПСО планира изработка на посебна студија во која ќе се истражат различни варијанти за развој/надградба на мрежата и ќе се направи техно-економска оптимизација; позиција 43 од Табела 6. Покрај веќе разгледуваните решенија, ќе се истражат и варијанти со нова 400/110 kV трансформаторска станица како и интерконекција од тој регион кон соседна Бугарија.

7.5. СТУДИЈА ЗА ОПТИМАЛНО ИСКРИСТУВАЊЕ НА ДВОЈНИОТ СИСТЕМ НА СОБИРНИЦИ ВО ТРАНСФОРМАТОРСКИТЕ СТАНИЦИ

Сите 400/110 kV трансформаторски станици во македонската преносна мрежа (Скопје 4, Скопје 5, Штип, Дуброво и Битола 2) се опремени со два системи на главни собирници во 400 kV и 110 kV постројки. Работата на овие трансформаторски станици се води на тој начин што сите далекуводни и трансформаторски полиња се приклучени само на еден систем на собирници и на двете напонски нивоа, додека другиот систем служи како резерва. Овој начин на работа не го искористува потенцијалот за флексибилност и зголемена доверливост кој го нуди двојниот систем на собирници.

Како резултат на развиеноста на преносната мрежа во скопскиот регион, струите на куси врски достигнуваат високи вредности блиски до номиналните параметри на високонапонската опрема. Со дополнително приклучување на нови корисници и изградба на нови 110 kV водови, кусите врски ќе ги надминат параметрите на опремата. На вредностите на струите на куси врски најголемо влијание има топологијата на 110 kV мрежа. Едноставна промена на топологијата може да се постигне со групирање на изводите на различни 110 kV секции од двојните собирници во трансформаторските станици Скопје 1 и Скопје 4. Секционирањето на 110 kV собирници е неопходна мерка за справување со високите струи на куси врски.

Од друга страна, групирањето на сите 400 kV изводи на само една собирница ја загрозува сигурноста на напојувањето. Пример за ова е многу важната 400 kV разводна постројка во 400/110 kV ТС Битола 2, каде двата генератори, двата мрежни трансформатори, двата интерни 400 kV водови и еден 400 kV интерконективен вод, се приклучени само на еден систем на 400 kV собирници. Во случај на испад на предметните собирници доаѓа до истовремено губење на вкупно производство и исклучување на сите 400 kV водови, што би предизвикало делумен или целосен распад на електроенергетскиот систем на Република Северна Македонија.

Предвидената Студија за оптимално искористување на двојниот систем на собирници во трансформаторските станици, позиција 39 од Табела 6, треба да анализира различни работни режими на системот и да дефинира соодветна топологија на 110 kV и 400 kV собирници во 400/110 kV трансформаторски станици. Дополнително, ќе се дефинираат соодветни управувачки процедури за изведба на вклопните операции, како и соодветно нагудување на заштитните уреди.

7.6. СТУДИЈА ЗА РАЗВОЈ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Студијата за развој на преносната мрежа е дел од 10 годишниот план за развој на преносната мрежа на Европа прифатен од Европската асоцијација на преносни систем оператори ЕНТСО-Е, како и подлога за изработка на националниот план за развој на електропреносниот систем за десетгодишен период.

Оваа Студија е стратешки документ, а воедно е и инвестициско-оперативен план со конкретни рокови и суми изработен за да се задоволат сите потреби за пренос на потрошувачите и на производителите на електрична енергија на краткорочен, среднорочен и долгорочен период. Основна подлога за Студијата е Стратегијата за енергетика која ги дефинира различните сценарија за развој на условите и потребите во електроенергетскиот систем на земјава.

Со оглед на тоа што се очекува новата Стратегија да се публикува кон крај на 2019 година, МЕПСО ќе започне со изработка на Студијата во 2020 година; позиција 40 од Табела 6.

7.7. СТУДИЈА ЗА ЗАЈАКНУВАЊЕ НА МРЕЖАТА ЗА ИНТЕГРАЦИЈА НА ОИЕ

Основните технички ограничувања за интеграција на ОИЕ во преносната мрежа се во обезбедување на системските резерви и проблемите со урамнотежување на промените на производството и потрошувачката во електроенергетскиот систем. Посебен предизвик се ветерните (ВЕЦ) и фотонапонските електрични центри (ФНЕЦ) поради непредвидливиот карактер на нивното производство и потенцијалните инсталирани капацитети.

Студија за зајакнување на мрежата за интеграција на ОИЕ ќе даде преглед на техничките мерки и инвестиции за поддршка на инсталирање на големи капацитети од ОИЕ во македонскиот електроенергетски систем, позиција 41 од Табела 6. Интеграцијата на ОИЕ во Република Северна Македонија ќе биде согледана во однос на:

- Идентификација на различните типови на ОИЕ (локации, инсталирани капацитети) кои се користат или ќе се користат во земјата, со акцент на ВЕЦ и ФНЕЦ.

- Проценка на очекуваните промени во производството на електричните центри на ОИЕ на годишно, сезонско, дневно и часовно ниво.
- Проценка на влијанието на ОИЕ врз потрошувачката на електрична енергија и оптоварувањата разгледувани од ниво на системот во целина и преносната мрежа.
- Анализа на можните технички ограничувања во работата на преносната мрежа заради интеграцијата на ОИЕ.
- Проценка на потребните помошни услуги во рамките на електроенергетскиот систем при различни нивоа на интеграција на ОИЕ.
- Препораки за технички мерки и системи за интеграција електричните центри на ОИЕ.

8. ПРИКЛУЧОЦИ НА НОВИ КОРИСНИЦИ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

8.1. ПРИКЛУЧОЦИ НА ПРОИЗВОДНИ КАПАЦИТЕТИ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

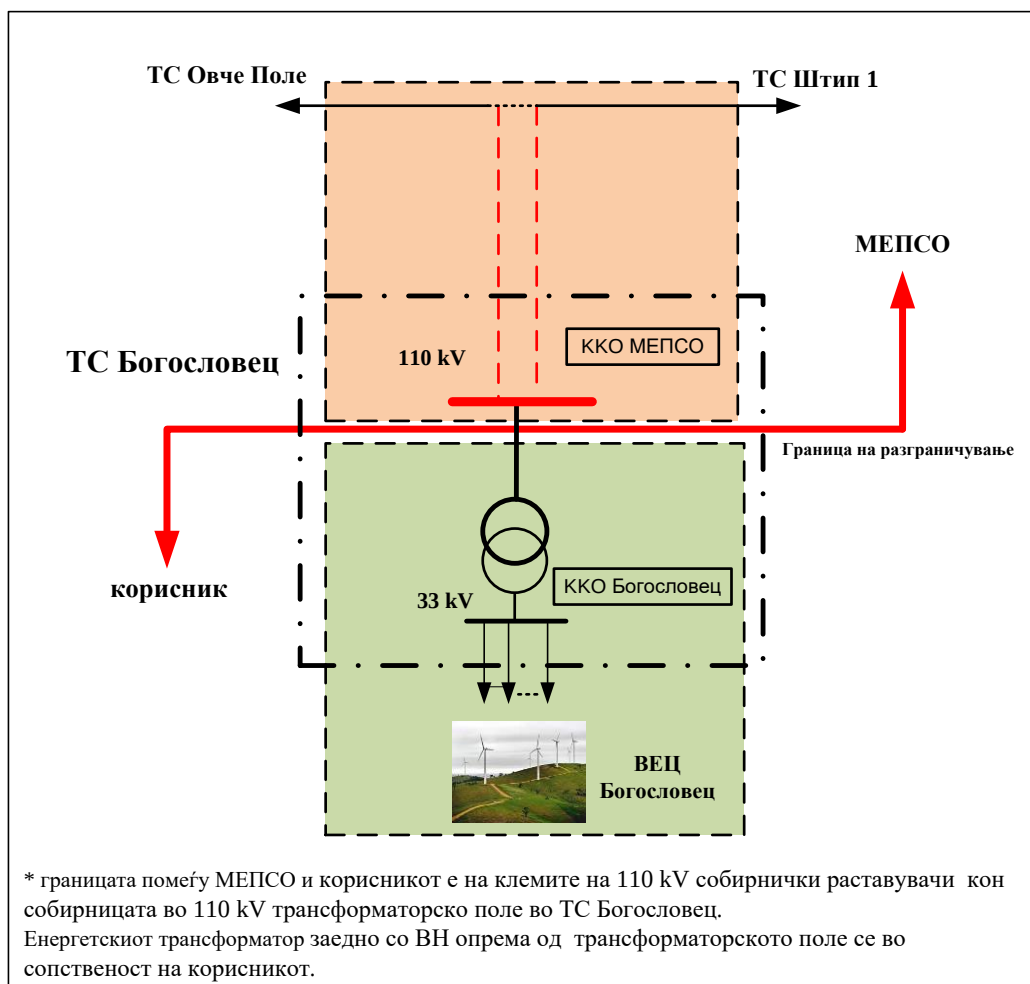
8.1.1. Приклучок на ВЕЦ Богословец

Во ветерната електрична централа Богословец се планира да се изградат десет ветерни турбини со вкупно инсталирана моќност од 36 MW, со просечно годишно производство од 83.659 GWh и 2324 еквивалентни часови со максимално производство, позиција 1 од Табела 8.

За приклучување на ВЕЦ Богословец на преносна мрежа треба да се изгради трансформаторска станица 110/33 kV Богословец чија 110 kV разводна постројка ќе се изведе со класична "Н" шема со еден енергетски трансформатор од 40 MVA.

