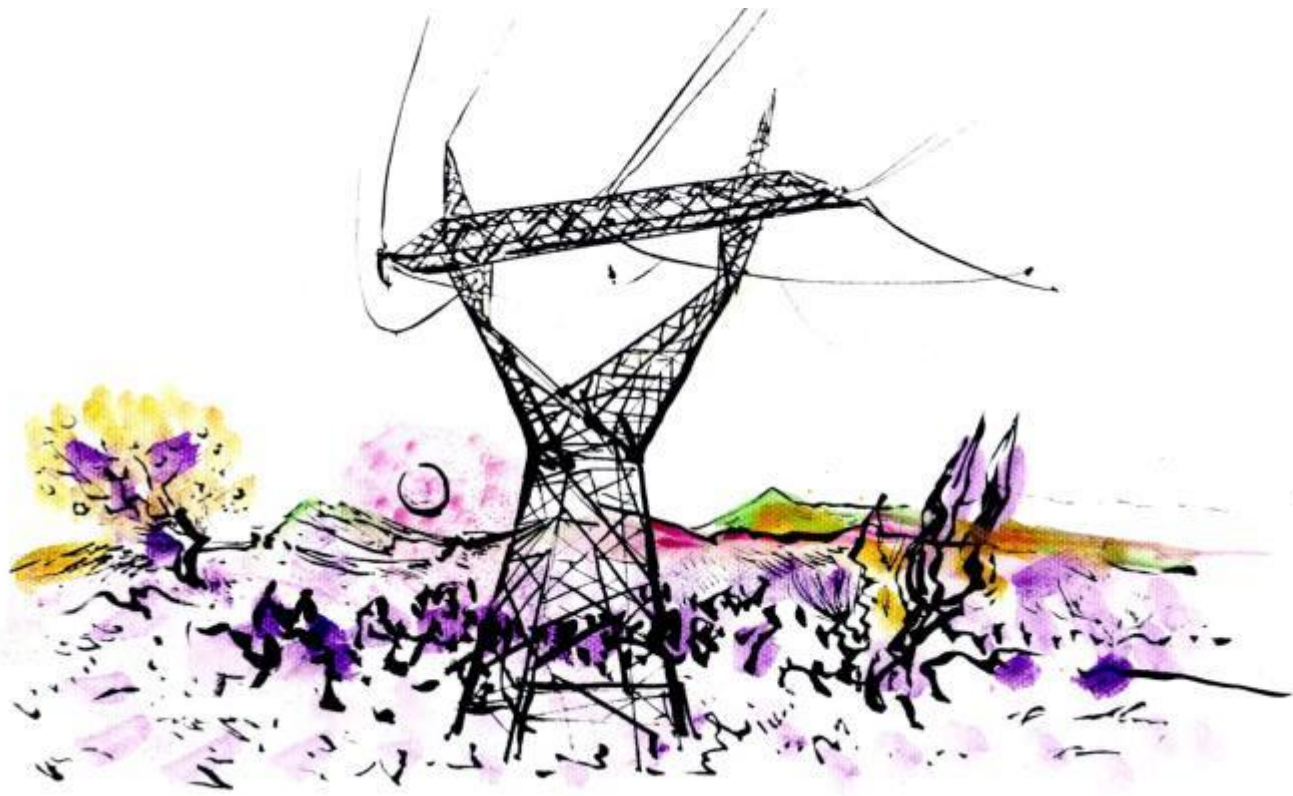


Оддел за инвестиции и развој



ПЛАН ЗА РАЗВОЈ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНИОТ СИСТЕМ ЗА ПЕРИОД 2022 - 2031

октомври, 2021

Наслов: ПЛАН ЗА РАЗВОЈ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНИОТ СИСТЕМ
ЗА ПЕРИОД 2022 - 2031

Автори: Служба за стратешко планирање и развојни анализи
Служба за приклучоци

Содржина

1. Вовед	6
2. Состојба на преносната мрежа во 2021 година	8
3. Реализирани проекти во 2021 година	12
3.1. Реконструкција и ревитализација на трансформаторски станици	12
3.2. Истражување на електропреносниот систем	13
4. Нови интерконективни водови кон соседите	15
4.1. 400 kV интерконекција МК - AL	15
4.1.1. Технички карактеристики	15
4.1.2. Финансиско-економски параметри	17
4.1.3. Имплементација на проектот	18
5. Мерки и инвестиции во период 2022-2031 година	20
5.1. Северен регион на преносната мрежа	20
5.2. Западен регион на преносната мрежа	21
5.3. Источен регион на преносната мрежа	22
6. Реконструкција и ревитализација во електропреносната мрежа	24
6.1. Реконструкција и ревитализација на далекуводи	24
6.1.1. Реконструкција на далекуводи	24
6.1.2. Ревитализација на далекуводи	25
6.2. Реконструкција и ревитализација на трансформаторски станици	26
6.2.1. Ревитализација на високонапонска опрема	27
6.2.2. Реконструкција на РП Кратово	27
6.2.3. Ревитализација на 400/110 kV трансформаторски станици (ТС Битола 2, ТС Дуброво)	27
6.2.4. Ревитализација на ТС Велес и ТС Кавадарци 1	28
6.2.5. Реконструкција и санација на командни згради во трансформаторски станици	28
7. Модернизација на системи за управување	29
7.1. Ревитализација/реконструкција на системи за управување во трансформаторски станици	29
7.2. Замена на крајни станици	29
7.2.1. Набавка и инсталација на крајни станици	29
7.2.2. Набавка и инсталација на мини крајни станици	29
7.3. Системи за мерење на електрична енергија	29
7.3.1. Статична испитна станица и броила за мерење на електрична енергија	29
7.3.2. Паметни броила за мерење на електрична енергија	29
7.4. AMR MDM систем	30

7.4.1.	Надградба и проширување на AMR MDM системот со нови функционалности	30
7.4.2.	Набавка и инсталација на нов AMR MDM систем	30
7.5.	Набавка и инсталација на нов SCADA/EMS систем	30
7.6.	Сигурна соба (инфраструктура) со интегрирани системи за заштита на центарот за податоци (Data Room)	31
8.	Модернизација на електропреносниот систем	32
8.1.	Телекомуникациска опрема и далечински мониторинг на трансформаторските станици	32
8.2.	Подземна инсталација за оптичко поврзување	33
8.3.	Дигитален автопат на Балканот (Balkan Digital Highway)	33
8.4.	Набавка и инсталација на OPGW на 400 kV ДВ Скопје 4 - Битола 2	34
8.5.	Примарен и секундарен Дата центар (Disaster Recovery Site)	35
8.6.	Сајбер безбедност	35
8.7.	Систем за управување и менаџмент на ИТК сервиси и интерконекциска опрема	36
8.8.	Уред за складирање на податоци (Storage)	36
8.9.	Систем за променливо дозволено оптоварување на водови (DLR - Dynamic Line Rating)	37
8.10.	Уред за корекција на напонски профил	37
8.11.	Паметно одржување и менаџмент на опрема (Smart Maintenance and Asset Management)	37
8.12.	Хардвер и софтвер за прогноза на производство од ОИЕ	38
8.13.	Уреди за следење на квалитет на електрична енергија	38
9.	Истражување на електропреносниот систем	39
9.1.	TRINITY	39
9.2.	Студија за системска адекватност и флексибилност на македонскиот електроенергетски систем	39
9.3.	Студија за развој на преносната мрежа	40
10.	Приклучоци на нови корисници на преносната мрежа	41
10.1.	Потрошувачи	45
10.1.1.	Приклучок на директен потрошувач КРАНФИЛД ФАУНДРИ на преносна мрежа	45
10.1.2.	Приклучок на директен потрошувач ИГМ Трејд на преносна мрежа	46
10.1.3.	Приклучок на рудник Плавица на преносна мрежа	47
10.2.	Ветерни електрични централи	48
10.2.1.	Приклучок на ВЕЦ Богословец на преносна мрежа	48
10.2.2.	Приклучок на ВЕЦ Демир Капија (Дрен) и ВЕЦ Дрен 2 на преносна мрежа	49

10.2.3. Приклучок на ВЕЦ Крушево и ФЕЦ Крушево на преносна мрежа	50
10.2.4. Приклучок на ВЕЦ Миравци на преносна мрежа	51
10.2.5. Приклучок на ВЕЦ Копришница на преносна мрежа	52
10.2.6. Приклучок на ВЕЦ Петрово на преносна мрежа.....	52
10.2.7. Приклучок на ВЕЦ Рамно на преносна мрежа	53
10.2.8. Приклучок на ВЕЦ Дојран 1 на преносна мрежа	53
10.2.9. Приклучок на ВЕЦ Дојран 2 на преносна мрежа	54
10.2.10. Најавени потенцијални ветерни електрични центри.....	54
10.3. Фотонапонски електрични центри	55
10.3.1. Приклучок на втор трансформатор во ТС Овче Поле (за приклучување на ФЕЦ со вкупна инсталирана моќност од 25 MW)	55
10.3.2. Приклучок на ФЕЦ Ерџелија на преносна мрежа	56
10.3.3. Приклучок на ФЕЦ Окта на преносна мрежа.....	57
10.3.4. Приклучок на ФЕЦ Битола 2 на преносна мрежа.....	58
10.3.5. Приклучок на ФЕЦ Битола 3 на преносна мрежа.....	58
10.3.6. Приклучок на ФЕЦ Брод Гнеотино на преносна мрежа	59
10.3.7. Приклучок на ФЕЦ Штип на преносна мрежа	60
10.3.8. Приклучок на ФЕЦ Долнени на преносна мрежа.....	61
10.3.9. Приклучок на ФЕЦ Новаци на преносна мрежа.....	62
10.3.10. Приклучок на ФЕЦ Три Чешми Штип на преносна мрежа	63
10.3.11. Приклучок на ФЕЦ Дуброво ИГМ на преносна мрежа	64
10.3.12. Приклучок на ФЕЦ Осломеј 2 на преносна мрежа	65
10.3.13. Приклучок на ФЕЦ Осломеј 3 на преносна мрежа	66
10.3.14. Најавени потенцијални фотоволтаични електрични центри.....	67
10.4. Нова ТЕЦ и нова ТЕ-ТО.....	67
10.4.1. Приклучок на нова ТЕЦ Неготино	67
10.4.2. Приклучок на нова ТЕТО.....	70
11. Реализација на проекти во периодот од 2022 до 2031 година	72
12. Комплексна имплементација на енергетски проекти	75
13. Трошоци за приклучување на преносна мрежа на новите корисници.....	79
14. Конфигурација на преносната мрежа во 2031 година	80

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.

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;
- поврзување со соседните оператори на електропреносен систем, со што ќе се обезбеди и поврзување со соседните оператори на пазар на електрична енергија;
- 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 далекуводи (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 поради 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. За сите инфраструктурни проекти, согласно Законот за градење, МЕПСО изработува студија или елаборат за животна средина каде е направена детална анализа на влијанието на проектот врз животната средина, така што се посветува големо внимание за заштита на флората и фауната.

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 постапка за оптимизација 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, нивното системско значење како и географската поврзаност на водовите. Дополнително се уважени препораките што произлегуваат од веќе изработените развојни планови и студии во МЕПСО.

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 2022 до 2031 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 2021 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 (Червена 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 врски сè уште се во погон, но најчесто работат во островски режим.



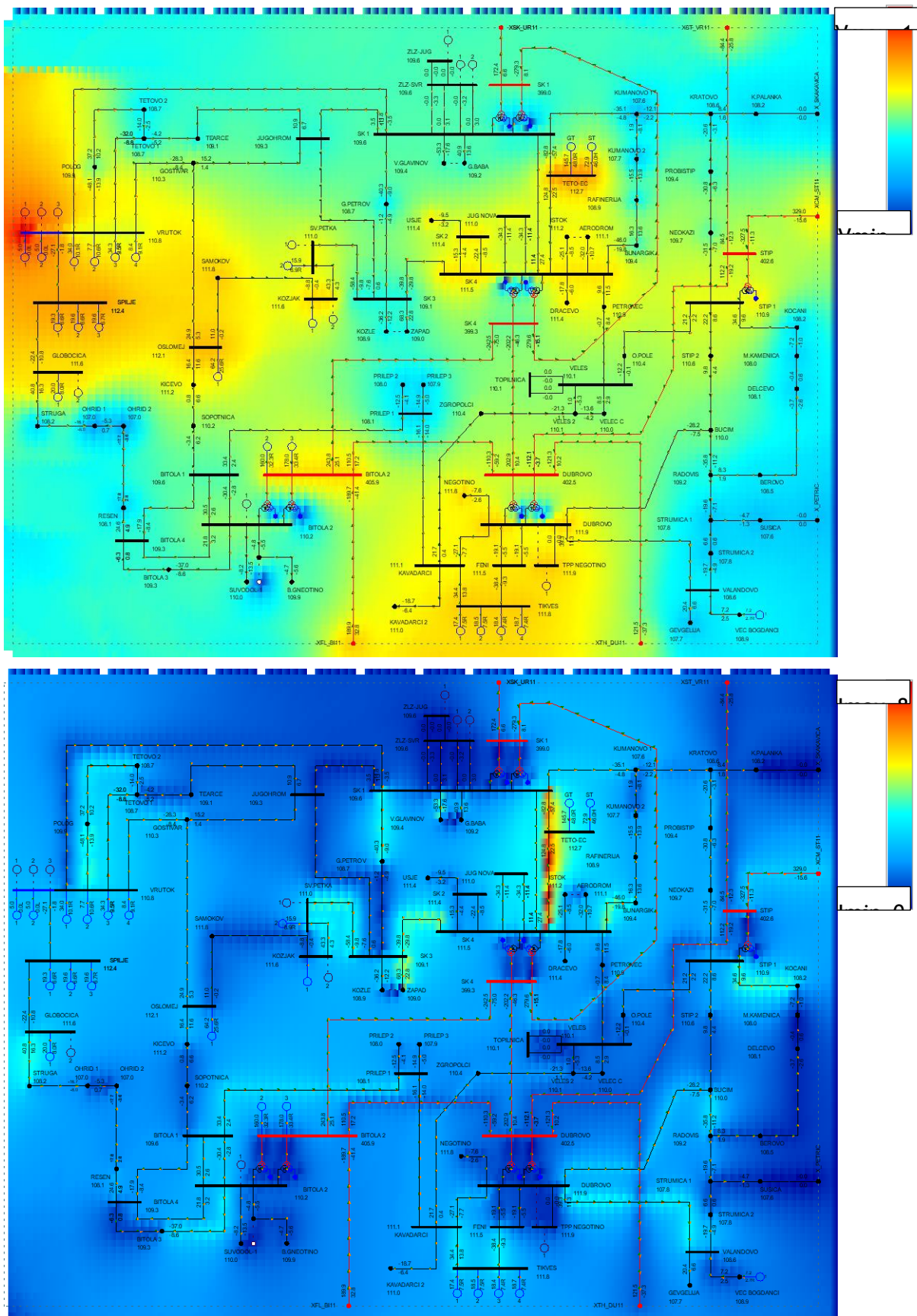
Слика 1. Топологија на преносната мрежа во 2021 година

На следните слики се илустрирани оперативните параметри на режими со високи оптоварувања во преносната мрежа.

Преносната мрежа има добар напонски профил, Слика 2; напоните во 110 kV јазли се блиску до номиналниот напон. Нешто понизок напонски профил има во југозападниот охридско-преспански регион. проблемот е во долгата сервиска врска Глобочица - Струга - Охрид 1 - Охрид 2 - Ресен - Битола 4 каде се јавува нешто поголем пад на напон. Напоните ќе се подобрат со изградба на новата 400/110 kV ТС Охрид (види 4). Слично, напоните се пониски и во југоисточниот валандовско-струмички регион поради отсуство на производни капацитети кои го поддржуваат напонскиот профил. Проектот за зајакнување на преносната мрежа во југоисточниот регион и градбата на нови ОИЕ (види 5.3) ќе ги подобрат напонските прилики.

Во мрежата нема водови оптоварени над дозволените вредности за нормален режим на работа (без испади). Најоптоварени се 110 kV водови кои пренесуваат моќност од електричните центри и/или главните 400/110 kV напојни јазли кон останатите потрошувачи во мрежата.

Во Табела 3 се дадени вредностите на струите на куси врски во различни јазли од преносната мрежа. Високи вредности на струи на куси врски, од околу 30 kA, има во скопскиот регион. Како мерка за намалување на кусите врски се планира секционирање на 110 kV собирници во главните трансформаторски станици ТС Скопје 1 и ТС Скопје 4 (види 5.1).



Слика 2. Режији со високи оптоварувања во преносната мрежа во 2021 година - напонски профил и оптоварување на водови

Табела 3. Максимални вредности на струите на куси врски во преносната мрежа во 2021 година

Јазел	U [kV]	3-CKB [kA]	1-CKB [kA]	Јазел	U [kV]	3-CKB [kA]	1-CKB [kA]
BITOLA 2	400	17.5	15.1	BUCIM	110	8.7	6.9
DUBROVO	400	17.3	14.1	TEARCE	110	8.7	8.3
SK 4	400	14.5	13.3	VELES 2	110	8.7	8.5
STIP	400	14.1	11.9	B.GNEOTINO	110	8.4	7.0
SK 1	400	13.6	12.3	KUMANOVO 1	110	8.4	8.9
SK 4	110	29.5	32.9	TOPILNICA	110	8.3	8.1
SK 1	110	28.4	31.7	VELEC C	110	8.2	8.0
ZLZ-SVR	110	25.7	26.0	O.POLE	110	8.1	6.5
DUBROVO	110	23.6	28.1	POLOG	110	7.8	7.8
TETO-EC	110	22.9	27.8	KUMANOVO 2	110	7.8	7.8
SK 2	110	22.0	20.9	RAFINERIJA	110	7.8	6.9
ZLZ-JUG	110	22.0	20.5	ZGROPOLCI	110	7.6	6.2
BITOLA 2	110	21.8	26.8	SV.PETKA	110	7.5	7.3
V.GLAVINOV	110	21.1	19.9	TETOVO 1	110	7.5	8.0
DRACEVO	110	20.2	17.1	TETOVO 2	110	7.3	7.5
TPP NEGOTINO	110	20.1	20.5	KOZJAK	110	6.9	7.2
JUG NOVA	110	17.5	15.4	RADOVIS	110	6.8	6.1
USJE	110	17.2	15.0	SAMOKOV	110	6.4	6.1
SUVODOL-1	110	15.9	13.6	NEOKAZI	110	6.1	6.1
BITOLA 1	110	15.8	14.4	KICEVO	110	6.1	5.1
STIP 1	110	15.2	17.8	PRILEP 1	110	6.0	5.8
G.BABA	110	15.1	13.6	PROBISTIP	110	5.7	5.7
FENI	110	15.0	13.6	PRILEP 2	110	5.6	5.3
KAVADARCI	110	14.3	13.0	SOPOTNICA	110	5.5	4.2
TIKVES	110	14.1	13.4	SPILJE	110	5.3	5.7
BITOLA 4	110	13.6	12.7	VALANDOVO	110	5.3	6.2
SK 3	110	13.6	13.3	KRATOVO	110	5.1	4.3
NEGOTINO	110	12.9	11.1	RESEN	110	5.0	4.7
AERODROM	110	12.7	10.8	PRILEP 3	110	4.9	4.5
ISTOK	110	12.5	9.8	STRUMICA 1	110	4.8	5.5
ZAPAD	110	12.5	12.1	STRUMICA 2	110	4.8	5.4
KAVADARCI 2	110	12.2	10.5	KOCANI	110	4.6	4.6
G.PETROV	110	12.1	10.6	GLOBOCICA	110	4.5	4.8
BITOLA 3	110	11.8	10.2	VEC BOGDANCI	110	3.8	5.6
PETROVEC	110	11.4	9.8	M.KAMENICA	110	3.5	3.2
STIP 2	110	11.3	10.4	BEROVO	110	3.5	2.9
VRUTOK	110	11.0	12.6	OHRID 2	110	3.4	3.7
KOZLE	110	10.8	9.8	STRUGA	110	3.4	3.6
MILADINOVCI	110	10.1	7.1	OHRID 1	110	3.4	3.8
JUGOHRM	110	9.8	10.1	DELCEVO	110	3.2	2.9
GOSTIVAR	110	9.4	9.3	GEVGELIJA	110	3.1	3.5
OSLOMEJ	110	8.9	9.7	SUSICA	110	3.1	2.8
VELES	110	8.9	8.8	K.PALANKA	110	3.0	2.5
BUNARGIK	110	8.8	8.0				

3. РЕАЛИЗИРАНИ ПРОЕКТИ ВО 2021 ГОДИНА

Пандемијата со корона вирусот не претставуваше пречка МЕПСО да обезбеди сигурно, доверливо и стабилно (безбедно) функционирање на преносната мрежа и непречена реализација на капиталните инвестициски проекти и студии. Голем дел од проектите беа успешно реализирани според предвидената динамика. Сепак, пандемијата беше причина за продолжување на периодот на реализација на некои проекти и студии без никакви финансиски импликации.

Најзначаен настан за работењето на МЕПСО изминатава година беше поставување на камен темелник за изградба на 400/110 kV трансформаторска станица во близина на Охрид преку која нашата земја преку интерконективен 400 kV далекувод ќе се поврзе со Албанија.



Слика 3. Поставување на камен темелник на 400/110 kV трансформаторска станица во близина на Охрид

3.1. РЕКОНСТРУКЦИЈА И РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ТРАНСФОРМАТОРСКИ СТАНИЦИ

Реконструкцијата и ревитализацијата на опремата во трансформаторските станици во 2021 година се одвива непречено и според планираната динамика на работа.

Во ТС Скопје 4 е извршена замена на дел од високонапонската опрема (прекинувачи, разделувачи и мерни трансформатори) и дел од секундарната опрема што подразбира најмодерна опрема за далечинско управување SCADA и нова генерација нумерички заштитни релеи. Во оваа трафостаница променети се и носачите и фундаментите за 400 kV постројка.

Како дел од проектот за ревитализација на примарната опрема на дел од 400/110 kV трафостаници на МЕПСО, во ТС Битола 2 направена е промена на тринаесет 110 kV прекинувачи.

3.2. ИСТРАЖУВАЊЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНИОТ СИСТЕМ

Оваа година се финализираат активностите во рамките на проектот CROSSBOW (CROSS BOrder management of variable renewable energies and storage units enabling a transnational Wholesale market) кој е финансиран е од развојниот фонд на Европската Комисија Horizon 2020. Главните цели на проектот беа подобро управување со прекуграничните текови на моќност, примена на енергетски складишта за обезбедување на системски услуги, формирање на платформа за тргување со системски услуги, подобрена примена на телекомуникациска и информатичка опрема за опсервабилност на системот и профилирање на товарот на дистрибутивно ниво, развој на транс-национален пазар на електрична енергија со интегрирање на обновливи извори на електрична енергија. Целите на проектот се остварени преку развивање на 9 алатки кои им се достапни на партнерите во проектот.

Студијата за подобрување на напонскиот профил на регионалната мрежа го истражуваше долгогодишниот проблем со високи напони кој е присутен во регионалната преносна мрежа на Западен Балкан, а се одразува и во Хрватска и Словенија. Предлог решението кое го понуди оваа студија за македонската преносна мрежа е набавка на уред за корекција на напонот - 150 MVAг варијабилен реактор кој што е потребно да се инсталира во ТС Дуброво на 400 kV собирнички систем.

Поради сè поголемата заинтересираност за изградба на центри од ОИЕ, ЕБРД и МЕПСО ја согледаа потребата за изработка на акциски план кој ги дефинира техничките мерки и инвестиции за поддршка на инсталирање на големи капацитети од ОИЕ во македонскиот електроенергетски систем:

- Имплементација на избраното „зелено“ сценарио од Стратегијата за развој на енергетиката до 2040 година.
- Понатамошна надградба на правната и регулаторна рамка во енергетскиот сектор.
- Зголемување на регулациските/балансирачките можности на конвенционалните електрични центри.
- Континуирани активности за обука и надградба на инженерскиот кадар.
- Навремена имплементација на идентификуваните проекти за развој на преносната мрежа.
- Модернизација на постојната инфраструктура за управување на електроенергетскиот систем.
- Надградба на постојните алатки и опрема за оперативно планирање.
- Примена на компоненти и технологии од „интелигентни мрежи“ во управувањето на електроенергетски систем (SCADA/EMS/DMS, DLR, DSM, BESS, smart meters).

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 и сончеви електрични центри, дел од хидроцентралите од проектот Вардарска Долина, како и големи индустриски потрошувачи. 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 изработи студија за оптимална конфигурација на преносната мрежа во југоисточниот регион која истражи различни варијанти за развој/надградба на мрежата

и направи техно-економска оптимизација. Во рамките на првата компонента се изработи студија за оправданост и студија за проценка на влијание врз животната средина; студија за систем за променливо дозволено оптоварување на водови (DLR - Dynamic Line Rating) и студија за имплементација на специјален софтверски и хардверски пакет за одржување на преносната мрежа (AM - Asset Management). Во втората компонента од студијата ќе се изработи проектна и тендерска документација за избраното решение кое опфаќа изградба на 400/110 kV ТС Милетково во близина на постоечката 110/35/10 kV ТС Валандово која ќе биде поврзана со влез/излез на постојниот 400 kV ДВ Дуброво - Солун и ќе се направи реконструкција на 110 kV потег Валандово - Струмица.



Слика 4. Работни активности на терен - трафостаници и далекуводи

4. НОВИ ИНТЕРКОНЕКТИВНИ ВОДОВИ КОН СОСЕДИТЕ

Придобивките од интерконекциите се огледуваат преку приходи од: зголемување на прекуграничниот преносен капацитет, пораст на транзити меѓу системите во регионот, намалување на загуби на електрична енергија 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.

4.1. 400 kV ИНТЕРКОНЕКЦИЈА МК - AL

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 далекувод Битола (МК) - Елбасан (AL) 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 новиот 400 kV далекувод Битола (МК) - Елбасан (AL).

400 kV интерконекција МК - AL има регионално значење и PEI 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 15.

4.1.1. Технички карактеристики

Проектот за 400 kV интерконекција МК - AL на македонска територија е составен од:

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

Во Табела 4 е прикажана техничката спецификација на македонскиот дел од 400 kV далекувод Битола (МК) - Елбасан (AL).

Табела 4. Техничка спецификација на 400 kV ДВ ТС Битола - МК/АЛ граница

Номинален напон	400 kV
Должина во МК	97,409 km
Тип на столбови	Челично-решеткаст, тип “У”
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 mnnv
Среден распон	358,26 m



Слика 5. Траса на 400 kV интерконективен ДВ ТС Битола 2 - МК/АЛ граница и 400/110 kV ТС Охрид

ТС 400/110 kV Охрид ќе се изгради во непосредна близина на с. Мешеишта. Во неа се планира да се инсталира енергетски трансформатор со привидна моќност од 300 MVA. Структурата на трансформаторската станица е прикажана во Табела 5:

Табела 5. Структура на 400 kV и 110 kV разводна постројка во 400/110 kV ТС Охрид

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 поле 1	3. Резервно ДВ поле
4. Резервно ТР поле	4. ТР поле 1
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

4.1.2. Финансиско-економски параметри

Студија за оправданост на 400 kV интерконекција МК - АЛ

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

Табела 6. Финансиски параметри на 400 kV интерконекција Битола (МК) - Елбасан (АЛ)

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 (Benefit Cost Ratio)	2.6
Интерна стапка на враќање (IRR)	12,5 %

Проценетата инвестициската вредност според *Студијата за оправданост на 400kV интерконекција Битола - Елбасан* на македонскиот дел од проектот е следен:

Табела 7. Проценета инвестиција на компоненти на 400 kV интерконекција МК - АЛ

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

Обезбедени средства за имплементација на македонскиот дел од 400 kV интерконекција Битола - Елбасан

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 400 kV интерконекција Елбасан (АЛ) - 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 110 kV далекуводи на ТС 400/110 kV Охрид.
- WBIF инвестициски грант (WB-IG00-MKD-ENE-01) - 12.000.000 евра.

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

- ознака: ЕБОР заем бр.46274,
- датум на потпишување: 10.12.2015 година,
- заем: 37.000.000 EUR и
- рок на отплата: 15 години со вклучен грејс период од 3,5 години.

Вкупните трошоци според потпишаните договори, структурата на извори за финансирање и временската динамика на реализација за период 2022-2031 се прикажани на позиција 1 и позиција 2 од Табела 15.

Распределбата на трошоците за изведба (според потпишаните договори; тука не се вклучени трошоците за студиските истражувања, техничката документација и консултантските услуги) според изворите за финансирање е следна:

Табела 8. Трошоци според договори за изведба на 400 kV интерконекција МК - AL

Компоненти	Сумарни вредности (MEUR)	Заем (MEUR)	Сопствени средства (MEUR)	Грант (MEUR)
400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 - МК/AL граница	14,59	9,59	0	5,00
400/110 kV ТС Охрид и ново 400 kV ДВ поле во ТС Битола 2	14,37	10,37	0	4,00

4.1.3. Имплементација на проектот

Завршени активности:

- Изработка на Фисибилити студија и Студии за оценка 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 грант 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.
- Потпишување на договори за градење:
 - за 400 kV далекувод Битола - МК/AL граница: Енергоинвест, Сараево,
 - за 400/110 kV ТС Охрид: Кончар, Загреб.
- Поставен е камен темелник за изградба на трафостаницата.