Трансформаторската станица 110/33 kV Богословец ќе биде приклучена двострано на преносната мрежа со двосистемски 110 kV приклучен далекувод на постојниот 110 kV ДВ ТС Овче Поле – ТС Штип 1 формирајќи електрични 110 kV врски ТС Овче Поле – ТС Богословец и ТС Богословец – ТС Штип 1.

Согласно процедурата за приклучување е изработена Студија за приклучување и е издадено Решение за согласност за приклучување на ВЕЦ Богословец на преносна мрежа.



Слика 5. Приклучок на ВЕЦ Богословец на преносна мрежа

Следните чекори се: потпишување на Договор за приклучување на преносна мрежа, супервизија на проектната документација, супервизија при изградба на приклучокот на преносна мрежа, пуштање под напон на приклучокот и ВЕЦ Богословец, примопредавање на делот од

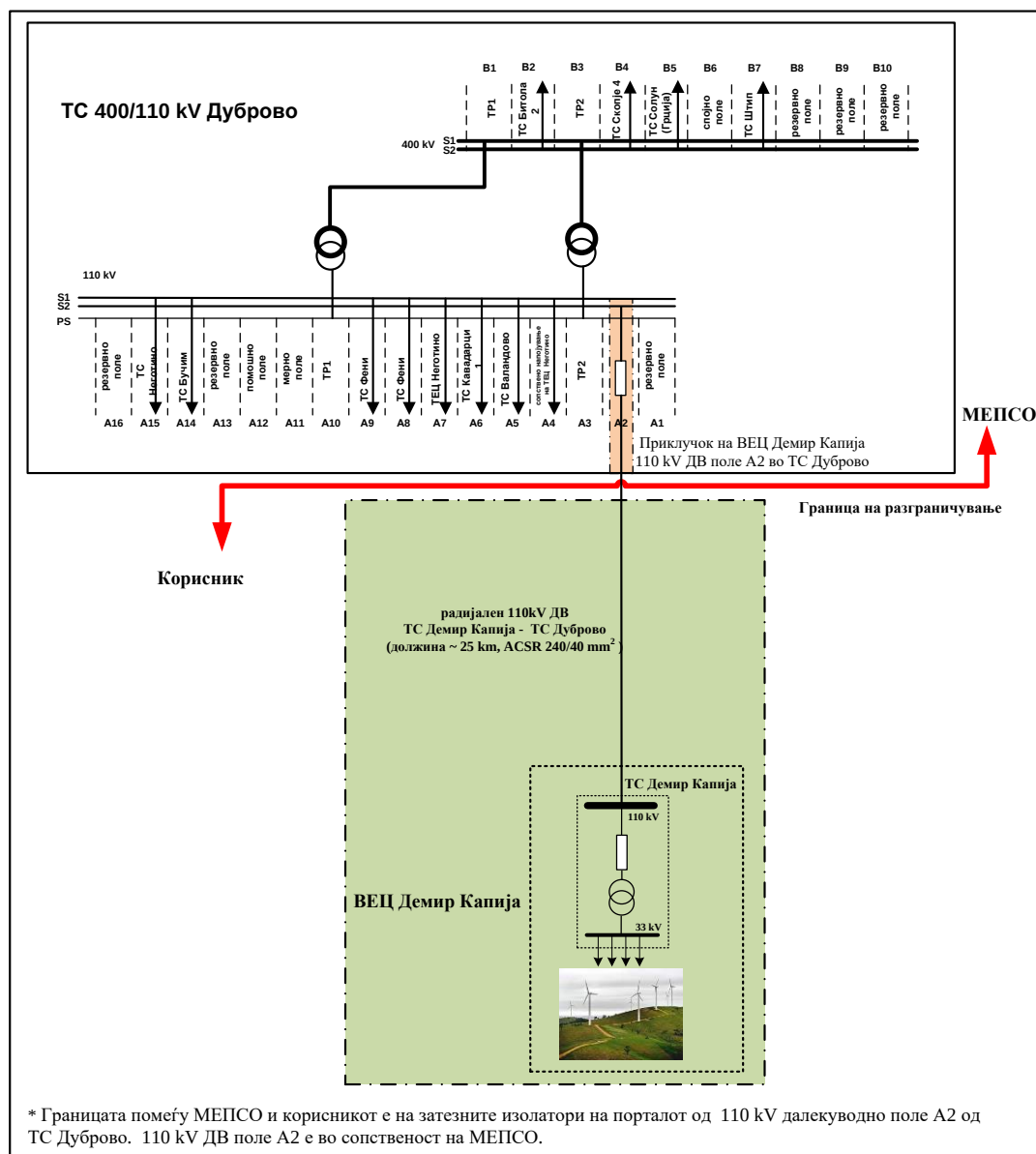
приклучокот кој припаѓа во сопственост на МЕПСО и потпишување на Договор за користење на преносна мрежа.

8.1.2. Приклучок на ВЕЦ Демир Капија

Во ветерната електрична централа Демир Капија се планира да се изградат десет ветерни турбини со вкупно инсталирана моќност од 34 MW, со просечно годишно производство од 80.4 GWh и 2233 еквивалентни часови со максимално производство, позиција 2 од Табела 8.

За приклучување на ВЕЦ Демир Капија на преносна мрежа треба да се изгради трансформаторска станица 110/x kV Демир Капија која ќе биде приклучена еднострано (радијално) на преносната мрежа со едносистемски 110 kV приклучен далекувод кон ТС Дуброво.

Согласно процедурата за приклучување е изработена Студија за приклучување и е издадено Решение за согласност за приклучување на ВЕЦ Демир Капија на преносна мрежа.



Слика 6. Приклучок на ВЕЦ Демир Капија на преносна мрежа

Следните чекори се: потпишување на Договор за приклучување на преносна мрежа, супервизија на проектната документација, супервизија при изградба на приклучокот на преносна мрежа, пуштање под напон на приклучокот на БЕЦ Демир Капија, примопредавање на делот од

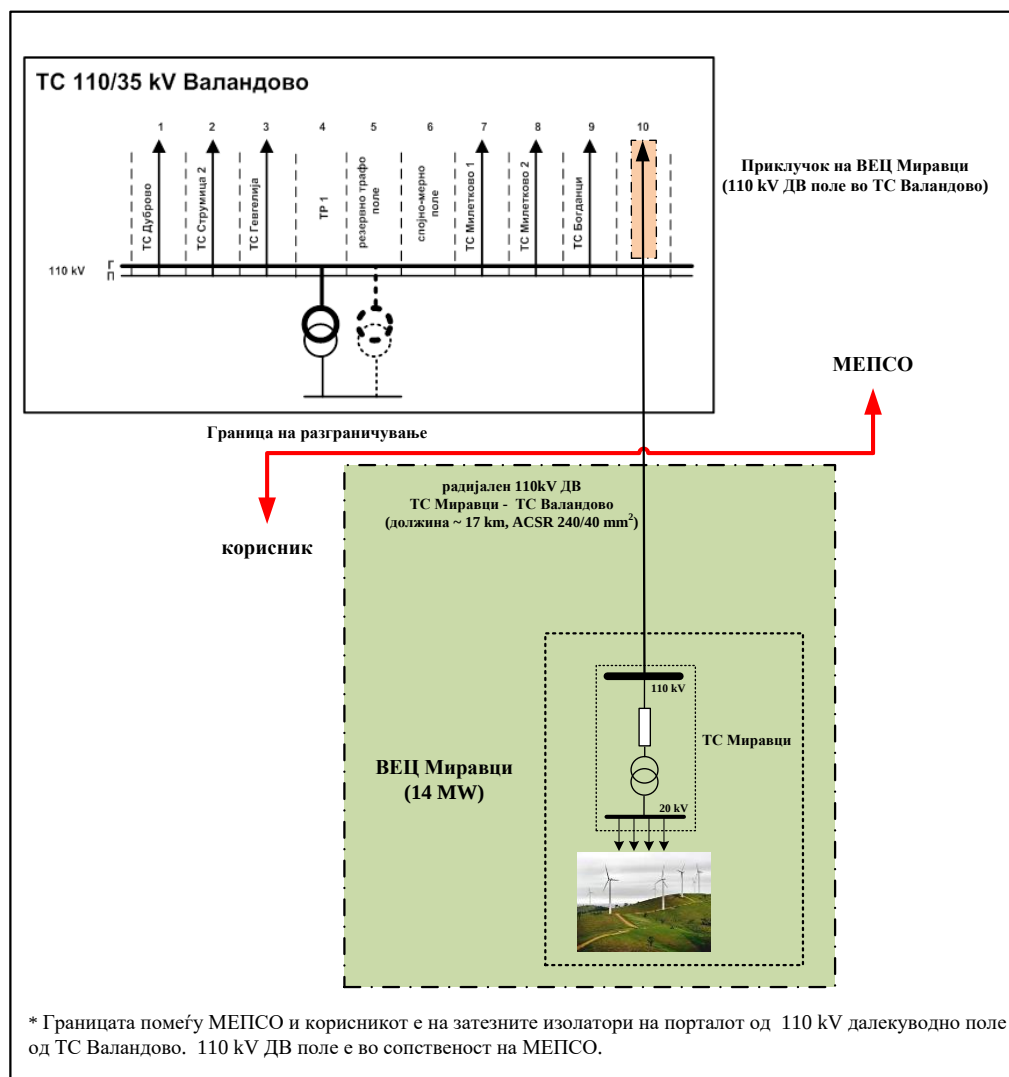
приклучокот кој припаѓа во сопственост на МЕПСО и потпишување на Договор за користење на преносна мрежа.

8.1.3. Приклучок на ВЕЦ Миравци

Во ветерната електрична централа Миравци се планира да се изградат ветерни турбини со вкупно инсталирана моќност од 14 MW, со просечно годишно производство од 40 GWh, позиција 3 од Табела 8.