Следни чекори:

- финализирање на проектирањето на трафостаницата и далекуводот,
- околчување на локација на трафостаницата и далекуводот,
- геомеханички истражувања,
- градежни активности, пристапен пат, нарачување и достава на опрема.

Проектот се очекува да се реализира до 2023 година.

5. МЕРКИ И ИНВЕСТИЦИИ ВО ПЕРИОД 2022-2031 ГОДИНА

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

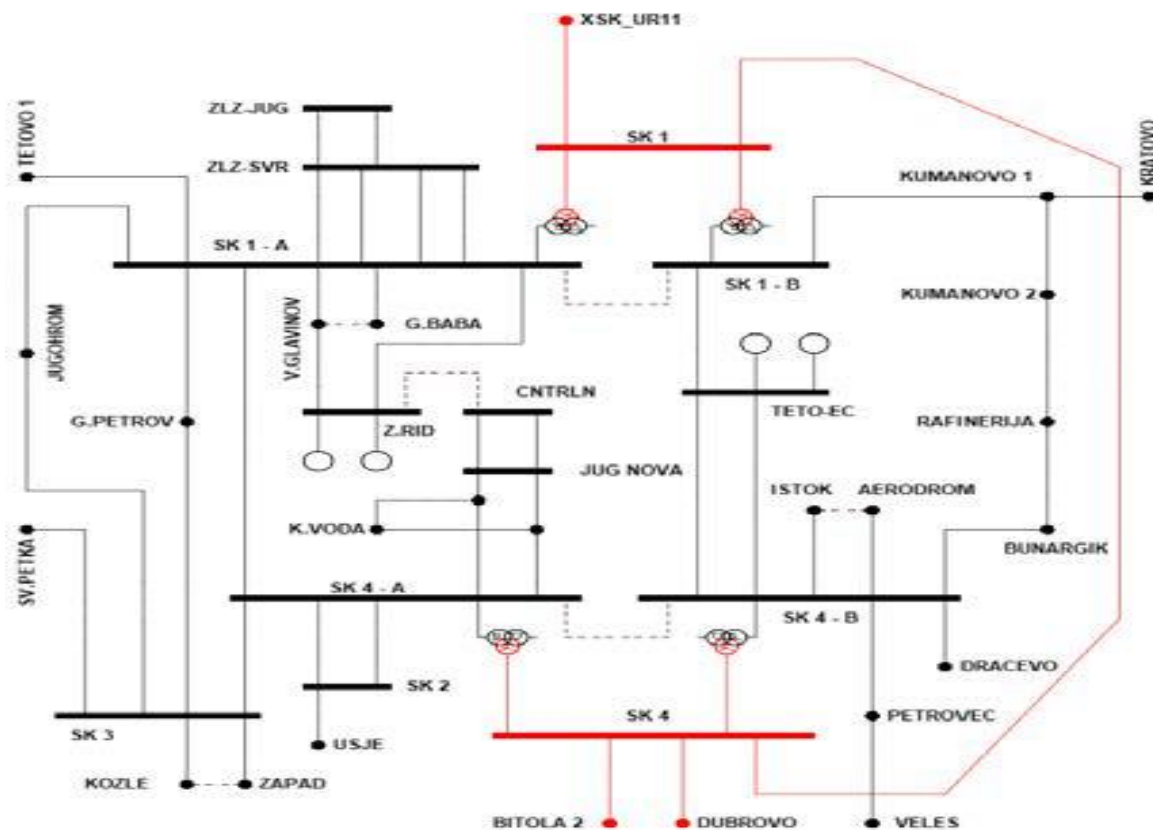
Потенцијалните нарушувања на сигурноста на погонот за краткорочниот период ќе се решаваат со редиспечинг на производството и/или растоварување на системот, со мали зафати во мрежата и со завршување на веќе започнатите проекти, додека за среднорочен/долгорочен период со реализација на нови проекти.

5.1. 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.

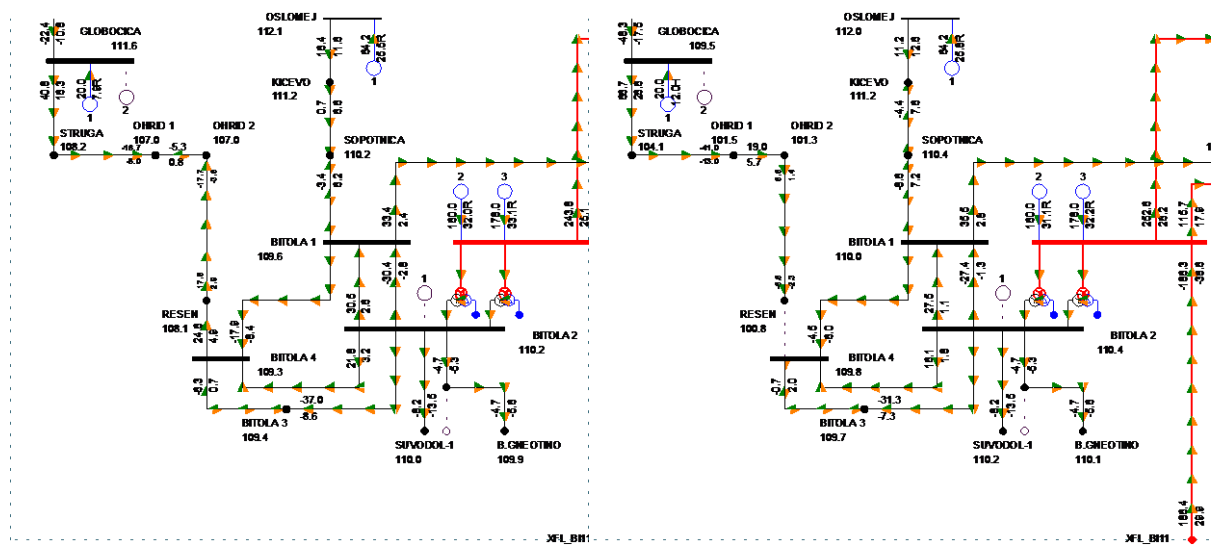


Слика 6. Можности за секционирање на преносната мрежа во скопски регион, планирана топологија на среднорочен хоризонт

5.2. ЗАПАДЕН РЕГИОН НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

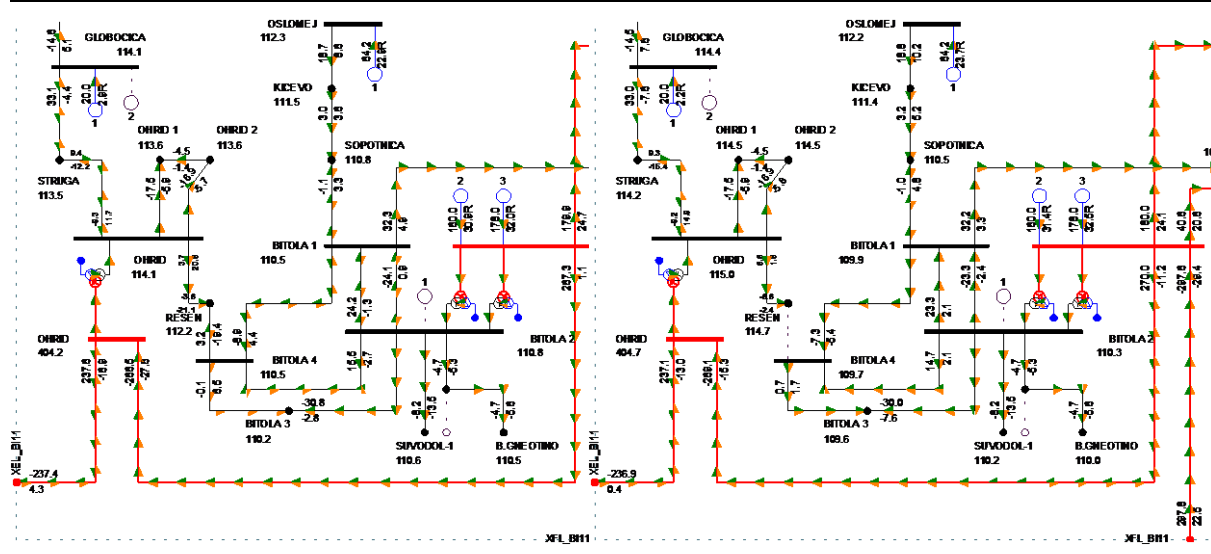
Во полошкиот регион во фаза на реализација е проектот за изградба на двосистемски 110 kV далекувод на потегот од ХЕЦ Вруток до ТС Тетово 1 и реконфигурација на преносната мрежа во регионот. Во 2022 година ќе се изведуваат градежни и електромонтажни работи за изградба и надзор на далекуводот. Овој проект е прикажан на позиција 8 од Табела 15.

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 е пролонгиран за две години и се очекува да се реализира во периодот 2023-2027. Проектот е прикажан на позиција 3 од Табела 15.



сегашна топологија во југозападен регион
состојба без испади

сегашна топологија во југозападен регион
испад на 110 kV далекувод Ресен - Битола 4



нова 400/110 kV ТС Охрид во погон
состојба без испади

нова 400/110 kV ТС Охрид во погон
испад на 110 kV далекувод Ресен - Битола 4

Слика 7. Придобивки од 400/110 kV ТС Охрид во однос на критични режими на работа

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 2023 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), види Слика 7. Сè додека не се изгради ТС 400/110 kV Охрид, види 4.1, 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 реализира во периодот 2022-2023 година. Одложувањето на почетокот на реконструкцијата е поради тоа што се изработи дополнителна студија за дефинирање на најдоброто решение. 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 на позиција 14 од Табела 15.

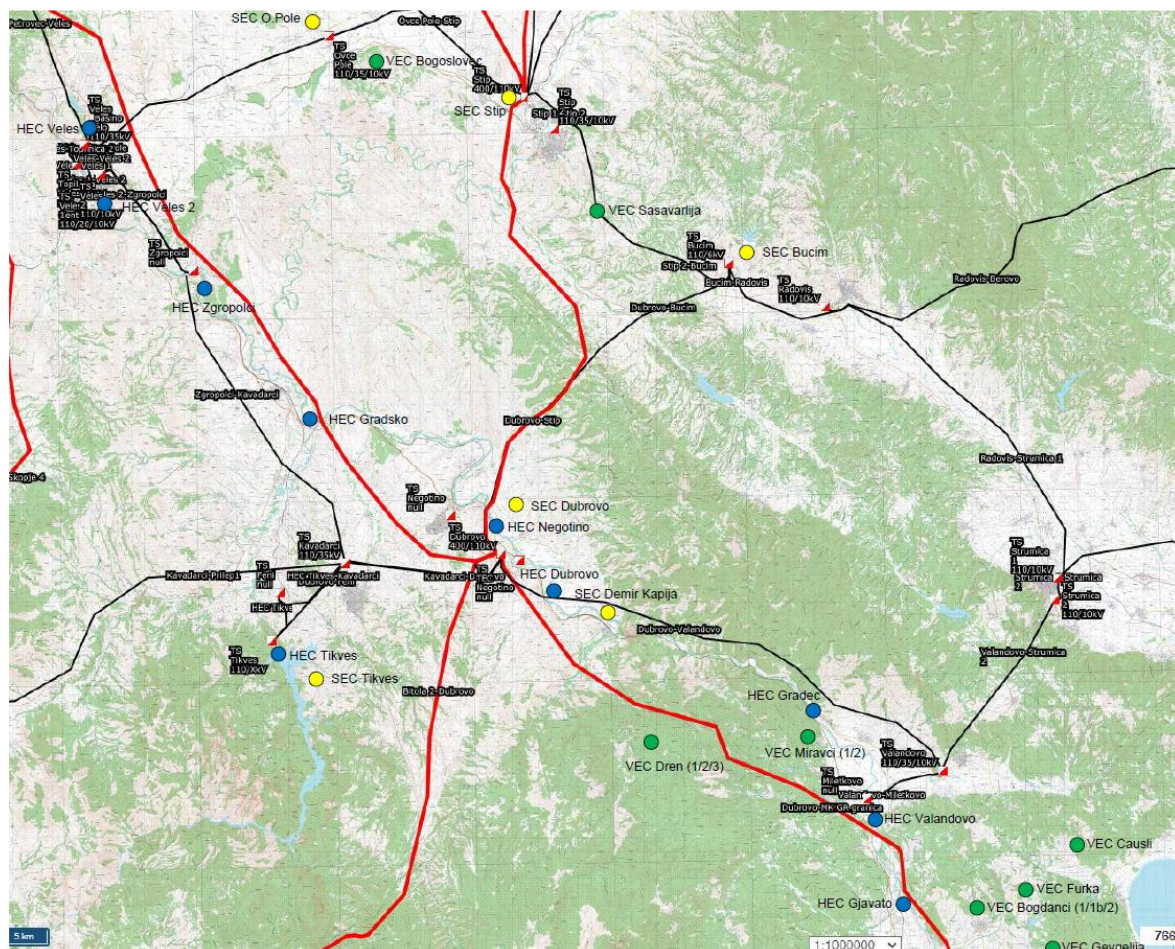
Долгорочното решение на проблемот со преоптоварувањето во западниот регион е предвидено со дополнителна реконструкција/ревитализација на 110 kV потег ТС Полог - ХЕЦ Вруток - ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Глобочица - ТС Струга со користење на спроводници со поголема преносна моќност и мал провес (АААС). Поради важноста на овој потег за стабилноста на електропреносниот систем, оваа реконструкција/ревитализација е планирана да започне во 2024 година. 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 на позиција 15 од Табела 15.

5.3. ИСТОЧЕН РЕГИОН НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Во југоисточниот (валандовско-струмичкиот) регион се очекува градба на значителен број обновливи извор на енергија (ОИЕ) - ветерни и сончеви¹ електрични центри. Нивното приклучување на преносната мрежа доведува до 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 ОИЕ во југоисточниот регион, според изработената студија за зајакнување на преносната мрежа во Југоисточна Македонија предвидена е изградба на 400/110 kV ТС Милетково во близина на постоечката 110/35/10 kV ТС Валандово која ќе

¹ Сончевите електрични центри (СЕЦ) користат различна технологија за производство. Во моментот најчесто се изведуваат паркови со фотонапонски панели, но исто така постојат кровни/фасадни фотонапонски панели. За големи капацитети постои и изведба со огледални површини и конденациски тип на производство. Во текстот генерално се користи кратенката СЕЦ за сите типови сончеви електрични центри, додека за конкретни приклучоци на корисници се наведува и технологијата; досега сите корисници планираат изведба на фотонапонски сончеви центри (ФЕЦ).

биде поврзана со влез/излез на постојниот 400 kV ДВ Дуброво - Солун и ќе се направи реконструкција на 110 kV потег Валандово - Струмица. Во наредниот период ќе се изработи проектна и тендерска документација за избраното решение; позиција 4 од Табела 15.



Слика 8. Нови електрични центри во југоисточен регион
(потенцијален капацитет според „зелено“ сценарио:
СЕЦ 250 MW, ВЕЦ 536 MW, ХЕЦ 185 MW)

За надминување на состојбата со ниски напони во источниот регион во долгорочниот период се предвидува вградување на компензациски уред (извор на реактивна моќност) во 110 kV ТС Кочани со минимална моќност 25 MVar. Овој проект е прикажан на позиција 23 од Табела 15.

Со зголемување на оптоварувањето во среднорочниот и долгорочниот период во кумановскиот регион и поради нарушена сигурност на работата на системот за критериум N-1, потребно е да се изгради нова 400/110 kV ТС 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 на позиција 5 од Табела 15.

6. РЕКОНСТРУКЦИЈА И РЕВИТАЛИЗАЦИЈА ВО ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Процесот на стареење на преносните постројки и опремата има значително влијание врз состојбата 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, системи 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.

6.1. РЕКОНСТРУКЦИЈА И РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ДАЛЕКУВОДИ

Македонската преносна мрежа е интензивно градена во 60-тите и 70-тите години од минатиот век. Еден од главните предизвици на МЕПСО е реконструкцијата 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.

6.1.1. 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 Табела 9:

Табела 9. Реконструкција на 110 kV далекуводи во фаза на изведба (позиции од 9 до 13 во Табела 15)

Далекувод	Должина (km)	Година на градба	Активности во 2021
ТС Бунарџик - ТС Миладиновци	5,5	1971	Во фаза на проектирање и изведба
ТС Велес - ТС Овче Поле	21	1960	Во фаза на изведба
ТС Штип - ТС Овче Поле	17,9	1960	Во фаза на изведба
ТС Битола 1 - ТС Прилеп 1	33,7	1963	Во фаза на изведба
ТС Скопје 4 - ТС Петровец - ТС Велес	37	1953	Во фаза на изведба

Во 2022 година за реконструкција на 110 kV далекуводи Бунарџик - ТС Миладиновци, ТС Велес - ТС Овче Поле, ТС Штип - ТС Овче Поле, ТС Битола 1 - ТС Прилеп 1 и ТС Скопје 4 - ТС Петровец - ТС Велес (позиции од 9 до 13 во Табела 15) предвидена е изведба на градежни и електромонтажни активности и надзор на целокупната работа.

Според мерките кои треба да се преземат во следниот десетгодишен период за обезбедување на сигурно напојување со електрична енергија без преоптоварување 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 10. Реконструкција/ревитализација на 110 kV далекуводи во период 2022-2031 (позиции: 4, 7, 14 и 15 во Табела 15)

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

6.1.2. Ревитализација на далекуводи

Се планира континуирана ревитализација на постојните далекуводи на МЕПСО според плановите за одржување на преносната мрежа со замена на изолаторски вериги, спојна и овесната опрема, земјоводните јажиња и замена на постоечките спроводници со нов

² HTLS (High Temperature Low Sag) спроводници со висока работна температура и мал провес

тип на јажиња со подобри карактеристики во однос на досегашните; позиција 6 од Табела 15.



Слика 9. Интервенции на далекуводи

6.2. 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 следниот период се предвидува замена на еден енергетски трансформатор во ТС Скопје 4 и ТС Дуброво. Овие замени на енергетските трансформатори се прикажани во позициите 19 и 20 од Табела 15.

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.

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

6.2.1. Ревитализација на високонапонска опрема

Планот за ревитализација на дел од високонапонската опрема - разделувачи во неколку трафостаници произлегува од потребата да се намалат трошоците за одржување и да се зголеми доверливоста и расположливоста на елементите во системот. Постоечките разделувачи се стари (просечна старост 35 години), со чести дефекти поради кои се зголемени трошоците за одржување.

Со овој проект, во 2022 година, ќе бидат променети разделувачи во следните трафостаници:

Табела 11. Ревитализација на разделувачи во 13 трафостаници
(позиција: 17 во Табела 15)

Трансформаторска станица	број на полиња	број на разделувачи
Битола 1	8	23
Битола 3	3	5
Битола 4	4	6
Бучим	5	13
Радовиш	5	8
Струмица 2	3	5
Скопје 3	10	22
Ѓорче петров	5	6
Крива паланка	5	7
Македонска каменица	3	5
Куманово 2	5	7
Кочани	5	7
Самоков	4	6
Вкупно	65	120

6.2.2. 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 на позиција 18 од Табела 15.

6.2.3. Ревитализација на 400/110 kV трансформаторски станици (ТС Битола 2, ТС Дуброво)

Во ТС Битола 2 во тек е реконструкција на високонапонската опрема и тоа 400 kV и 110 kV разделувачи и мерни трансформатори и реконструкција на секундарната опрема, позиција 22 од Табела 15. Со реконструкцијата, во 2022 година ќе бидат набавени и монтирани 25 разделувачи на сите 9 полиња и 14 потпорни изолатори за 8 полиња во 400 kV разводна постројка, а во 110 kV разводна постројка ќе бидат набавени и монтирани 42 разделувачи на сите 14 полиња и 75 мерни трансформатори на 13 полиња.

Во наредните две години планирана е ревитализацијата на 400 kV разделувачи во ТС Дуброво на сите полиња (22 сета), изградба на ново 110 kV поле (C2) за домашна потреба (со 110 kV напонски мерни трансформатори со голема моќност) и делумна реконструкција на 6 kV постројка (промена на прекинувачи, мерни трансформатори, релејна заштита и управување - SCADA); позиција 21 од Табела 15. Во 2022 година е предвидена тендерска постапка за избор на изведувач, одобрување и нарачка на опремата.

6.2.4. 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 опрема за напојување, релејна заштита и управување; позиција 24 од Табела 15.

6.2.5. Реконструкција и санација на командни згради во трансформаторски станици

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 со цел намалување на енергетските потреби на објектот - командна зграда преку ефикасно користење на енергијата со имплементирање на мерки за енергетска ефикасност. Остварување на целите за одржлив развој ќе се постигнат со намалување на потрошувачката на енергија и намалување на негативното влијание врз животната средина. Преку подобрување на енергетските карактеристики на командната зграда и со искористување на обновливите извори на енергија ќе се зголеми енергетската ефикасност во јавниот објект; позиција 25 од Табела 15. Во 2022 година ќе се изработи проектна документација.



Слика 10. Монтажа на опрема во трансформаторски станици

7. МОДЕРНИЗАЦИЈА НА СИСТЕМИ ЗА УПРАВУВАЊЕ

7.1. РЕВИТАЛИЗАЦИЈА/РЕКОНСТРУКЦИЈА НА СИСТЕМИ ЗА УПРАВУВАЊЕ ВО ТРАНСФОРМАТОРСКИ СТАНИЦИ

Во следните две години, МЕПСО ќе ги ревитализира и модернизира системите за управување во ТС Самоков, ТС Струмица 1, ТС Сушица, ТС Ресен и ТС Делчево. Со реконструкцијата се предвидува инсталирање на нови локални SCADA системи со што ќе се овозможи прибирање на податоците во реално време. Во Струмичкиот Регион ќе се овозможи опсервабилност бидејќи во овој момент не се прибираат податоци од ТС Струмица 1 и ТС Струмица 2, додека пак ваков систем во ТС Сушица е од особена важност поради интерконективниот вод кон Бугарија; позиција 26 од Табела 15.

7.2. ЗАМЕНА НА КРАЈНИ СТАНИЦИ

7.2.1. Набавка и инсталација на крајни станици

Далечинска крајна станица е електронски уред контролиран од микропроцесор кој ги поврзува објектите во физичкиот свет со дистрибуиран контролен систем или SCADA систем преку пренесување на податоците од телеметрија до главен систем и со користење на пораки од главниот супервизорски систем за контрола на поврзани објекти. Набавката и инсталацијата на вакви уреди во 110/x kV трафостаници ќе обезбеди прибирање на податоци во НДЦ и РДЦ неопходни за надзор и управување на електропреносниот систем; позиција 27 од Табела 15.

7.2.2. Набавка и инсталација на мини крајни станици

МЕПСО е обврзан на членките на СММ блокот и на соседните преносни оператори да им обезбеди измерени вредности од главните и резервните мерења од интерконективните водови за размена на енергија. Со цел задоволување на овие барања неопходна е набавка на мини RTU уреди со кои ќе се овозможи прибирање и пренос на мерења од интерконективните водови. Со обезбедување на редундантни мерења од интерконекциите ќе се постигне и поголема сигурност во управувањето со електроенергетскиот систем; позиција 27 од Табела 15.

7.3. СИСТЕМИ ЗА МЕРЕЊЕ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

7.3.1. Статична испитна станица и броила за мерење на електрична енергија

МЕПСО има обврска да врши редовна верификација на броилата за мерење на електрична енергија во соодветна испитна станица. Постоечката станица за испитување на броилата е веќе застарена и амортизирана (интензивно се користи од 2005 година) и потребно е да биде заменета со нова; позиција 28 од Табела 15.

7.3.2. Паметни броила за мерење на електрична енергија

МЕПСО во системот за мерење користи електронски статички броила со висока класа на точност од 0,5% и 0,2%. Броилата се користат за формирање на нови мерни места, при замена на дефектни броила, при периодична верификација кога има потреба од замена на десетина броила истовремено или замена на броила во краток временски период. Последната набавка на вакви броила била во 2012 година. Во овој момент МЕПСО има на располагање само неколку броила што не ги задоволуваат потребите за доверливост и сигурност на мерењето на интерконективните мерни места, и мерниот систем може да се доведе во критична фаза, односно во состојба на нерасположливост; позиција 29 од Табела 15.

7.4. AMR MDM СИСТЕМ

7.4.1. Надградба и проширување на AMR MDM системот со нови функционалности

Системот за далечинско прибирање и процесирање на податоци од броила е софтвер кој врши долгорочно складирање и управување со голем број на податоци доставени од паметни мерни системи. Со цел реализација на обврските на МЕПСО на национално и меѓународно ниво кои вклучуваат достапност на податоците од броилата на корисниците на преносната мрежа, дневната динамика на отчитување и доставување на измерените податоци на платформата за транспарентност, како и изработка на фактури за користење на преносна мрежа, потребно е надградување и проширување на постоечкиот систем со додавање на нови функционалности (фактурирање, размена на податоци со соседни систем оператори) со што ќе се обезбеди негово непречено функционирање; позиција 30 од Табела 15.

7.4.2. Набавка и инсталација на нов AMR MDM систем

Системот за далечинско прибирање и процесирање на податоци има технолошки век од 7 до 10 години. Со оглед на тоа дека постојниот систем застарува за 7 до 8 години и нема да може соодветно да се ревитализира/прошири/надгради (заради застареност на хардверот и софтверот на целокупната платформа), потребно е на истекот на технолошкиот век да се замени со нов; позиција 31 од Табела 15.



Слика 11. Национален диспечерски центар

7.5. НАБАВКА И ИНСТАЛАЦИЈА НА НОВ SCADA/EMS СИСТЕМ

SCADA системот е од клучно значење за непречено работење на Националниот диспечерски центар (НДЦ) од каде се контролира и управува електроенергетскиот систем. Преку овој систем се добиваат податоци за работата на електропреносниот

систем во реално време со цел непрекинато, доверливо и безбедно напојување на електрична енергија за потрошувачите.

Земајќи ја предвид постојната состојба на SCADA/EMS системот кој е инсталиран во НДЦ и резервниот диспечерски центар (РДЦ) како од хардверски аспект (застареност на опремата, таа е на истек од нејзиниот технолошки век, проблеми со сервисирање, одржување и слично) така и од софтверски аспект (апликативни компоненти кои се технолошки надминати во однос на пристапите, барањата, можноста и начинот на исполнување на обврските на МЕПСО кон ENTSO-E), се наметнува неопходноста МЕПСО навремено да ги започне и планира сите чекори потребни за реализација на нов SCADA/EMS систем; позиција 32 од Табела 15.

7.6. СИГУРНА СОБА (ИНФРАСТРУКТУРА) СО ИНТЕГРИРАНИ СИСТЕМИ ЗА ЗАШТИТА НА ЦЕНТАРОТ ЗА ПОДАТОЦИ (DATA ROOM)

Сигурната соба претставува централна локација/сала на ТСУ (Технички систем за управување) во која се сместени системот за управување со електроенергетскиот систем, системот за прибирање и обработка на податоци од броилата за електрична енергија, системите за размена на оперативни податоци и системот за аукции за алокација на расположливи прекугранични преносни капацитети на МЕПСО.

Целта на овој проект е развивање на дизајн концепт за сигурна соба во согласност со функционалните барања и со важечките стандарди и прописи, дефинирање на изведбено решение, изработка на техничка документација на ниво на проект, изведба (испорака и вградување) на Сигурна соба со системи за заштита на центарот за податоци со што би биле опфатени следните системи: физичка модуларно изведена заштитна серверска просторија тип “соба во соба”, систем за водење кабли, осветлување, сигнализација, систем за детекција, јавување и гасење на пожари за Сигурната соба, систем за мониторинг и систем за контрола на пристап и видео надзор на Сигурната соба, како и прилагодување или замена на постојниот систем за ладење во однос на задоволување на сегашните и идните потреби.

Воедно, со создавање на контролирана и безбедна околина со соодветни услови за оптимално функционирање, со далечински мониторинг над функционалноста на овие заштитни системи, контрола на пристап и видео надзор ќе се зголеми расположливоста на центарот, ќе се обезбеди непрекинато на услугите, достапност на податоците и континуитет во работењето во согласност со безбедносните контроли и стандарди за заштита на центрите за податоци во електропреносните оператори; позиција 33 од Табела 15.