За приклучување на ВЕЦ Миравци на преносна мрежа треба да се изгради трансформаторска станица 110/20 kV Миравци која ќе биде приклучена еднострано (радијално) на преносната мрежа со едносистемски 110 kV приклучен далекувод кон ТС Валандово.

Согласно процедурата за приклучување е изработена Студијата за приклучување на ВЕЦ Миравци на преносна мрежа.



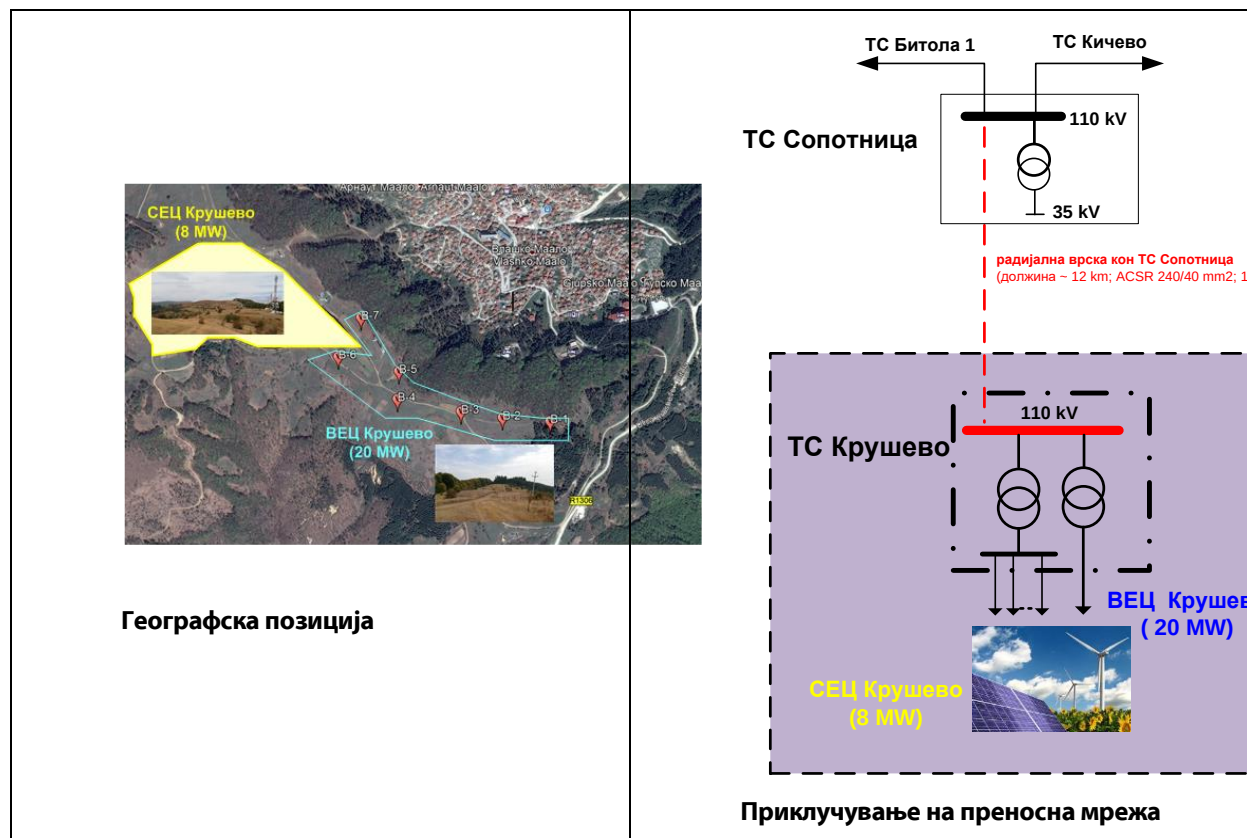
Слика 7. Приклучок на ВЕЦ Миравци на преносна мрежа

Следните чекори се: издавање на Решение за согласност за приклучување на преносна мрежа, потпишување на Договор за приклучување на преносна мрежа, супервизија на проектната документација, супервизија при изградба на приклучокот на преносна мрежа, пуштање под напон на приклучокот на ВЕЦ Миравци, примопредавање на делот од приклучокот кој припаѓа во сопственост на МЕПСО и потпишување на Договор за користење на преносна мрежа.

8.1.4. Приклучок на ВЕЦ Крушево и СЕЦ Крушево

Инсталираната моќност на ВЕЦ Крушево е 20 MW со годишното производство на електрична енергија од околу 60 GWh. Инсталираната моќност на СЕЦ Крушево е 8 MW со што годишното производство на електрична енергија ќе биде околу 10.66 GWh позиција 4 од Табела 8.

На следната слика е прикажана географската локација на ВЕЦ Крушево и СЕЦ Крушево.



Слика 8. Позиција и приклучување на преносна мрежа на ВЕЦ Крушево и СЕЦ Крушево

Приклучувањето на ВЕЦ Крушево и СЕЦ Крушево на електропреносната мрежа ќе биде изведено преку собирна 110/x kV трансформаторска станица ТС Крушево, чија позиција се планира да биде во локацијата на СЕЦ Крушево.

Согласно процедурата за приклучување е изработена Студијата за приклучување на ВЕЦ и СЕЦ Крушево на преносна мрежа.

Во Студијата е предвидено приклучувањето на преносна мрежа да се спроведе со едносистемски (радијален) 110 kV вод до 110 kV ТС Сопотница, со должина од околу 12 km од збирната трансформаторска станица Крушево.

Следните чекори се: издавање Решение за согласност за приклучување, потпишување на Договор за приклучување на преносна мрежа, супервизија на проектната документација, супервизија при изградба на приклучокот на преносна мрежа, пуштање под напон на приклучокот за ВЕЦ и СЕЦ Крушево, примопредавање на делот од приклучокот кој припаѓа во сопственост на МЕПСО и потпишување на Договор за користење на преносна мрежа.

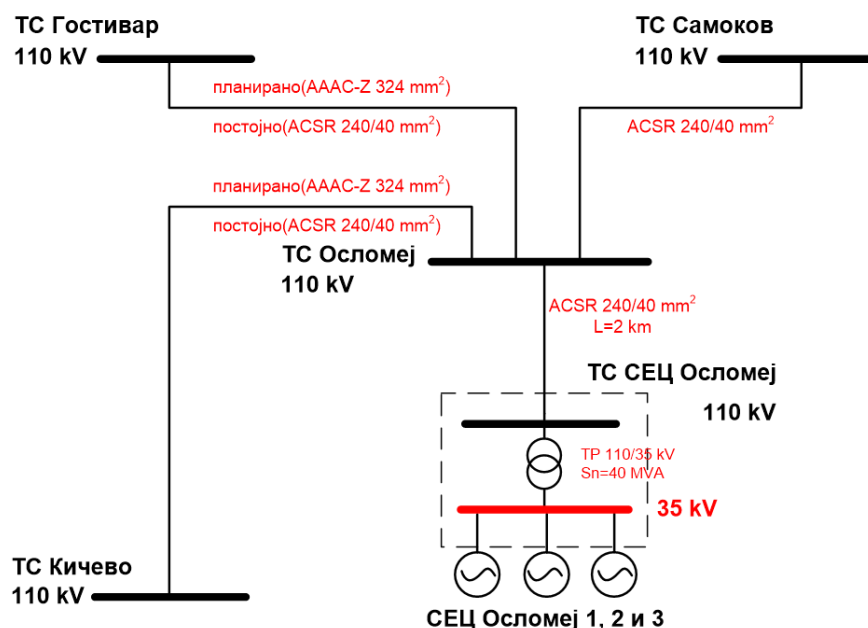
8.1.5. Приклучок на СЕЦ Осломеј 2 и 3

АД Електрани на Северна Македонија (АД ЕСМ) планира градба на две сончеви електрични центри СЕЦ Осломеј 2 и 3, со инсталирана моќност од по 10 MW, односно вкупно 20 MW инсталирана моќност. Овој проект за изградба на нови сончеви електрични центри претставува продолжение на проектот за изградба на СЕЦ Осломеј 1, со искористување на

земјиште во сопственост на АД ЕЦМ на местото на поранешниот рудник за јаглен и одлагалиште на јаловина.

Приклучокот на СЕЦ Осломеј на електропреносната мрежа ќе биде изведен со изградба на нова збирна трансформаторска станица ТС 110/35 kV СЕЦ Осломеј во близина на (или на истата локација со) ТС 35/6.3 kV Рудник Осломеј, која ќе се поврзе кон ТС Осломеј со нов ДВ 110 kV ТС СЕЦ Осломеј – ТС Осломеј.

Согласно процедурата за приклучување е изработена Анализа за приклучување на преносна мрежа.



Слика 9. Приклучок на СЕЦ Осломеј на преносна мрежа

Следните чекори се: усвојување на Анализата за приклучување на преносна мрежа, изработка на комплетна Студија за приклучување на преносна мрежа, издавање на Решение за согласност за приклучување на преносна мрежа, потпишување на Договор за приклучување на преносна мрежа, супервизија на проектната документација, супервизија при изградба на приклучокот на преносна мрежа, пуштање под напон на приклучокот и рудникот, примопредавање на делот од приклучокот кој припаѓа во сопственост на МЕПСО и потпишување на Договор за користење на преносна мрежа.

8.1.6. Приклучок на СЕЦ Битола 1 и 2

АД Електрани на МК (ЕЦМ) планира изградба на две сончеви електрични центри СЕЦ Битола 1 и СЕЦ Битола 2 (СЕЦ Битола 1 и 2) со инсталирана моќност од по 10 MW односно вкупно 20 MW инсталирана моќност. Овој проект за изградба на нови сончеви електрични центри е предложен поради повољните услови (земјиштето е во сопственост на АД ЕЦМ), а локацијата се наоѓа непосредно до постоечката термоелектрана, на кратко растојание од локалните трансформаторски станици и патната инфраструктура.