8. МОДЕРНИЗАЦИЈА НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНИОТ СИСТЕМ

Модернизацијата, дигитализацијата и кибернетска сигурност на електропреносниот систем се значаен дел од работата на МЕПСО. За таа цел во овојгодишениот план за развој на системот МЕПСО воведува пет нови проекти: примарен и секундарен дата центар, систем за управување и менаџмент на ИТК сервиси и интерконекциска опрема, уред за складирање на податоци, хардвер и софтвер за прогноза на производство од ОИЕ и уреди за следење на квалитет на електрична енергија.

8.1. ТЕЛЕКОМУНИКАЦИСКА ОПРЕМА И ДАЛЕЧИСКИ МОНИТОРИНГ НА ТРАНСФОРМАТОРСКИТЕ СТАНИЦИ

МЕПСО има изградено сопствена телекомуникациска инфраструктура за телекомуникациско поврзување на електроенергетските објекти. 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 12. OPGW заштитно јаже по далекуводите на преносната мрежа

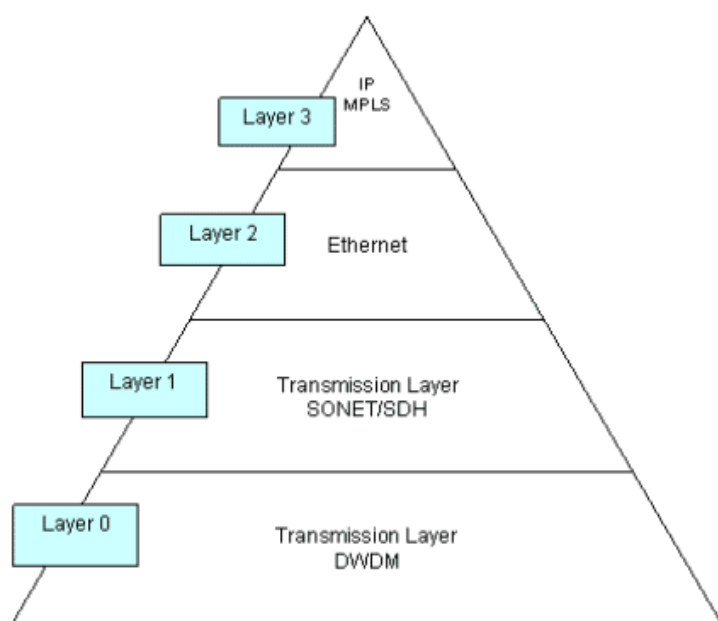
Со овој проект ќе се изврши набавка и инсталација на телекомуникациска опрема за изградба на нова мрежа за пренос на податоци од системот за надзор и управување (СНУ), мерење на електрична енергија, релејна заштита, LAN и WAN мрежата, телефонските линии, позиција 34 од Табела 15.

Телекомуникациска опрема е темел за добивање на „real-time“ податоци за SCADA/EMS системот³, 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 DWDM⁴ опрема.

Со ова решение ќе се оптимизира 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.

Во 2022 година е потпишан договор за проектот и негова имплементација која опфаќа испорака и монтажа на опремата.



Слика 13. Структура на телекомуникациската опрема на МЕПСО

8.2. ПОДЗЕМНА ИНСТАЛАЦИЈА ЗА ОПТИЧКО ПОВРЗУВАЊЕ

Подземната инсталација за оптичко поврзување ќе се изведе за поврзување на НДЦ со ТС Горче Петров и со ТЕТО. Проектот е во фаза на одобрување на инфраструктурен проект во Министерство за транспорт и врски. По одобрување на проектот ќе се изработи основен проект и ќе се започне со градба; позиција 35 од Табела 15.

8.3. ДИГИТАЛЕН АВТОПАТ НА БАЛКАНОТ (BALKAN DIGITAL HIGHWAY)

Достапноста на широкопојасна инфраструктура се смета дека е важен предуслов за економскиот и социјалниот развој на една земја. Споделувањето на инфраструктура, која може да се постигне со договор помеѓу два или повеќе електропреносни оператори,

³ Систем за надзор и контрола на електроенергетскиот систем во реално време.

⁴ DWDM е технологија која ги спојува податочните сигнали од различни извори, така што тие можат да делат еден пар оптички влакна, додека одржуваат целосно одвојување на изворите на податоци.

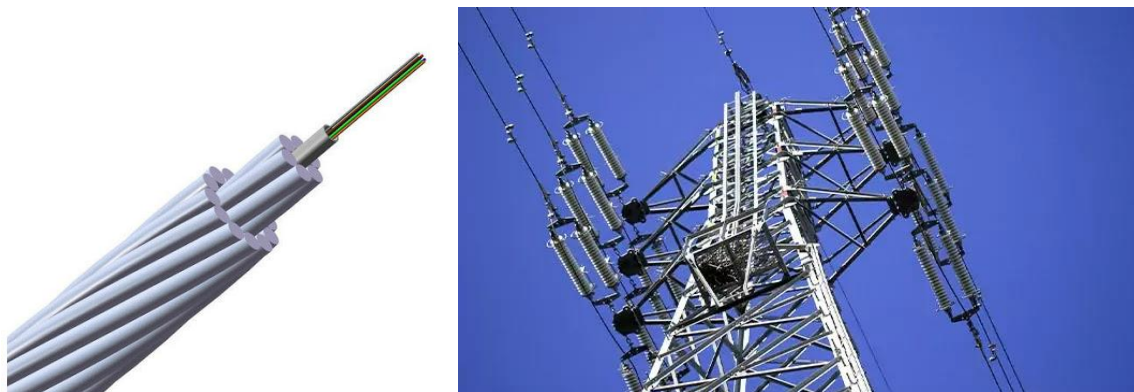
е ефикасен начин за намалување на трошоците за распоредување на широкопојасни комуникациски мрежи и добивање подобра поврзаност со што се помага при заштита на животната средина, намалување на потрошувачката на ресурси и зголемување на енергетската ефикасност.

Со оглед на придобивките, Светската банка формираше иницијатива Дигитален автопат на Балканот за истражување и унапредување на можностите за споделување инфраструктура во регионот на Западен Балкан. Во проектот покрај МЕПСО учествуваат и електропреносните оператори од Косово, Албанија и Црна Гора со можност за проширување за електропреносните оператори од цел Балкан. Иницијативата спроведе голем број студии за оправданост за да се:

- истражат можностите за користење на вишокот капацитет на постојните мрежни влакна (OPGW мрежи) интегрирани со 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.

Проектот во моментот е во почетна фаза, односно потпишан е договор помеѓу Светска Банка и WBIF за техничка помош. Овој дел е целосен грант од WBIF и е групна сума за сите вклучени електропреносни оператори.

Проектот „Дигитален автопат на Балканот“ преку воспоставување на регионална мрежа за широкопојасна мрежа на големо, преку OPGW инфраструктурата, ќе овозможи подобрување на големопродажниот пристап до брзите широкопојасни услуги на национално и регионално ниво на земјите учеснички, позиција 36 од Табела 15.



Слика 14. OPGW јаже

8.4. НАБАВКА И ИНСТАЛАЦИЈА НА OPGW НА 400 kV ДВ СКОПЈЕ 4 - БИТОЛА 2

На 400 kV далекувод Скопје 4 - Битола 2 е планирано да се постави и второ, дополнително OPGW јаже кое ќе ја зголеми сигурноста и протокот на информации. Првото јаже е монтирано во 1997 година и е со 12 оптички влакна. Ова јаже истовремено е дел од два прстени - источен и западен. Имајќи предвид дека во прстените се монтирани јажиња со 24 влакна, секцијата Скопје 4 - Битола 2 е со помал капацитет.

Јажето кое сега ќе се набави и инсталира ќе биде со поголем број оптички влакна изработено според најнова технологија и со подобрени перформанси. Проектот е прикажан на позиција 37 од Табела 15.

8.5. ПРИМАРЕН И СЕКУНДАРЕН ДАТА ЦЕНТАР (DISASTER RECOVERY SITE)

Модерен дата центар е еден од главните приоритети во работењето на компаниите кои обезбедуваат критични услуги. Затоа е потребно да се изгради дата центар кој ќе ги задоволува сите технички и безбедносни светски стандарди. При поставување на ваков центар потребно е да бидат задоволени повеќе критериуми:

- Соодветно димензиониран простор за поставување на комуникациски ормари кој треба да биде потврден како сеизмички исправен со двоен антистатски под;
- Пристапот треба да биде овозможен 24x7x365 со физичко обезбедување при што ќе се врши контрола и евиденција за секое влегување за кое ќе постојат записи. Ќе има видео надзор и аларми при отворање на комуникациските ормари.
- Обезбедување на двојно напојување од енергетската мрежа. Во случај на целосен прекин на јавната мрежа, потребно е да се обезбеди точно димензионирани УПС батерији и напојување од дизел агрегат.
- Противпожарна заштита со детектори, аларми и автоматско вклучување. Поставување сензори за температура и чад. Огноотпорни влезови за кабли и инсталации.
- Работа на редундантни ХВАЦ системи кои ќе обезбедуваат стабилна температура во дата центарот. Контрола на влажност, сензори за истекување на вода, воздух и прашина.

Покрај обезбедување на физички услови за дата центарот, потребна е модернизација и на ИКТ опремата која ќе вклучува набавка на нова серверска и комуникациска инфраструктура заради непречена и кибернетички безбедна работа.

Покрај примарниот дата центар, МЕПСО е обврзан да обезбеди и секундарен центар (disaster recovery) во случај на поголеми испади и катастрофи на електроенергетскиот систем. Во тој случај непреченото работење на диспечерскиот центар би се префрлило на оваа локација. Освен мониторингот на системите за пренос на енергија (што е примарна дејност на компанијата), потребно е да се обезбеди непречена работа и на сите корпоративни сервиси за кои е надлежен ИКТ секторот. Затоа е неминовна и набавката на редундантна ИТ опрема и на оваа локација. Како локација е избрана трансформаторската станица во Штип, која е системски и комуникациски најповолно поврзана со преносната мрежа на МЕПСО; позиција 38 од Табела 15.

8.6. САЈБЕР БЕЗБЕДНОСТ

МЕПСО, како клучна алка во електроенергетскиот систем, посветува особено внимание на сајбер безбедноста. Во таа насока, во рамките на проектот Стандардизација на IT SERVICE MANAGEMENT изготвени се документи во кои се опфатени стратешкиот план за развој на ИТ системот на МЕПСО, безбедносна политика и процедури на МЕПСО во областа на ИКТ, идентификување и проценка на ризици, класификација на различни видови безбедносни ризици, проценка и план за третман на ризикот, план за континуитет во деловното работење како и одговор на настани од информациска сигурност.

Во делот на ОТ системите од критичната инфраструктура (Operational Technology (OT)/Industrial Control Systems (ICS): SCADA/EMS, AMR/MDM, MMS, OPDE), како област со дијаметрално различен карактер од комерцијалните ИТ сервиси, во последните 7 години активно се работи на имплементација на мерките, препораките, контролите и барањата од стандардите ISO 27001, и дополнително, од стандардите кои директно го третираат овој сегмент како што е NIST ANSI/ISA99 - IEC62443 Industrial Automation & Control Systems

Security, како и наменските т.н. Security Plans за поединечни бизнис-критични сервиси од ENTSO-E чија членка е и АД МЕПСО (пр. OPDE/ATOM, OPC/STA, EAS). При тоа, направени се анализи, редизајн, оптимизации како и модернизација со имплементација на современи решенија како виртуелизација, сегрегација на ОТ од ИТ системите, повеќефакторска автентикација, SIEM и мониторинг системи, а реализирани се и стручни обуки и учества на неколку специјализирани семинари на овие теми хостирани од Cisco, ENCS, Torchlight.

Значајно е да се напомене дека МЕПСО има свој представник во Националниот центар за одговор на компјутерски инциденти Mkd-Cirt и активно учествува во реализација на заеднички проекти во областа на сајбер безбедноста. Покрај ова членство, МЕПСО активно учествува и во работата на "The Utility Cyber Security Initiative (UCSI)" работна група за балканот, организирана од страна на United States Energy Association (USEA). Под покровителство на USEA реализиран е проектот Cybersecurity Capability Maturity Model (C2M2) Assessment, а во почетна фаза на реализација е и проектот Digital Assets Inventory.

Во годишниот план за 2022 година планиран е Opinion аудит и сертификација за стандардот ISO 27001 на компанијата. Се планираат обуки на вработените од ИТ одделот од делокругот на ISO 27005, ISO 27032, ISO 29100, ISO 22301, како и обуки на вработените од останатите сектори со цел подигање на свеста за сајбер безбедноста на вработените на повисоко ниво.

8.7. СИСТЕМ ЗА УПРАВУВАЊЕ И МЕНАЏМЕНТ НА ИТК СЕРВИСИ И ИНТЕРКОНЕКЦИСКА ОПРЕМА

МЕПСО располага со разновидна и комплексна ИКТ опрема од различни генерации. За нејзино управување и мониторинг потребна е имплементација на систем кој ќе ги опфати различните платформи и ресурси во еден мрежен оперативен центар. Системот треба да работи во реално време, собирајќи настани и аларми од различни корисници и сервиси, со автоматско процесирање на настаните, анализа и решавање на проблемите.

Главните придобивки од ваков систем се:

- Едноставна супервизија и подобра комуникација помеѓу ИТ и ОТ системите.
- Подобрено планирање на ресурсите во процесот на набавка на нова опрема и одржување. Помали проблеми при миграција на нови системи.
- Консолидиран мониторинг 24/7 на мулти-вендор платформите.
- Проактивен мониторинг, автоматизација и оптимизација на процесите.
- Менаџмент на проблеми, инциденти и конфигурации.
- Скалеста надградба или pay as you grow.

Покрај тоа потребно е обезбедување на интерконекциска опрема заради брзо и сигурно рутирање на сообраќајот, како кон интерните системи така и кон надворешни корисници и услуги. Истата опрема треба да обезбеди и напредни сервиси како виртуелизација, автоматизација и оркестрација; позиција 39 од Табела 15.

8.8. УРЕД ЗА СКЛАДИРАЊЕ НА ПОДАТОЦИ (STORAGE)

Непречено функционирање и континуитет на виталните ИТ бизнис процеси по настани како природна катастрофа, сајбер напад или дури нарушувања на деловните активности се овозможуваат со реализацијата на набавка на уред за складирање на податоци (Storage Array) кој е функционален дел од „систем со висока расположливост (анг. High Availability System)“. Тоа подразбира сет на редувантни информативни средства сместени на две различни географски локации на начин што обезбедува ефикасно

функционирање како единствен систем; позиција 40 од Табела 15. Негови основни карактеристики се:

- Непречено функционирање и континуитет на виталните ИТ бизнис процеси.
- Одржување на постоечката и набавка и инсталација на нова ИКТ опрема како средство за работа на вработените на компанијата.
- Модернизација на ИТК системите, зголемување на доверливоста и капацитетот на мрежата како и брзината на пренос на информациите.
- Тестирање и развој на нови сервиси и апликации согласно развојот на новите ИКТ технологии и зголемување на обемот и бројот на ИТ бизнис процеси во компанијата.
- Постигнување, постојано одржување и унапредување на сигурноста на информативниот систем.
- Бизнис информациски систем.
- Систем за заштита и архивирање (анг. Backup&Restore) на податоци.