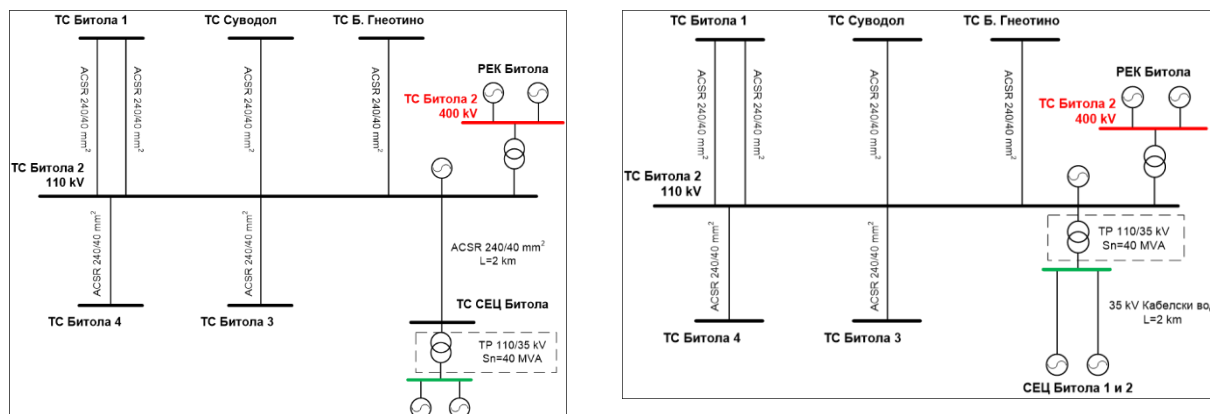
За приклучокот на СЕЦ Битола на електропреносната мрежа се разгледуваат две варијанти:

- Варијанта 1: изградба на нова збирна трансформаторска станица ТС 110/35 kV СЕЦ Битола во близина на ТС 400/110 kV Битола 2, која ќе се поврзе кон ТС Битола 2 со нов ДВ 110 kV ТС СЕЦ Битола – ТС Битола 2.

- Варијанта 2: инсталација на нов TP 110/35 kV со инсталирана моќност од 40 MVA во ТС Битола 2, а приклучувањето на СЕЦ Битола 1 и 2 кон ТС Битола 2 би се извело со дистрибутивни кабелски водови.

Растојанието од приклучната локација на СЕЦ Битола 1 и 2 до ТС Битола 2, за двете понудени варијантни решенија, е околу 2 km.

Согласно процедурата за приклучување се изработува Анализа за приклучување на преносна мрежа.



Слика 10. Приклучок на СЕЦ Битола на преносна мрежа

Следните чекори се: усвојување на Анализата за приклучување на преносна мрежа, изработка на комплетна Студија за приклучување на преносна мрежа, издавање на Решение за согласност за приклучување на преносна мрежа, потпишување на Договор за приклучување на преносна мрежа, супервизија на проектната документација, супервизија при изградба на приклучокот на преносна мрежа, пуштање под напон на приклучокот и рудникот, примопредавање да делот од приклучокот кој припаѓа во сопственост на МЕПСО и потпишување на Договор за користење на преносна мрежа.

8.2. ПРИКЛУЧОЦИ НА ДИСТРИБУТИВНИ ТРАНСФОРМАТОРСКИ СТАНИЦИ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Доставени се барања за измена на постојните приклучоци на:

- ТС Југ Нова – поради радијално поврзување на нова ТС 110/35(20)/10 kV Централна и ревитализација на 2x110 kV далекувод ТС Скопје 4 – ТС Југ Нова
- ТС Гевгелија – поради радијален приклучок на нова ВЕЦ ЕУРОИНГ (33 MW)

МЕПСО изработи Анализи за измената на постојните приклучоци:

- Анализа за измена на приклучок на ТС Југ Нова на преносна мрежа.
- Анализа за измена на приклучок на ТС Гевгелија на преносна мрежа.

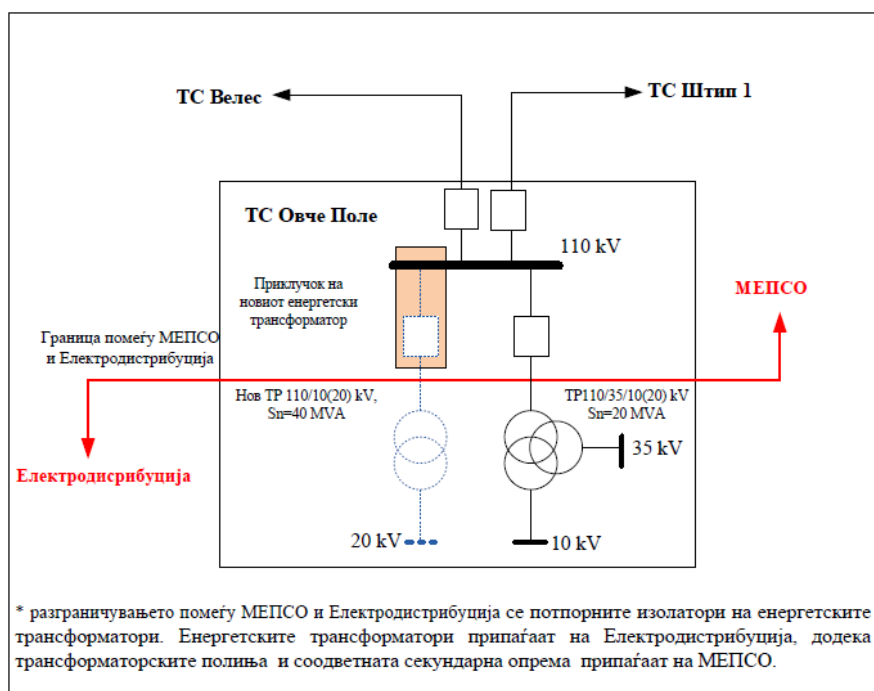
Во Анализите е потврдено дека нема да дојде до загрозување на сигурноста на електропреносниот систем со измените во постојните приклучоци на преносна мрежа на ТС Југ Нова и ТС Гевгелија.

8.2.1. Приклучок на втор трансформатор во ТС Овче Поле

Електродистрибуција ДООЕЛ - Скопје до АД МЕПСО достави Барање за измена на приклучок со инсталирање на втор енергетски трансформатор на постојна трансформаторска станица ТС Овче Поле во општина Свети Николе бидејќи во регионот на општината е предвидено да се изградат повеќе соларни електрични центри со различна моќност во рамките на проектот на Министерството за економија за Поддршка на воведување на Програма за фотонапонски и ветерни електроцентрали во Република Северна Македонија (Solar PV and Wind PP Support Programme in Republic of North Macedonia), финансиран од Европската Банка за Обнова и Развој (ЕБОР). Вкупната инсталирана моќност на овие центри предвидено е да изнесува 25 MW.

За потребите на приклучок на соларни електрични центри (СЕЦ) со вкупна инсталирана моќност од 25 MW, во село Азамбегово, општина Свети Николе, потребно е да се инсталира дополнителен (втор) трансформатор 110/10(20) kV/kV со моќност од 40 MVA во ТС 110/35/10 kV/kV Овче Поле, позиција 7 од Табела 8.

Согласно процедурата за приклучување е изработена Студија за приклучување на преносна мрежа и издадено е Решение за согласност за приклучување на преносна мрежа.



Слика 11. Приклучок на втор трансформатор во ТС Овче Поле на преносна мрежа

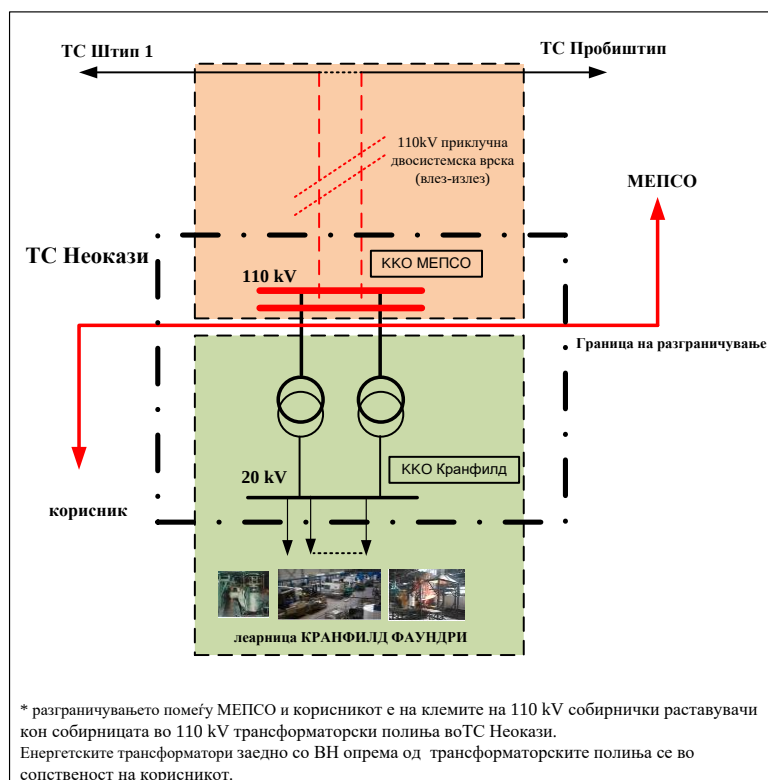
Следните чекори се: потпишување на Договор за приклучување на преносна мрежа, супервизија на проектната документација, супервизија при изградба на приклучокот на преносна мрежа, пуштање под напон на приклучокот и рудникот, примопредавање на делот од приклучокот кој припаѓа во сопственост на МЕПСО и потпишување на Договор за користење на преносна мрежа.