8.9. 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 за развој на преносната мрежа за Југоисточен регион со која ќе се одредат оптималните далекуводи и далекуводни потези на кои технологијата DLR треба да се имплементира; позиција 41 од Табела 15.

8.10. УРЕД ЗА КОРЕКЦИЈА НА НАПОНСКИ ПРОФИЛ

Како резултат на *Студијата за подобрување на напонскиот профил на регионалната мрежа*, види 3.2, МЕПСО е потребно да набави уред за корекција на напонот - варијабилан реактор. Тоа е компензациски уред што претставува потрошувач на реактивна моќност кој со помош на регулациска склопка може да компензира различно ниво на реактивна моќност во соодветно дефиниран опсег. Според извештајот од Студијата, во македонската преносна мрежа потребно е да се инсталира 150 MVar реактор во ТС Дуброво на 400 kV собирнички систем. Во македонската мрежа инсталираниот реактор ќе се користи за намалување на високите напони во режимите на ниско оптоварување. За да се постигне оптимален напонски профил, потрошувачката на реакторот во ТС Дуброво ќе се координира со потрошувачката на реакторите кои ќе се инсталираат во регионот; позиција 42 од Табела 15.

8.11. ПАМЕТНО ОДРЖУВАЊЕ И МЕНАЏМЕНТ НА ОПРЕМА (SMART MAINTENANCE AND ASSET MANAGEMENT)

За потребите на подобрување на ефикасноста, времето, точноста и обемот на извршените работи за водовите и трафостаниците, како и работењето во реално време планирано е да се набави специјализиран софтверски и хардверски пакет за одржување на преносната мрежа.

Специјализираниот софтверски пакет ќе биде составен од лиценцирани како и од посебно изработени решенија. Наменет е за евидентирање и процесирање на податоци од и за редовните проверки, одржувањата, интервенциите, како и поправките на

опремата. Тој софтвер ќе биде инсталиран на соодветна хардверска опрема (сервери, десктопи, индустриски лаптопи) и ќе може во реално време да ги евидентира, споделува и анализира соодветните податоци.

Со овој проект ќе се постигне стандардизација и дигитализација на сите работни процеси поврзани со редовни проверки, одржување, интервенции, како и поправки за сите 57 трансформаторски станици и повеќе од 2000 километри далекуводи со над 7000 столбови; позиција 43 од Табела 15.

8.12. ХАРДВЕР И СОФТВЕР ЗА ПРОГНОЗА НА ПРОИЗВОДСТВО ОД ОИЕ

Со цел подобро предвидување на производството од повластените производители потребно е да се набави софтверско и хардверско решение за прогноза кое ќе се инсталира, имплементира, одржува и работи целосно во простории на МЕПСО/МЕМО. Целокупната набавка вклучува хардвер, оперативен систем, бази на податоци и систем за прогноза на производство; позиција 44 од Табела 15.

8.13. УРЕДИ ЗА СЛЕДЕЊЕ НА КВАЛИТЕТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

Согласно мрежните правила за пренос на електрична енергија, МЕПСО е должен да го следи квалитетот на испорака на електрична енергија. Поради доверливост и сигурност на мерењето на интерконективните мерни места ќе се набави уред за следење на квалитетот на испорачаната електрична енергија. Дополнително ќе се обезбеди и систем за контрола, надзор и обработка на измерените податоци од мерењето за квалитетот на електричната енергија; позиција 45 од Табела 15.

9. 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.

9.1. TRINITY

TRINITY (TRansmission system enhancement of regioNal borders by means of IntelllgenT 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 46 од Табела 15.

<http://trinityh2020.eu/>

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 TRINITY проектот се 19 компании. Во конзорциумот учествуваат сите преносни систем оператори од регионот на ЈИЕ. Од Република Северна Македонија, покрај МЕПСО, учествува и Техничкиот факултет од Битола (ТФБ).

9.2. СТУДИЈА ЗА СИСТЕМСКА АДЕКВАТНОСТ И ФЛЕКСИБИЛНОСТ НА МАКЕДОНСКИОТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ СИСТЕМ

Секоја година МЕПСО прави анализи со кои ја пресметува адекватноста на системот односно проверува дали планираното производство и планираниот увоз на електрична енергија соодветствуваат со планираната потрошувачка. Досега овој начин на пресметки се изработуваа со детерминистички пристап (избор на најцрното сценарио без разлика на веројатноста тоа да се случи). Со цел да биде во согласност со европското законодавство и европските трендови на пресметување на адекватноста на електроенергетскиот систем, МЕПСО е обврзан при пресметките да користи критериум за веројатност. Причината за несоодветноста на детерминистичкиот пристап лежи во стохастичката природа на обновливите извори на енергија (ОИЕ), нивната непостојаност и работата на електроенергетскиот систем врз основа на слободен пазар на електрична енергија. Ова го поставува прашањето за адекватност на електроенергетскиот систем

на краток, среден и долг рок. Со поддршка од грант од УСАИД се изработува студија за системска адекватност и флексибилност на македонскиот електроенергетски систем која ќе обработи две главни теми:

- Пробабилистичка проценка на адекватноста на системот - според новата европска методологија ERAA(European Resource Adequacy Assessment).
- Анализа на флексибилноста на системот - потребните оперативни резерви и инвестиции во технологии и механизми за зголемување на резервите.

За анализите ќе се користи пазарниот симулатор ANTARES. Во рамки на Студијата ќе има две обуки за пренос на знаење на кадарот во МЕПСО; позиција 47 од Табела 15.

9.3. СТУДИЈА ЗА РАЗВОЈ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Студијата за развој на преносната мрежа е подлога за изработка на националниот план за развој на електропреносниот систем за десетгодишен период, согласно Законот за енергетика и Мрежните правила за пренос на електрична енергија. Студијата го следи планирачкиот процес на преносната мрежа на Европа според методологијата и препораките од ENTSO-E.

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 е усвоена во 2019 година и ги дефинира различните сценарија за развој на условите и потребите во електроенергетскиот систем на земјава; позиција 48 од Табела 15.

10. ПРИКЛУЧОЦИ НА НОВИ КОРИСНИЦИ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Во 2020 година е донесен Законот за стратешки инвестиции во Република Северна Македонија со кој се усогласува Регулативата (ЕУ) бр.347/2013 на Европскиот парламент која се однесува на трансевропската енергетска инфраструктура. Со овој закон се дефинирани условите кои треба стратешките инвестициони проекти да ги исполнат како и роковите за нивна реализација.

Владата на Република Северна Македонија се насочи кон поддршка на изградба на стратешки инвестициони проекти од обновливите извори на енергија(ОИЕ) врз основа на Законот за стратешки инвестиции и Стратегијата за развој на енергетиката во Република Северна Македонија до 2040 година во која фокусот на инвестициите во технологиите за производство на електрична енергија е во ОИЕ. Имајќи ги предвид овие развојни сигнали, напредната и конкурентна технологија и потенцијалите кои се на располагање, во текот на 2020/2021 година, домашните и странските инвеститори пројавија интерес за инвестирање во проекти од ОИЕ, посебно во изградба на нови ветерни електрични центри и нови фотонапонски електрични центри со поголема инсталирана моќност (над 10 MW), кои би биле приклучени на електропреносната мрежа на АД МЕПСО.

Ако се има предвид изразениот интерес, евидентираните капацитети веќе ги надминуваат и долгорочните прогнози од „зеленото“ сценарио од националната Стратегија. МЕПСО е активно вклучен во спроведување на националната Стратегија за развој на енергетиката со креирање на услови за интегрирање на потенцијалните капацитети за ОИЕ. Интегрирањето на ОИЕ е вистински предизвик за МЕПСО. ВЕЦ-и и СЕЦ-и имаат несакани влијанија на преносните системи; притоа главните предизвици за МЕПСО се:

- Оптимална преносна инфраструктура за приклучување на ОИЕ.
- ОИЕ имаат променлив профил на производство, а тоа од системски аспект значи поголеми резерви на моќност и чести активации на електрична енергија за балансирање.
- Се јавува недостиг од инерција, тоа значи дека се намалува стабилноста на системот при куси врски и големи испади.
- Енергетските паркови користат инверторски постројки AC/DC/AC заради кои се јавуваат повратни влијанија на квалитетот на електрична енергија и дисторзија на напоните и струите.

Генерално, преносната мрежа е тополошки добро развиена и во солидна состојба. Приоритетните проекти за реконструкција, зајакнување и надградба на преносната мрежа се идентификувани во западниот и југоисточниот регион. Во западниот регион ќе се реконструира 110 kV преносен вод Гостивар - Осломеј - Кичево - Сопотница - Битола 1, (5.2). Во југоисточниот регион се планира изградба на нова 400/110 kV ТС Милетково и реконструкција на 110 kV преносен вод Валандово - Струмица, (5.3).

Покрај тополошката надградба на мрежата, во *Студијата за проценка на вкупните трошоци за интегрирање на ОИЕ во ЕЕС на МК* изработена во 2017 јасно се идентификувани останатите оперативни мерки кои ќе овозможат интегрирање на ОИЕ.

Основните системски ограничувања за интеграција на ОИЕ во преносната мрежа се обезбедување на системските резерви и проблемите со балансирање на производството и потрошувачката.

Клучна е оптимизација на процесите за балансирање. Со Правилата за балансирање МЕПСО постави јасни принципи за пазарна набавка на балансни резерви. Методологијата е недискриминаторна, транспарентна и ги отсликува реалните трошоци, а истовремено е мотив за минимизирање на отстапувањата на системските корисници. Исто така, навремено воспоставување на национален организиран пазар на електрична енергија

(берза) и спојување со пазарите од соседните земји е битен услов за успешна интеграција на ОИЕ.

Краткорочно, се планира регионализација на пазарот на балансни услуги и можности за прекугранична размена и споделување на резервите (креирање на функционална регионална платформа за балансирање).

Прогнозата на производството од ВЕЦ и СЕЦ треба континуирано да се подобрува.

Реализацијата на проектите за хидро и гасни центри и следење на трендот на воведување на енергетски складишта (батериски системи и водород), ќе обезбеди интеграција на големи капацитети за ОИЕ.

Според *Студијата за проценка на вкупните трошоци за интегрирање на ОИЕ во ЕЕС на МК*, во која е применета пробабилистичка методологија за проценка оперативните резерви врз база на статистички податоци, од системски аспект, генералните ограничувања на капацитетите на ОИЕ зависат од оперативните резерви за терциерна регулација (mFRR - manual Frequency Restoration Reserve):

- За ОИЕ со вкупен капацитет од 150 MW потребна е mFRR од околу 110 MW, или зголемување на постојната резерва за само ± 5 MW.
- За ОИЕ со вкупен капацитет од 400 MW потребна е mFRR од околу 115 MW, или зголемување на постојната резерва за околу ± 10 MW.
- За ОИЕ со вкупен капацитет од 750 MW потребна е mFRR од околу 145 MW, или зголемување на постојната резерва за ± 40 MW.

Во принцип, преносната мрежа може да интегрира и до 750 MW од ОИЕ со примена на наведените оперативни мерки. Интегрирање на капацитети над 750 MW е поврзано со дополнителни анализи на комплексни мерки кои треба да се истражуваат во наредните развојни студии.

10.1. ПРЕГЛЕД НА ФАЗИТЕ НА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА НОВИ КОРИСНИЦИ

На следната табела се прикажани сите приклучоци на електропреносната мрежа (директни потрошувачи, ВЕЦ, ФЕЦ, ТЕЦ, ТЕТО), со приказ во која фаза од постапката за приклучување на преносна мрежа се наоѓаат.⁵

Активностите од постапката за приклучување на преносна мрежа се распределени во следните фази:

0 фаза - Идеја

Првични состаноци со инвеститорите со интерес за изградба на објекти и најава за нивно приклучување на електропреносна мрежа.

1 фаза - Барање за приклучување и варијанти за приклучување

Пополнување на образец и формулар за приклучување, проверка и достава на дополнителна документација, подготовка на варијанти за приклучување на електропреносна мрежа и усвојување на варијантите од инвеститорот.

2 фаза - Анализа, Студија и Решение за согласност за приклучување

Авансно плаќање, изработка, усвојување и доплата на анализата за приклучување на електропреносна мрежа;

Авансно плаќање, изработка, усвојување и доплата на студијата за приклучување;

Издавање на решение за согласност за приклучување на електропреносна мрежа и

Потпишување на договор за приклучување на преносна мрежа доколку не е потребно одобрение за градење за приклучокот на преносна мрежа.

3 фаза - Проектна документација за приклучокот

Изработка на проектна документација за приклучокот, супервизија и одобрување на проектната документација од работна група на МЕПСО и наплата на супервизијата на проектната документација за приклучокот.

4 фаза - Изведба на приклучокот

Набавка на опрема за приклучокот, одобрување на проект за изведба, добивање одобрение за градење доколку е потребно, потпишување на договор за приклучување на преносна мрежа доколку е потребно одобрение за градење за приклучокот на преносна мрежа, изведба на приклучокот, супервизија на изведбата на приклучокот од работната група на МЕПСО, интересен технички преглед на приклучокот, наплата на супервизијата на изведбата на приклучокот, потпишување договор за користење на преносна мрежа, ставање под напон на приклучокот.

5 фаза - Завршен приклучок

Примопредавање на приклучокот во сопственост и владение на МЕПСО (добивање одобрение за употреба на приклучокот доколку е потребно одобрение за градење, изработка на записник за примопредавање на опрема од приклучокот на електропреносна мрежа и изработка на колаудациски записник за приклучокот).

⁵ Согласно Закон за енергетика, член 37, став (1), Регулаторната комисија одлучува по приговорите поднесени од корисниците на системите за пренос и дистрибуција на електрична енергија, природен гас и топлинска енергија: против актите на соодветните оператори со кои се одбива пристапот или приклучувањето на соодветниот систем или против актите со кои се утврдува износот на надоместокот и другите услови за приклучувањето.