8.3. ПРИКЛУЧОЦИ НА ИНДУСТРИСКИ ПОТРОШУВАЧИ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

8.3.1. Приклучок на КРАНФИЛД ФАУНДРИ

За приклучување на КРАНФИЛД ФАУНДРИ на преносна мрежа треба да се изгради системска трансформаторска станица 110/20 kV Неокази во индустриската зона Пробиштип чија 110 kV разводна постројка е со две главни собирници поврзани со спојно поле со два енергетски трансформатор од 20 MVA, позиција 5 од Табела 8. ТС Неокази ќе биде приклучена двострано на преносната мрежа со двосистемски 110 kV приклучен далекувод на постојниот 110 kV далекувод ТС Штип 1 – ТС Пробиштип формирајќи електрични 110 kV врски ТС Штип 1 – ТС Неокази и ТС Неокази – ТС Пробиштип.

Согласно процедурата за приклучување изработена е Студија за приклучување и е издадено Решение за согласност за приклучување на КРАНФИЛД ФАУНДРИ на преносна мрежа.



Слика 12. Приклучок на КРАНФИЛД ФАУНДРИ на преносна мрежа

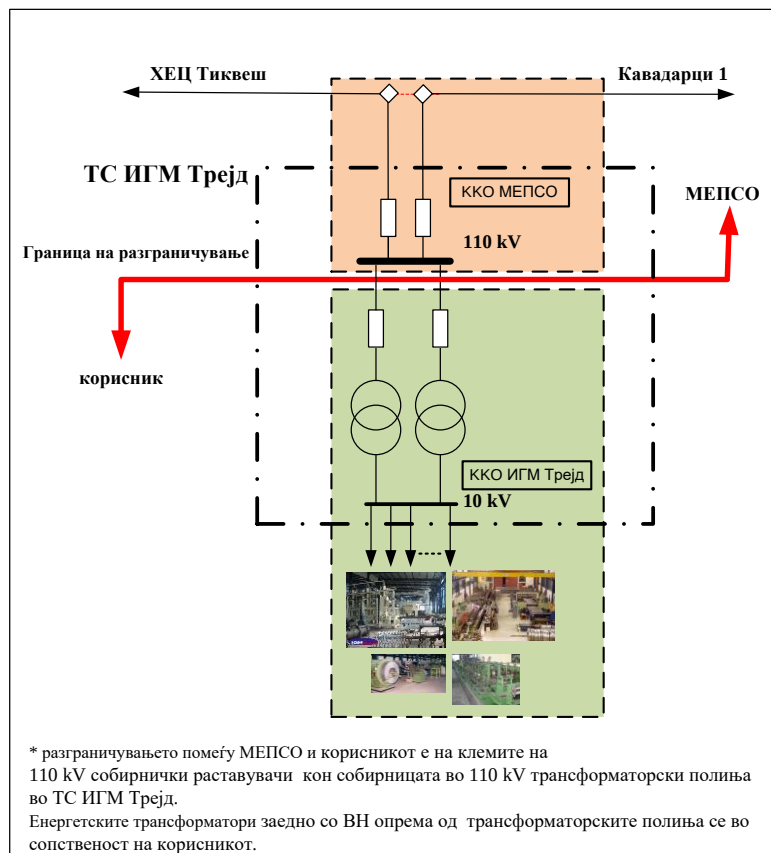
Следните чекори се: потпишување на Договор за приклучување на преносна мрежа, супервизија на проектната документација, супервизија при изградба на приклучокот на преносна мрежа, пуштање под напон на приклучокот и леарницата, примопредавање на делот од приклучокот кој припаѓа во сопственост на МЕПСО и потпишување на Договор за користење на преносна мрежа.

8.3.2. Приклучок на ИГМ Трејд

Приклучокот на ИГМ Трејд на преносната мрежа се планира да се изведе со влез-излез на постојниот 110 kV далекувод ТС Кавадарци – ХЕЦ Тиквеш, при што пресекот се наоѓа на 650 m од постојната ТС Кавадарци 1. Постојниот далекувод ТС Кавадарци – ХЕЦ Тиквеш е изведен со

спроводници од типот ACSR 240/40 mm², со трајно дозволено оптоварување од 647 A / 123 MVA позиција 6 од Табела 8.

Согласно процедурата за приклучување е изработена Студија за приклучување.



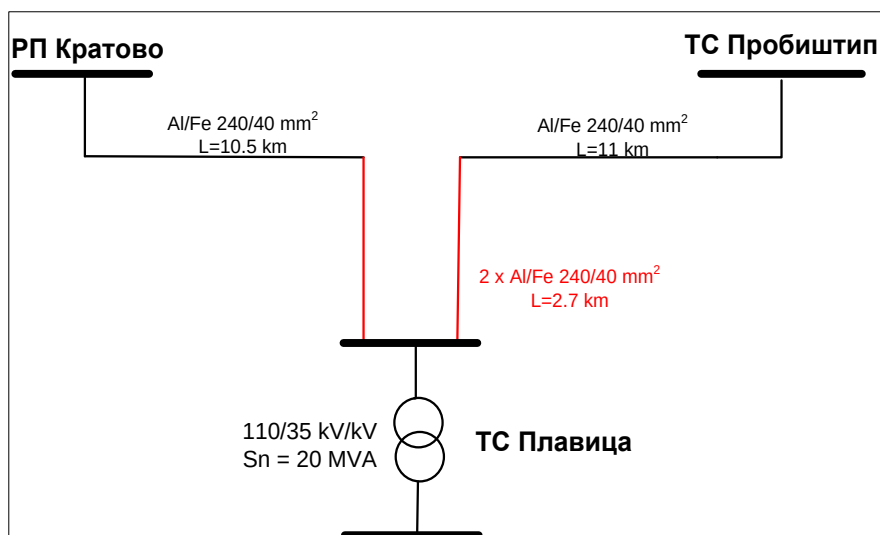
Слика 13. Приклучок на ИГМ Трејд на преносна мрежа

Следните чекори се: потпишување на Договор за приклучување на преносна мрежа, супервизија на проектната документација, супервизија при изградба на приклучокот на преносна мрежа, пуштање под напон на приклучокот и фабриката, примопредавање на делот од приклучокот кој припаѓа во сопственост на МЕПСО и потпишување на Договор за користење на преносна мрежа.

8.3.3. Приклучок на рудник Пластица - Кратово

Приклучокот на рудникот Пластица е предвидени да се изведе со влез-излез на постојниот 110 kV далекувод ТС Пробиштип – РП Кратово. Приклучната врска ќе се изведе со изградба на нов двосистемски 110 kV далекувод со спроводници Al/Fe 240/40 mm² (трајно дозволено струјно оптоварување од 645 A, односно трајно дозволена моќност од 123 MVA) на потегот од ТС Пластица до постојниот 110 kV ДВ ТС Пробиштип – РП Кратово. Должината на новата двосистемска делница се проценува на околу 2.7 km.

Согласно процедурата за приклучување е изработена Анализа за приклучување на преносна мрежа.



Слика 14. Приклучок на рудник Пластица - Кратово на преносна мрежа

Следните чекори се: изработка на комплетна Студија за приклучување на преносна мрежа, издавање на Решение за согласност за приклучување на преносна мрежа, потпишување на Договор за приклучување на преносна мрежа, супервизија на проектната документација, супервизија при изградба на приклучокот на преносна мрежа, пуштање под напон на приклучокот и рудникот, примопредавање на делот од приклучокот кој припаѓа во сопственост на МЕПСО и потпишување на Договор за користење на преносна мрежа.

9. РЕАЛИЗАЦИЈА НА ПРОЕКТИ ВО ПЕРИОДОТ ОД 2020 ДО 2029 ГОДИНА

Земајќи ги предвид сите промени кои се предвидени во периодот од 2020 до 2029 година од аспект на изградба на нови објекти во македонскиот електроенергетски систем и во соседните системи (нови интерконективни поврзувања во регионот, приклучувањата на нови потрошувачи и производители на македонската преносна мрежа, како и реконструкцијата и ревитализацијата на објектите од преносната мрежа), од развојните анализи произлегоа решенија кои треба да се имплементираат во македонската преносната мрежа за да се обезбеди сигурно и доверливо работење на електроенергетскиот систем.

Во Табела бе дадена временската рамка на реализација на новите преносни проекти, објектите за реконструкција/ревитализација, модернизацијата и истражувањата во електропреносниот систем кои би требало да се имплементираат во периодот 2020 – 2029 година.

Во табелата е дадена и вредноста на проектите по години, во која се вклучени средствата од тековните заеми и грантови од меѓународните финансиски институции и сопствените средства на АД МЕПСО.

Табела 6. Временска рамка и динамичка распределба на инвестиции за период 2020-2029

Бр.	Проекти	Буџет Договор (MEUR)												Реализација (MEUR)					
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	за ем	мепсо	грант	вкупно			
Интерконективни врски																			
1	400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 – македонско/албанска граница	29.40	8.15	10.69	8.17										18.68	4.10	4.24	27.01	
Нови далекуводи и трансформаторски станици																			
2	Трансформаторска станица 400/110 kV ТС Охрид и ново 400 kV ДВ поле во ТС Битола 2	14.00	4.12	5.49	4.12										8.47	1.86	3.39	13.72	
3	Приклучување на 110 kV ДВ ХЕЦ Вругот - ТС Скопје 1 во една трансформаторска станица од полошки регион	5.10	0.10	0.10	0.60	3.00	1.30								0.00	5.10	0.00	5.10	
4	Изградба на ТС 400/110 kV Куманово (1 x 300 MVA)	15.00							3.00	4.50	4.50	3.00		0.00	15.00	0.00		15.00	
Ревитализација/реконструкција на 110 kV далекуводи																			
5	Ревитализација на 110 kV далекуводи	3.00	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.00	3.00	0.00		3.00	
6	Ревитализација на ДВ 2x110kV делница Вапила - ТС Охрид 1	0.58	0.38	0.20										0.00	0.58	0.00		0.58	
7	Реконструкција на 110 kV ДВ-и на потег Вругот - Тетово	0.54	0.54											0.24	0.30	0.00		0.54	
8	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Штип - ТС Пробиштип	2.45	0.42											0.27	0.15	0.00		0.42	
9	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Бунарик – ТС Миладиновци	1.20	0.60	0.60										0.80	0.40	0.00		1.20	
10	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Велес - ТС Овче Поле	1.81	1.15	0.01										0.52	0.64	0.00		1.16	
11	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Овче Поле - ТС Штип	1.41	1.01											0.55	0.47	0.00		1.01	
12	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Битола 1 – ТС Прилеп	3.92	3.03	0.20										1.66	1.57	0.00		3.23	
13	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Скопје 4 –ТС Петровец - ТС Велес	2.99	2.16	0.15										1.14	1.17	0.00		2.31	
14	Реконструкција на ДВ 110 kV Гостивар (Буковик) - ТЕЦ Осломеј - Кичево - Сопотница - Битола 1 (должина ≈ 100 km AAAC)	3.10	0.10	0.20	2.00	0.80								0.00	3.10	0.00		3.10	
15	Зајакнување на мрежа во ЈИ регион варијанта 1: Двосистемски 110 kV далекувод од Дуброво до Струмица (должина ≈ 57,5 km, AAAC-Z) или варијанта 2: 400/110 kV ТС во Струмица (300 MVA)	7.1-25.0		0.20	0.30	1.30	2.00	3.30						0.00	6.60	0.50		7.10	
16	Реконструкција на ДВ 110 kV Полог - ХЕЦ Вругот - ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Глобочица - Струга (должина ≈ 100 km, AAAC)	7.95								0.25	0.25	0.50		0.00	1.00	0.00		1.00	
Ревитализација/реконструкција на трансформаторски станици																			
17	Ревитализација на трансформаторски станици	14.20	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	0.00	14.20	0.00		14.20	
Реконструкција/надградба на РП Кратово																			
18	Изведба на 110 kV далекуводни полиња, целосна реконструкција и дигитализација на разводната постројка	0.70	0.10	0.25	0.35									0.60	0.10	0.00		0.70	
Ревитализација на ТС Скопје 4																			
19	ВН опрема (прекинувачи, разделувачи, мерни трансформатори), ормари	4.80	2.00	0.34										0.84	1.50	0.00		2.34	
20	Енергетски трансформатор (5-СК4-1ТА)	2.50									0.50	2.00		0.00	2.50	0.00		2.50	
Ревитализација на ТС Дуброво																			
21	ВН опрема (прекинувачи, разделувачи, мерни трансформатори), секундарна опрема (релејна заштита, SCADA, исправувачи на 220 DC систем)	4.62	0.24											0.00	0.24	0.00		0.24	
22	Енергетски трансформатор (3-ДУБ-1ТА)	2.50							0.50	2.00				0.00	2.50	0.00		2.50	
Ревитализација на ТС Битола 2																			
23	ВН опрема (110 kV прекинувачи), секундарна опрема	1.00	0.32	0.10										0.06	0.36	0.00		0.42	
24	Енергетски трансформатор	2.40	2.40											0.00	2.40	0.00		2.40	
Ревитализација на ТС Валаново																			
25	ВН опрема (мерни трансформатори, прекинувачи и разделувачи)	0.77	0.18											0.00	0.18	0.00		0.18	
Ревитализација на ТС во ТЕЦ Осломеј																			
26	ВН опрема (прекинувачи, разделувачи, мерни трансформатори)	0.63	0.21											0.19	0.02	0.00		0.21	
Ревитализација на ТС во ХЕЦ Тиквеш, ХЕЦ Вругот, ХЕЦ Глобочица и ХЕЦ Шпиље																			
27	секундарна опрема (релејна заштита)	0.63	0.19											0.01	0.18	0.00		0.19	
Ревитализација на ТС Прилеп 1																			
28	ВН опрема (прекинувачи, разделувачи, мерни трансформатори), секундарна опрема (релејна заштита, SCADA, исправувачи на 220 DC систем, мерни уред)	1.12	0.26											0.00	0.26	0.00		0.26	
Ревитализација на ТС Велес и ТС Кавадарци 1																			
29	Прилагодување, набавка и инсталација на примарна опрема, инсталација на SACS, Заштита и ДЦ напојувања	0.54	0.34	0.20										0.00	0.54	0.00		0.54	
Ревитализација на ТС Кочани																			
30	Попречна компензација во 110 kV ТС Кочани (25 Mvar)	0.75											0.15	0.60	0.00	0.75	0.00	0.75	

План за развој на електропреносниот систем за период 2020-2029

Бр.	Проекти	Буџет Договор (MEUR)											Реализација (MEUR)			
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	за ем	мепсо	грант	вкупно
Модернизација на електропреносниот систем																
31	Телекомуникациска опрема и далечински мониторинг на трансформаторските станици	5.00	2.05	2.95									2.95	2.05	0.00	5.00
32	Подземна инсталација за оптичко поврзување	0.20	0.20										0.15	0.05	0.00	0.20
33	Balkan Digital Highway	5.80	0.80	3.25	1.75								1.50	2.50	1.80	5.80
34	Систем за следење на фазни агли (Wide Area Monitoring System-WAMS)	0.15	0.15										0.00	0.03	0.12	0.15
35	Систем за променливо дозволено оптоварување на водови (DLR - Dynamic Line Rating)	1.23	0.03	0.20	1.00								0.00	1.20	0.03	1.23
36	Специјален софтверски и хардверски пакет за одржување на преносна мрежа	0.27	0.03	0.05	0.19								0.00	0.24	0.03	0.27
Истражување на електропреносниот систем																
37	CROSSBOW	0.18	0.05	0.05									0.00	0.00	0.10	0.10
38	TRINITY	0.80	0.02	0.02	0.02	0.02							0.00	0.00	0.08	0.08
39	Студија за оптимално искористување на двојниот систем собирници во трансформаторските станици	0.02	0.02										0.00	0.02	0.00	0.02
40	Студија за развој на преносна мрежа	0.08	0.02	0.06									0.00	0.08	0.00	0.08
41	Студија за зајакнување на мрежата за интеграција на ОИЕ	0.08	0.08										0.00	0.00	0.08	0.08
42	Студија за подобрување на напонскиот профил на регионалната мрежа	0.60	0.60										0.00	0.00	0.60	0.60
43	Студија за оптимална конфигурација на преносната мрежа во југоисточен регион	0.25	0.25										0.00	0.00	0.25	0.25
		151.37	34.24	27.13	19.87	6.84	5.02	5.02	5.22	8.47	7.12	7.82	38.02	77.53	11.20	126.75
	Проекти финансирани од заем, инвестициски грант и грант за Smart Grid (ЕБОР 46274) и сопствени средства на АД МЕПСО															
	Проекти финансирани од заем ЕБОР 44114 и сопствени средства на АД МЕПСО															
	Грант WBIF															
	Грант EBRD															
	Грант HORIZON 2020															

10. КОМПЛЕКСНА ИМПЛЕМЕНТАЦИЈА НА ЕНЕРГЕТСКИ ПРОЕКТИ

И годинашната публикација на планот за развој на електропреносниот систем за десетгодишен период ги потврди целите и визијата за развој на македонската преносна мрежа. Трендот на реализација на проектите е задоволителен со одредени доцнења, пред сè поради комплексните административни процедури и прилагодување на локалните просторни и социолошки услови. Во планот се рedefинирани одредени приоритети, а вклучува и неколку нови проекти идентификувани во планирачкиот циклус изминатата година.

Во Табела 7 е направена споредба на буџетот, како и предвидената динамика на активности и трошоци во новиот план (публикација 2019) со претходниот план за развој на електропреносниот систем (публикација 2018). За проектите кои имаат различна динамика и трошоци дадено е образложение за разликата во цена или период на нивна реализација. Во продолжение се истакнати битните разлики.

За 400 kV интерконективен далекувод Битола (МК) – Елбасан (АЛ), позиција 1, и 400/110 kV трансформаторска станица Охрид, позиција 2, структурата на трошоци е ажурирана според комплетираната проектна и тендерска документација и плановите за набавка.

За проектот за приклучување на 110 kV ДВ ХЕЦ Вруток - ТС Скопје 1 во една трансформаторска станица од полошки регион, позиција 3, периодот на реализација е поместен за една година поради спецификите на теренот и потешкотии со избор на пристапен коридор.

За долгорочниот проект за изградба на 400/110 kV трансформаторска станица Куманово, позиција 4, инвестициската цена е ажурирана на 15 милиони евра, според актуелни цени за опрема, проектирање и изведба на ваков тип објекти.

Реализацијата на проектот за реконструкција на 110 kV ДВ ТС Штип - ТС Пробиштип, позиција 8, е започната во 2018 година. Цената е ажурирана според склучениот договор, а во планот за развој (2019) се прикажани само средствата за 2020 година.