Табела 12 Приклучоци на електропреносната мрежа со преглед на фазата во која се наоѓаат

		Тип на приклучок	Регион	Инсталирана моќност			Фаза
1	Кранфилд Фаундри	Потрошувач	Пробиштип	40MVA	40	MW	4 Фаза - Изведба
2	ИГМ ТРЕЈД	Потрошувач	Дуброво	27,3MW	27	MW	3 Фаза - Проектна документација
3	Рудник Пластица	Потрошувач	Кратово	15MW	15	MW	2 Фаза - Анализа, Студија и Согласност
		Потрошувач	Вкупно		82	MW	
4	ВЕЦ Богословец	ВЕЦ	Свети Николе	36MW	36	MW	4 Фаза - Изведба
			Вкупно		36	MW	4 Фаза - Изведба
5	ВЕЦ Демир Капија - Дрен 2	ВЕЦ	Демир Капија	34MW + 10MW	44	MW	3 Фаза - Проектна документација
			Вкупно		44	MW	3 Фаза - Проектна документација
6	ВЕЦ Крушево	ВЕЦ	Крушево	20MW	20	MW	2 Фаза - Анализа, Студија и Согласност
7	ВЕЦ Миравци 1А	ВЕЦ	Валандово	14MW	14	MW	2 Фаза - Анализа, Студија и Согласност
8	ВЕЦ Копришница	ВЕЦ	Демир Капија	40MW	40	MW	2 Фаза - Анализа, Студија и Согласност
9	ВЕЦ Петрово	ВЕЦ	Демир Капија	40MW	40	MW	2 Фаза - Анализа, Студија и Согласност
			Вкупно		114	MW	2 Фаза - Анализа, Студија и Согласност
10	ВЕЦ Рамно	ВЕЦ	Куманово	50MW	50	MW	1 Фаза - Барање за приклучување
11	ВЕЦ Дојран 1	ВЕЦ	Дојран	50MW	50	MW	1 Фаза - Барање за приклучување
12	ВЕЦ Дојран 2	ВЕЦ	Дојран	50MW	50	MW	1 Фаза - Барање за приклучување
			Вкупно		150	MW	1 Фаза - Барање за приклучување
13	ВЕЦ Вирови	ВЕЦ	Куманово	414MW	414	MW	0 Фаза - Идеја
14	ВЕЦ Иберли	ВЕЦ	Демир Капија	315MW	315	MW	0 Фаза - Идеја
15	ВЕЦ Миравци 1Б	ВЕЦ	Валандово	36MW	36	MW	0 Фаза - Идеја
16	ВЕЦ Миравци 2	ВЕЦ	Валандово	50MW	50	MW	0 Фаза - Идеја
17	ВЕЦ Богданци 1Б	ВЕЦ	Валандово	13MW	13	MW	0 Фаза - Идеја
18	ВЕЦ Богданци 2	ВЕЦ	Валандово	50MW	50	MW	0 Фаза - Идеја
			Вкупно		878	MW	0 Фаза - Идеја
		ВЕЦ	Вкупно		1222	MW	
19	ТС Овче Поле	ФЕЦ	Свети Николе	25MW	25	MW	4 Фаза - Изведба
			Вкупно		25	MW	4 Фаза - Изведба
20	ФЕЦ Ерџелија	ФЕЦ	Свети Николе	80MW	80	MW	2 Фаза - Анализа, Студија и Согласност
21	ФЕЦ Окта	ФЕЦ	Скопје	12MW	12	MW	2 Фаза - Анализа, Студија и Согласност
22	ФЕЦ Крушево	ФЕЦ	Крушево	8MW	8	MW	2 Фаза - Анализа, Студија и Согласност
			Вкупно		100	MW	2 Фаза - Анализа, Студија и Согласност
23	ФЕЦ Битола 2	ФЕЦ	Битола	60MW	60	MW	1 Фаза - Барање за приклучување
24	ФЕЦ Битола 3	ФЕЦ	Битола	100MW	100	MW	1 Фаза - Барање за приклучување
25	ФЕЦ Брод Гнеотино	ФЕЦ	Битола	100MW	100	MW	1 Фаза - Барање за приклучување
26	ФЕЦ Штип	ФЕЦ	Штип	360MW	360	MW	1 Фаза - Барање за приклучување
27	ФЕЦ Долнени	ФЕЦ	Прилеп	400MW	400	MW	1 Фаза - Барање за приклучување
28	ФЕЦ Новаци	ФЕЦ	Битола	50MW	50	MW	1 Фаза - Барање за приклучување
29	ФЕЦ Три Чешми - Штип	ФЕЦ	Штип	80MW	80	MW	1 Фаза - Барање за приклучување
30	ФЕЦ Дуброво ИГМ	ФЕЦ	Дуброво	70MW	70	MW	1 Фаза - Барање за приклучување
31	ФЕЦ Осломеј 2	ФЕЦ	Осломеј	50MW	50	MW	1 Фаза - Барање за приклучување
32	ФЕЦ Осломеј 3	ФЕЦ	Осломеј	50MW	50	MW	1 Фаза - Барање за приклучување
			Вкупно		1320	MW	1 Фаза - Барање за приклучување
33	ФЕЦ Јамуларци	ФЕЦ	Штип	100 MW	100	MW	0 Фаза - Идеја
34	ФЕЦ Штип Нексан	ФЕЦ	Штип	140MW	140	MW	0 Фаза - Идеја
35	ФЕЦ Дебрга	ФЕЦ	Штип	20MW	20	MW	0 Фаза - Идеја
36	ФЕЦ Витачево	ФЕЦ	Кавадарци	300MW	300	MW	0 Фаза - Идеја
37	ФЕЦ ФЕНИ	ФЕЦ	Кавадарци	35MW	35	MW	0 Фаза - Идеја
38	ФЕЦ Росоман	ФЕЦ	Кавадарци	200MW	200	MW	0 Фаза - Идеја
39	ФЕЦ Сушица	ФЕЦ	Струмица	40MW	40	MW	0 Фаза - Идеја
40	ФЕЦ Кранфилд***	ФЕЦ	Штип	40MW	40	MW	0 Фаза - Идеја
			Вкупно		875	MW	0 Фаза - Идеја
		ФЕЦ	Вкупно		2320	MW	
41	ТЕЦ Неготино	ТЕЦ	Дуброво	660MW	660	MW	0 Фаза - Идеја
42	нова ТЕТО Скопје	ТЕТО	Скопје	110MW	110	MW	0 Фаза - Идеја
		ТЕЦ	Вкупно		770	MW	
			Вкупно		4.4	[GW]	

5 Фаза - Завршен приклучок

4 Фаза - Изведба

3 Фаза - Проектна документација

2 Фаза - Анализа, Студија и Согласност

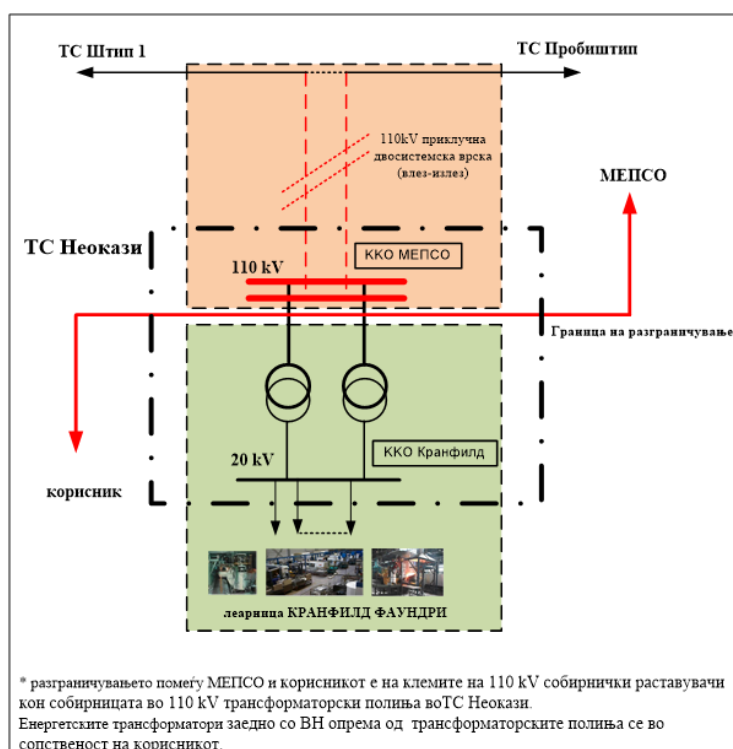
1 Фаза - Барање за приклучување

0 Фаза - Идеја

10.2. ПОТРОШУВАЧИ

10.2.1. Приклучок на директен потрошувач КРАНФИЛД ФАУНДРИ на преносна мрежа

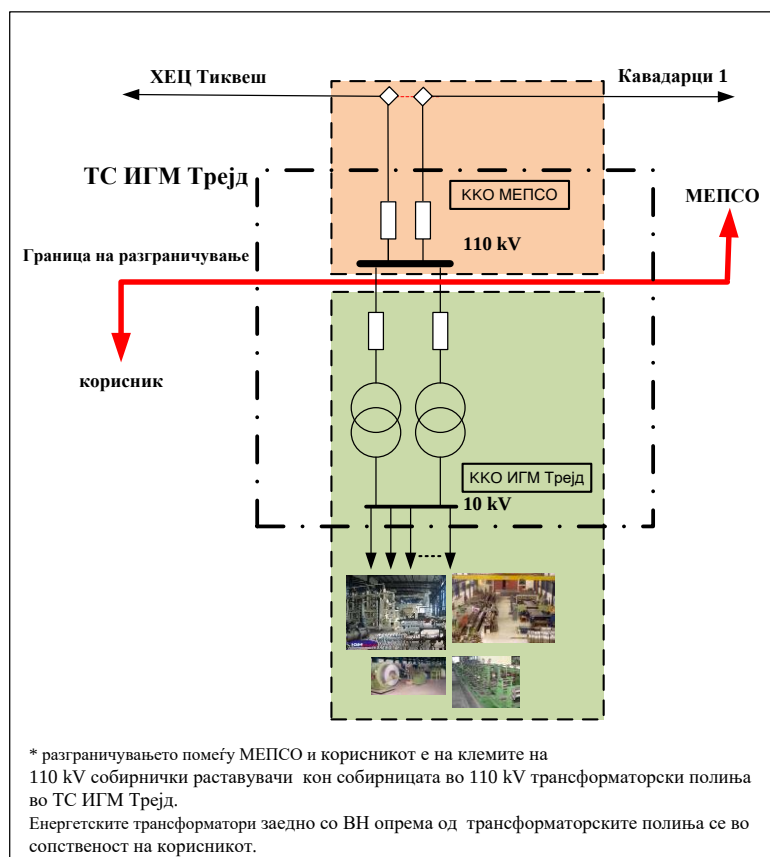
Име на објект:	Фабрика КРАНФИЛД ФАУНДРИ			
Локација на објектот:	Индустриска развојна зона Пробиштип			
Инсталирана моќност:	40 MVA			
Приклучок:	1. Приклучен 2x110kV вод 2. 110 kV РП и ККО на МЕПСО во ТС Неокази 3. Доопремување на 110kV ДВ поле во ТС Пробиштип			
Естимирана вредност на приклучокот:	Фиксни трошоци (денари без ДДВ)		Варијабилни трошоци (ЕУР без ДДВ)	
	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*Т Согласно вистинските трошоци	Приклучок на преносна мрежа	1.804.000,00
Завршени активности:	- изработена, одобрена од инвеститорот и наплатена Студија за приклучување - издадено Решение за согласност за приклучување - потпишан Договор за приклучување - одобрена проектна документација - наплатена супервизија на проектна документација - приклучокот е изграден и пуштен под напон			
Тековни активности:	- решавање на имотно правните работи на приклучокот			
Идни активности:	- наплата на супервизија на изградба на приклучокот - употребна дозвола на ТС Неокази и приклучниот 2x110kV вод - примопредавање на приклучокот на МЕПСО			



Слика 15. Приклучок на Кранфилд Фаундри

10.2.2. Приклучок на директен потрошувач ИГМ Трејд на преносна мрежа

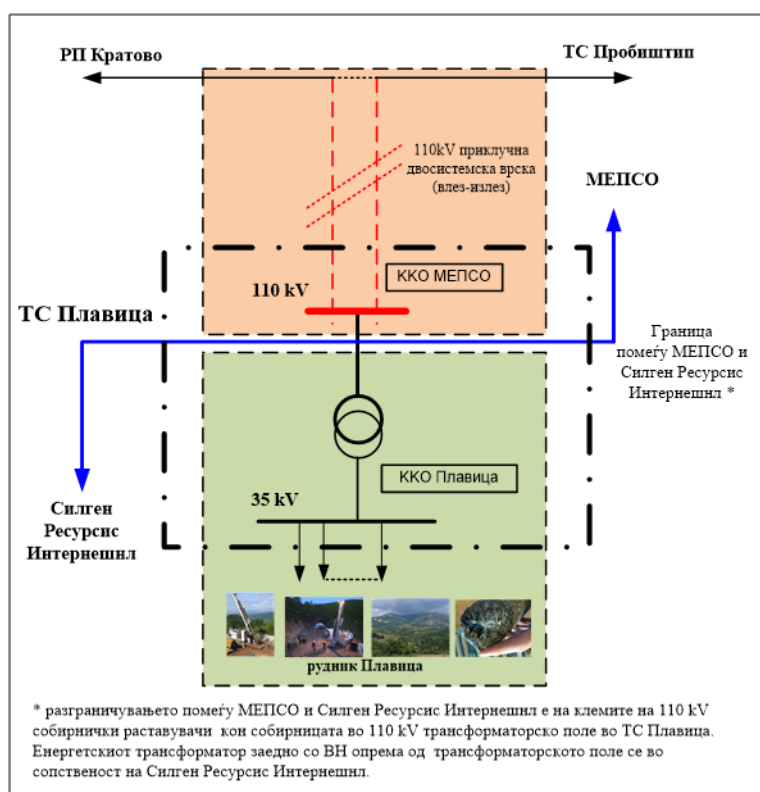
Име на објект:	Фабрика ИГМ Трејд			
Локација на објектот:	Кавадарци			
Инсталирана моќност:	27,3 MVA			
Приклучок:	1.Приклучна 110kV врска 2.110 kV РП и ККО на МЕПСО во ТС ИГМ Трејд 3.Доопремување на 110kV ДВ поле во ТС Кавадарци			
Естимирана вредност на приклучокот:	Фиксни трошоци (денари без ДДВ)		Варијабилни трошоци (ЕУР без ДДВ)	
	1. Студија за приклучување на преносна мрежа	548.260,00	Приклучок на преносна мрежа	892.000,00
	2. Одобрување на техничка документација	54.826,00		
	3. Супервизија на градба	16.447,80*Т		
	4. Тестови за усогласеност	Согласно вистинските трошоци		
Завршени активности:	- изработена, одобрена од инвеститорот и наплатена Студија за приклучување - издадено Решение за согласност за приклучување - потпишан Договор за приклучување - одобрена проектна документација - наплатена супервизија на проектна документација			
Тековни активности:	- во течение е постапката за дозвола за градба			
Идни активности:	- припрема на работна група на МЕПСО за вршење супервизија при градба - изградба на приклучокот и супервизија на изградбата на приклучокот			