За проектот за реконструкција на 110 kV далекуводи за напојување на ТС Миладиновци, позиција 9, заради рационална изведба се предлага нова траса. Новата приклучна точка на 110 kV далекувод кон Миладиновци наместо ТС Скопје 1 ќе биде ТС Бунарџик.

За тековните проекти за реконструкции на 110 kV водови, позиција 10-13, во претходниот план за развој (2018) се користени инвестициски цени, додека договорите се склучени крај на 2018 година. Реализацијата е започната во 2019 година. Трошоците и динамиката на активности се ажурирани според склучените договори и планови за градба во координација со банката. Во новиот план за развој (2019) цената е ажурирана според договорите и динамиката на трошоци е прикажана од 2020 година па натаму.

Планот за новите проекти за реконструкција/ревитализација на 110 kV водови исто така има одредени измени. За приоритетниот коридор Гостивар (Буковиќ) - ТЕЦ Осломеј - Кичево - Сопотница - Битола 1, позиција 14, периодот на реализација е поместен за една година поради оптимизациската постапка при проектирање. Започнувањето на проектот за зајакнување на мрежата во југоисточен регион (од Дуброво до Струмица), позиција 15, е планиран 3 години порано заради зголемен интерес за градба на ОИЕ во ЈИ регион. Дадени се инвестициски цени за две варијанти, а зависно од резултатите на Студијата (позиција 43) ќе се утврдат трошоците. За проектот за реконструкција на 110 kV далекувод Полог - ХЕЦ Вруток - ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Глобочица – Струга, позиција 16, инвестициската цена е ажурирана според актуелни цени за опрема, проектирање и изведба на ваков тип објекти, а во планот се прикажани средствата за 2027-2029 година.

Цените и динамиката на активности за тековната ревитализација на трансформаторски станици се ажурирани според склучените договори и тековните планови за реализација; динамиката на трошоци е прикажана од 2020 година па натаму.

Табела 7. Споредба на проекти во планот за развој (2019) во однос на планот за развој (2018)

Бр.	Проекти	Буџет Договор (MEUR)	План за развој (2019)	План за развој (2018)	Образложение за разлика во цена или период на реализација	
Интерконективни врски						
1	400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 – македонско/албанска граница	29.40	27.01	29.31	Структурата на трошоци е ажурирана според комплетираната проектна и тендерска документација и плановите за набавка.	
Нови далекуводи и трансформаторски станици						
2	Трансформаторска станица 400/110 kV ТС Охрид и ново 400 kV ДВ поле во ТС Битола 2	14.00	13.72	17.61	Структурата на трошоци е ажурирана според комплетираната проектната и тендерска документација и плановите за набавка.	
3	Приклучување на 110 kV ДВ ХЕЦ Вругот - ТС Скопје 1 во една трансформаторска станица од полошки регион	5.10	5.10	5.10	Периодот на реализација е поместен за една година поради спецификите на теренот и потешкотии со избор на пристапен коридор.	
4	Изградба на ТС 400/110 kV Куманово (1 x 300 MVA)	15.00	15.00	8.60	Инвестициската цена е ажурирана според актуелни цени за опрема, проектирање и изведба на вакров тип објекти.	
Ревитализација/реконструкција на 110 kV далекуводи						
5	Ревитализација на 110 kV далекуводи	3.00	3.00	3.00		
6	Ревитализација на ДВ 2x110kV делница Вапила - ТС Охрид 1	0.58	0.58	0.58		
7	Реконструкција на 110 kV ДВ-и на потег Вругот - Тетово	0.54	0.54	0.54		
8	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Штип - ТС Пробиштип	2.45	0.42	1.92	Реализацијата на проектот е започната во 2018 година, цената е ажурирана според склучен договор, а во развојниот план (2019) се прикажани само средствата за 2020 година.	
9	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Бунарик – ТС Миладиновци	1.20	1.20	3.20	Се предлага нова траса заради рационална изведба; новата приклучна точка на 110 kV далекувод кон Миладиновци ќе биде ТС Бунарик.	
10	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Велес - ТС Овче Поле	1.81	1.16	3.19	Во развојниот план (2018) се користени инвестициски цени, а договорите се склучени крај на 2018 година. Реализацијата е започната во 2019 година. Трошоците и динамиката на активности се ажурирани според склучените договори и планови за градба во координација со банката.	
11	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Овче Поле - ТС Штип	1.41	1.01	2.88		
12	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Битола 1 – ТС Прилеп	3.92	3.23	4.23		
13	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Скопје 4 –ТС Петровец - ТС Велес	2.99	2.31	4.03	Во развојниот план (2019) цената е ажурирана според договорите и динамиката на трошоци е прикажана од 2020 година па натаму.	
14	Реконструкција на ДВ 110 kV Гостивар (Буковик) - ТЕЦ Осломеј - Кичево - Сопотница - Битола 1 (должина = 100 km АААС)	3.10	3.10	3.10	Периодот на реализација е поместен за една година поради оптимизациската постапка при проектирање.	
15	Зајакнување на мрежа во ЈИ регион варијанта 1: Двостепенски 110 kV далекувод од Дуброво до Струмица (должина = 57,5 km, АААС-Z) или варијанта 2: 400/110 kV ТС во Струмица (300 MVA)	7.1-25.0	7.10	5.24	Започнувањето на проектот е планиран 3 години порано заради зголемен интерес за градба на ОИЕ во ЈИ регион. Дадена се инвестициски цени за две варијанти, зависно од резултатите на Студијата (бр. 43) ќе се утврдат трошоците.	
16	Реконструкција на ДВ 110 kV Полог - ХЕЦ Вругот - ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Глобочица - Струга (должина = 100 km, АААС)	7.95	1.00	9.06	Инвестициската цена е ажурирана според актуелни цени за опрема, проектирање и изведба на вакров тип објекти, а во планот се прикажани средствата за 2027-2029 година.	
Ревитализација/реконструкција на трансформаторски станици						
17	Ревитализација на трансформаторски станици	14.20	14.20	14.20		
Реконструкција/надградба на РП Кратово						
18	Изведба на 110 kV далекуводни полиња, целосна реконструкција и дигитализација на развојната постројка	0.70	0.70		Нов проект за надградба на РП Кратово.	
Ревитализација на ТС Скопје 4						
19	ВН опрема (прекинувачи, разделувачи, мерни трансформатори), ормари	4.80	2.34	4.36	Цените и динамиката на активности се ажурирани според склучените договори и тековните планови за реализација; динамиката на трошоци е прикажана од 2020 година па натаму.	
20	Енергетски трансформатор (5-СК4-1ТА)	2.50	2.50	2.50		
Ревитализација на ТС Дуброво						
21	ВН опрема (прекинувачи, разделувачи, мерни трансформатори), секундарна опрема (релејна заштита, SCADA, исправувачи на 220 DC систем)	4.62	0.24	1.41		
22	Енергетски трансформатор (3-ДУБ-1ТА)	2.50	2.50	2.50		
Ревитализација на ТС Битола 2						
23	ВН опрема (110 kV прекинувачи), секундарна опрема	1.00	0.42	0.93		
24	Енергетски трансформатор	2.40	2.40	2.40		
Ревитализација на ТС Валандово						
25	ВН опрема (мерни трансформатори, прекинувачи и разделувачи)	0.77	0.18	0.70		
Ревитализација на ТС во ТЕЦ Осломеј						
26	ВН опрема (прекинувачи, разделувачи, мерни трансформатори)	0.63	0.21	0.57		
Ревитализација на ТС во ХЕЦ Тиквеш, ХЕЦ Вругот, ХЕЦ Глобочица и ХЕЦ Шпиље						
27	секундарна опрема (релејна заштита)	0.63	0.19	0.56		
Ревитализација на ТС Прилеп 1						
28	ВН опрема (прекинувачи, разделувачи, мерни трансформатори), секундарна опрема (релејна заштита, SCADA, исправувачи на 220 DC систем, мерни уред)	1.12	0.26	1.01		
Ревитализација на ТС Велес и ТС Кавадарци 1						
29	Прилагодување, набавка и инсталација на примарна опрема, инсталација на SACS, Заштита и ДЦ на појувача	0.54	0.54	0.52		
Ревитализација на ТС Кочани						
30	Попречна компензација во 110 kV ТС Кочани (25 Mvar)	0.75	0.75	0.75		

Бр.	Проекти	Буџет Договор (MEUR)	План за развој (2019)	План за развој (2018)	Образложение за разлика во цена или период на реализација
Модернизација на електропреносниот систем					
31	Телекомуникациска опрема и далечински мониторинг на трансформаторските станици	5.00	5.00	4.79	Цената и динамиката е ажурирана според плановите за набавка и инсталација.
32	Подземна инсталација за оптичко поврзување	0.20	0.20	0.20	Периодот на реализација е поместен за една година поради теренски проблеми.
33	Balkan Digital Highway	5.80	5.80		Студија за развој на оптичка и телекомуникациска мрежа и проценка на вкупни трошоци за интегрирање во национален широко појасен план и Проектот за ревитализација на телекомуникациска мрежа се надградени во регионален проект за креирање „дигитален автопат“, финансиран преку WBIF и координиран од Светска Банка.
34	Систем за следење на фази агли (Wide Area Monitoring System-WAMS)	0.15	0.15	0.15	Цената и динамиката е ажурирана според плановите за набавка и инсталација.
35	Систем за променливо дозволено оптоварување на водови (DLR - Dynamic Line Rating)	1.23	1.23	0.60	Нов smart grid проект во рамки на Примена на нови технологии во преносна мрежа; проектот е неопходен за максимално искористување на постојниот капацитет на преносните водови.
36	Специјален софтверски и хардверски пакет за одржување на преносна мрежа	0.27	0.27	0.20	Цената и динамиката е ажурирана според плановите за набавка и инсталација.
Истражување на електропреносниот систем					
37	CROSSBOW	0.18	0.10	0.15	Трошоците се ажурирани според планираните активности во 2020 и 2021 година.
38	TRINITY	0.80	0.08	0.08	Нов научно-истражувачки проект финансиран од Horizon2020.
39	Студија за оптимално искористување на двојниот систем собирајници во трансформаторските станици	0.02	0.02	0.02	Скратен е периодот на реализација заради побрза имплементација на концептот.
40	Студија за развој на преносна мрежа	0.08	0.08		Изработка на нова Студија за развој на преносна мрежа врз основа на новата Стратегијата за развој на енергетиката.
41	Студија за зајакнување на мрежата за интеграција на ОИЕ	0.08	0.08		Нова студија финансирана од ЕБОР заради актуелноста на интеграција на ОИЕ.
42	Студија за подобрување на напонскиот профил на регионалната мрежа	0.60	0.60	0.60	Се очекува комплетирање на Студијата на почеток од 2020 година.
43	Студија за оптимална конфигурација на преносната мрежа во југоисточен регион	0.25	0.25	0.03	Студијата ќе се изработи во рамки на WBIF грант за техничка помош и ќе има зголемен обем на работа: повеќе варијанти, проектна и тендерска документација за оптимална варијанта.
Проекти и активности кои се откажани/одложени во новиот план за развој					
	Реконструкција/ревитализација на 110 kV ДВ ТС Кавадарци –ХЕЦ Тиквеш				Според Стратегија за реконструкција/ревитализација на преносна мрежа овие реконструкции имаат понизок приоритет за реализација и се надвор од разгледуваниот 10-годишен период.
	Реконструкција/ревитализација на 110 kV ДВ ТС Г. Петров – ТС Скопје 1				
	Модернизација на испитна станица за столбови				Проектот е одложен.
	Студија за процедури и технологии за организација, управување и планирање во МЕПСО				Студијата е одложена.
	Истражување на можностите за зголемување на преносниот капацитет на интерконекциите на границата МК-ГР				Се очекуваат резултатите од новите пресметки за системски потреби од ENTSO-E TYNDP2020.
	Проекти финансирани од заем, инвестициски грант и грант за Smart Grid (ЕБОР 46274) и сопствени средства на АД МЕПСО				
	Проекти финансирани од заем ЕБОР 44114 и сопствени средства на АД МЕПСО				
	Грант WBIF				
	Грант EBRD				
	Грант HORIZON 2020				

Студија за развој на оптичка и телекомуникациска мрежа и проценка на вкупни трошоци за интегрирање во национален широко појасен план и Проектот за ревитализација на телекомуникациска мрежа предвидени во претходниот план за развој (2018), во новиот план (2019) се надградени во регионален проект за креирање „дигитален автопат“, финансиран преку WBIF и координиран од Светска Банка, позиција 33.

За комплетирање на Студијата за оптимална конфигурација на преносната мрежа во југоисточен регион која ќе ги разгледа сите аспекти, ќе дефинира оптимална варијанта и ќе ја забрза реализацијата на проектот, позиција 43, обезбедени се средства во рамки на WBIF за техничка помош. Студијата ќе има зголемен обем на работа: повеќе варијанти, проектна и тендерска документација за оптимална варијанта и концепти за имплементација на smart grid.

Нови проекти идентификувани во планот за развој се:

- Нов проект за надградба на РП Кратово, позиција 18. Тоа е единствена постојка во преносната мрежа во која далекуводните полиња не се комплетно оформени.
- Систем за променливо дозволено оптоварување на водови (DLR - Dynamic Line Rating), позиција 35. Се работи за нов smart grid проект во рамки на иницијативата за примена на нови технологии во преносна мрежа; проектот е неопходен за максимално искористување на постојниот капацитет на преносните водови.
- TRINITY, позиција 38: нов научно-истражувачки проект финансиран од Horizon2020.

Предвидена е изработка на нова Студија за развој на преносна мрежа, позиција 40, врз основа на новата Стратегијата за развој на енергетиката.

Исто така, имајќи ја предвид актуелноста на интеграција на обновливи извори на енергија, ЕБОР изрази интерес да финансира нова Студија за зајакнување на мрежата за интеграција на ОИЕ.

Според *Стратегија за реконструкција/ревитализација на преносна мрежа*, следните проекти од претходниот план за развој (2018):

- реконструкција/ревитализација на 110 kV ДВ ТС Кавадарци –ХЕЦ Тиквеш и
- реконструкција/ревитализација на 110 kV ДВ ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 1.

имаат понизок приоритет за реализација и се надвор од разгледуваниот 10-годишен период.

Испражувањето на можностите за зголемување на преносните капацитети на интерконекциите на границата МК – GR е одложено и ќе продолжи зависно од резултатите од новите пресметки за системски потреби од ENTSO-E TYNDP2020.

Одложени се и *Пректите за модернизација на исклучна станица за столбови и Студијата за процедури и технологии за организација, управување и планирање во МЕРСО.*

11. ТРОШОЦИ ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРЕНОСНА МРЕЖА НА НОВИТЕ КОРИСНИЦИ**Табела 8. Приказ на трошоците за приклучување на преносна мрежа**

Бр.	Приклучоци	Документи во кои се дефинирани и потврдени трошоците за приклучување на преносна мрежа	Трошоци за приклучување			
			Фиксни трошоци		Варијабилни трошоци*	
			Трошоци за:	вредност (денари без ДДВ)	Трошоци за:	вредност (ЕУР без ДДВ)
1	ВЕЦ Богословец	Студија за приклучување на преносна мрежа изработена: 25.04.2017 година Анекс на Студија за приклучување на преносна мрежа изработен: 05.06.2018 година Решение за согласност за приклучување на преносна мрежа	1. Студија за приклучување на преносна мрежа 2. Одобрување на техничка документација 3. Супервизија на градба 4. Тестови за усогласеност	1,650,090.00 55,003.00 16,500,90 x T** согласно вистинските трошоци	Приклучок на преносна мрежа составен од: 1. Приклучен 2x110kV вод 2. 110kV разводна постројка и Комадно Контролен Објект на МЕПСО во ТС Богословец	2,278,000.00
2	ВЕЦ Демир Капија	Студија за приклучување на преносна мрежа изработена: 19.06.2018 година Решение за согласност за приклучување на преносна мрежа издадено: 19.07.2018 година	1. Студија за приклучување на преносна мрежа 2. Одобрување на техничка документација 3. Супервизија на градба 4. Тестови за усогласеност	1,644,780.00 54,826.00 16,447,80 x T** согласно вистинските трошоци	Приклучок на преносна мрежа составен од: 1. 110 kV далекуводно поле во ТС Дуброво	325,000.00
3	ВЕЦ Миравци	Студија за приклучување на преносна мрежа изработена: 05.2019 година	1. Студија за приклучување на преносна мрежа 2. Одобрување на техничка документација 3. Супервизија на градба 4. Тестови за усогласеност	1,644,780.00 54,826.00 16,447,80 x T** согласно вистинските трошоци	Приклучок на преносна мрежа составен од 110 kV ДВ поле во ТС Валандово	325,000.00
4	ВЕЦ Крушево и СЕЦ Крушево	ПРЕЛИМИНАРНА Студија за приклучување на преносна мрежа изработена: 07.2019 година	1. Студија за приклучување на преносна мрежа 2. Одобрување на техничка документација 3. Супервизија на градба 4. Тестови за усогласеност	1,717,680.00 57,256.00 17,168.80 x T** согласно вистинските трошоци	Приклучок на преносна мрежа составен од 110 kV ДВ поле во ТС Сопотница	325,000.00
5	Директен потрошувач КРАНФИЛД ФАУНДРИ	Студија за приклучување на преносна мрежа изработена: 17.11.2015 година Анекс на Студија за приклучување на преносна мрежа изработен: 03.09.2018 година Решение за согласност за приклучување на преносна мрежа издадено: 04.09.2018 година	1. Студија за приклучување на преносна мрежа 2. Одобрување на техничка документација 3. Супервизија на градба 4. Тестови за усогласеност	547,770.00 54,777.00 16,447,80 x T** согласно вистинските трошоци	Приклучок на преносна мрежа составен од: 1. Приклучен 2x110kV вод 2. 110 kV РП и ККО на МЕПСО во ТС Неокази 3. Доопремување на 110kV ДВ поле во ТС Пробиштип	1,804,000.00
6	Директен потрошувач ИГМ Трејд	Студија за приклучување на преносна мрежа изработена: 02.2018 година Решение за согласност за приклучување на преносна мрежа издадено: 26.03.2019 година	1. Студија за приклучување на преносна мрежа 2. Одобрување на техничка документација 3. Супервизија на градба 4. Тестови за усогласеност	548,260.00 54,826.00 16,447,80 x T** согласно вистинските трошоци	Приклучок на преносна мрежа составен од: 1. Приклучна 110 kV врска 2. 110 kV РП и ККО во ТС ИГМ Трејд 3. Доопремување на 110 kV ДВ полиња во ТС Кавадарци 1 и ХЕЦ Тиквеш	892,000.00
7	втор ТР во ТС Овче Поле	Студија за приклучување на преносна мрежа изработена: 08.2017 година Решение за согласност за приклучување на преносна мрежа издадено: 03.10.2019 година	1. Студија за приклучување на преносна мрежа 2. Одобрување на техничка документација 3. Супервизија на градба 4. Тестови за усогласеност	286,280.00 57,256.00 17,176.80 x T** согласно вистинските трошоци	Приклучок на преносна мрежа составен од 110 kV ДВ поле во ТС Овче Поле	325,000.00