Слика 16. Приклучок на ИГМ Трејд на преносна мрежа

10.2.3. Приклучок на рудник Пластица на преносна мрежа

Име на објект:	Рудник Пластица			
Локација на објектот:	Кратово			
Инсталирана моќност:	15 MW			
Приклучок:	1. Приклучен 2x110kV вод 2. 110 kV РП и ККО на МЕПСО во ТС Пластица			
Естимирана вредност на приклучокот:	Фиксни трошоци (денари без ДДВ)		Варијабилни трошоци (ЕУР без ДДВ)	
	1. Студија за приклучување на преносна мрежа	572.560,00	Приклучок на преносна мрежа	1.143.900,00
	2. Одобрување на техничка документација	57.256,00		
	3. Супервизија на градба	17.176,80*Т		
	4. Тестови за усогласеност	Согласно вистинските трошоци		
Завршени активности:	- изработена и одобрена од инвеститорот Студија за приклучување - доставена е фактура за наплата на Студијата за приклучување			
Тековни активности:	- се очекува наплата на Студијата за приклучување			
Идни активности:	- издавање Решение за согласност за приклучување - потпишување Договор за приклучување - започнување на изработка на проектна документација за изградба на приклучокот			

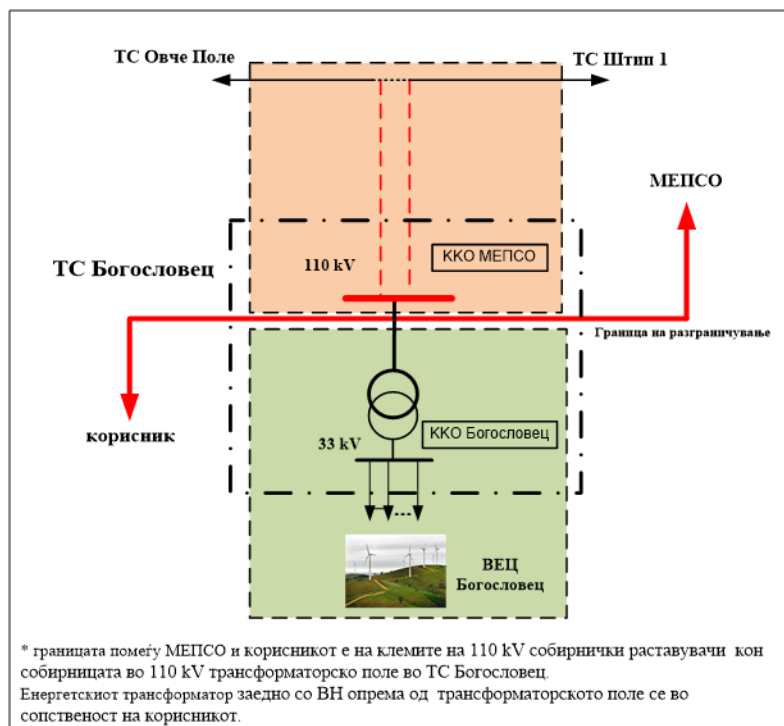


Слика 17. Приклучок на рудник Пластица на преносна мрежа

10.3. ВЕТЕРНИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ

10.3.1. Приклучок на ВЕЦ Богословец на преносна мрежа

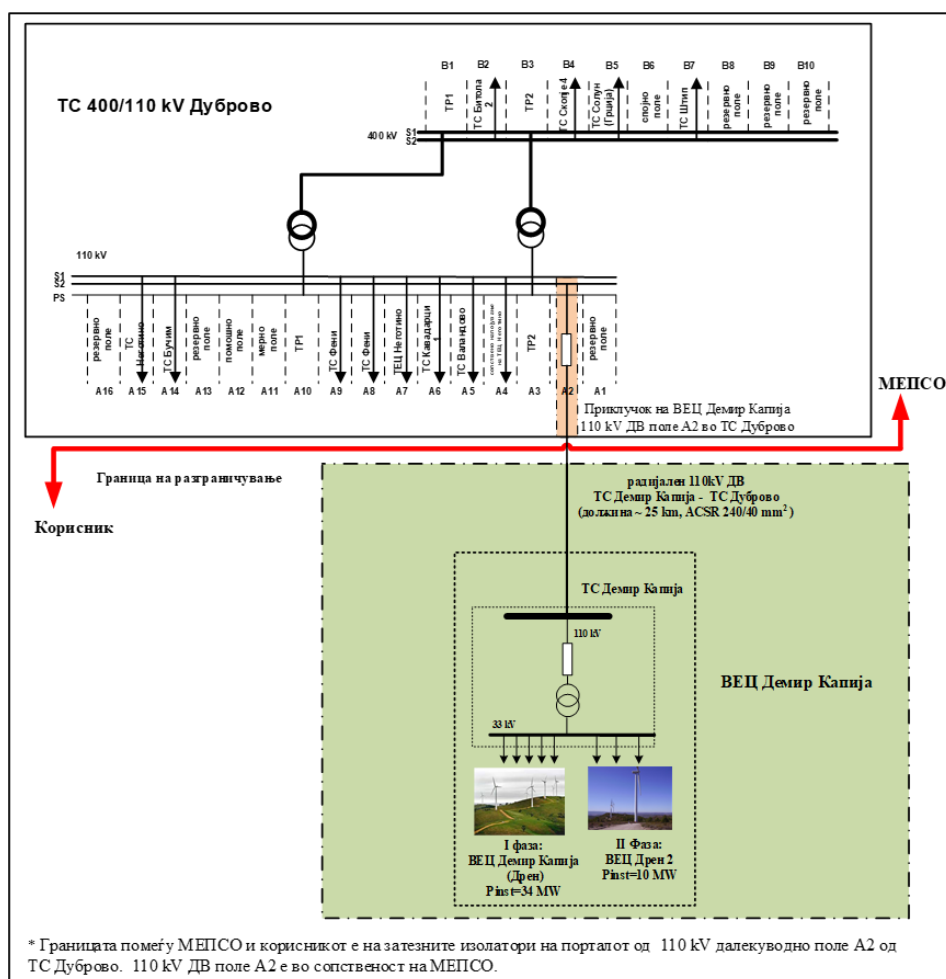
Име на објект:	ВЕЦ Богословец		
Локација на објектот:	с. Богословец, светиниколски регион		
Инсталирана моќност:	36 MW		
Приклучок:	1. Приклучен двосистемски далекувод 2x110kV 2. 110kV разводна постројка и Командно Контролен Објект на МЕПСО во ТС Богословец 3. Доопремување на 110kV ДВ полиња во ТС Овче Поле и ТС Штип 1		
Естимирана вредност на приклучокот:	Фиксни трошоци (денари без ДДВ)		Варијабилни трошоци (ЕУР без ДДВ)
	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 16.500,00*Т Согласно вистинските трошоци	Приклучок на преносна мрежа 2.278.000,00
Завршени активности:	- изработена, одобрена од инвеститорот и наплатена Студија за приклучување, - издадено Решение за согласност за приклучување - потпишан Договор за приклучување - одобрена проектна документација - наплатена супервизија на проектна документација - доставена е банкарска гаранција - состанок на работната група за супервизија на градба со инвеститорот и изведувачите		
Тековни активности:	- проверка на проект за изведба на ТС Богословец - изградба на приклучокот - супервизија на изградба на приклучокот		
Идни активности:	- изградба на приклучокот - супервизија на изградба на приклучокот		



Слика 18. Приклучок на ВЕЦ Богословец на преносна мрежа

10.3.2. Приклучок на ВЕЦ Демир Капија (Дрен) и ВЕЦ Дрен 2 на преносна мрежа

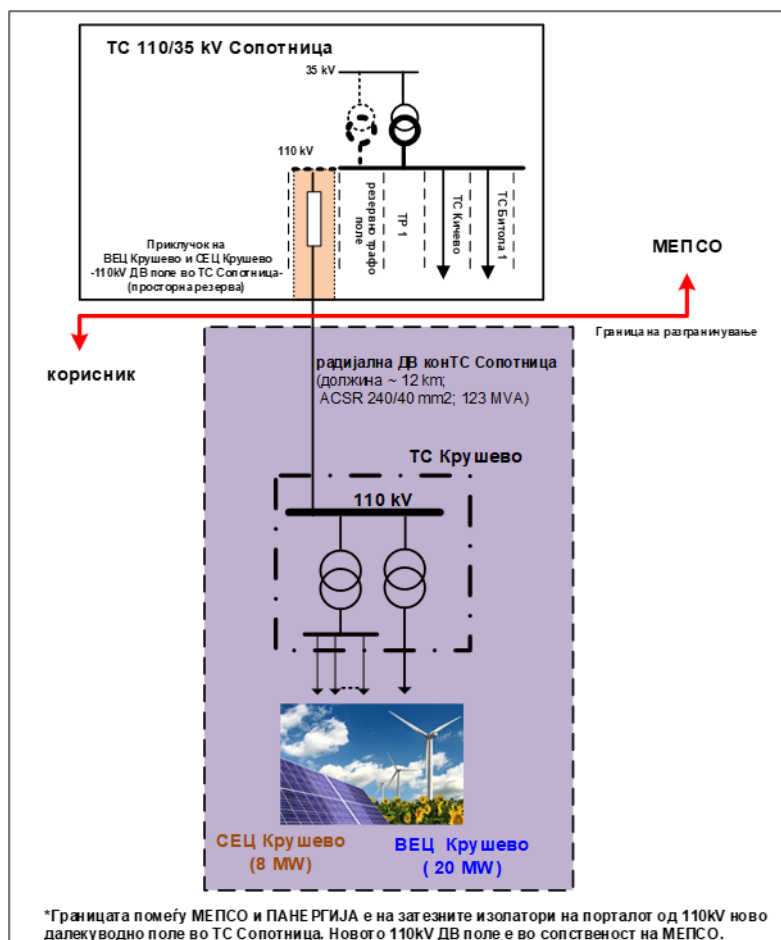
Име на објект:	ВЕЦ Демир Капија (Дрен)			
Локација на објектот:	с. Дрен, демиркаписки регион			
Инсталирана моќност:	I фаза ВЕЦ Демир Капија (Дрен): 34 MW, II фаза ВЕЦ Дрен 2: 10 MW			
Приклучок:	110 kV далекуводно поле во ТС Дуброво			
Естимирана вредност на приклучокот:	Фиксни трошоци (денари без ДДВ)		Варијабилни трошоци (ЕУР без ДДВ)	
	1. Студија за приклучување на преносна мрежа 2. Одобрување на техничка документација 3. Супервизија на градба 4. Тестови за усогласеност	1.664.780,00 54.826,00 16.447,80*Т Согласно вистинските трошоци	Приклучок на преносна мрежа	325.000,00
Завршени активности:	- изработена, одобрена од инвеститорот и наплатена Студија за приклучување - издадено Решение за согласност за приклучување – I фаза - потпишан Договор за приклучување - издадено Решение за согласност за приклучување – II фаза			
Тековни активности:	- инвеститорот изработува проектна документација за приклучокот			
Идни активности:	- супервизија на проектна документација - изградба и супервизија на изградба на приклучокот			



Слика 19. Приклучок на ВЕЦ Демир Капија(Дрен) и ВЕЦ Дрен 2 на преносна мрежа

10.3.3. Приклучок на ВЕЦ Крушево и ФЕЦ Крушево на преносна мрежа

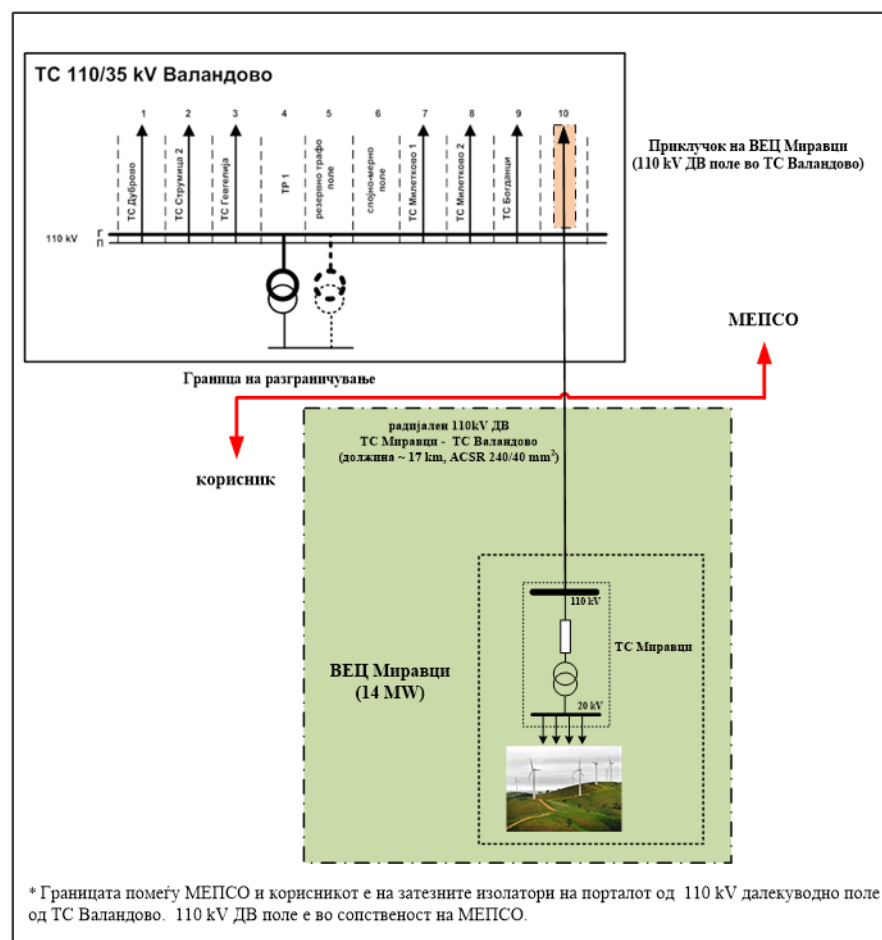
Име на објект:	ВЕЦ Крушево и ФЕЦ Крушево		
Локација на објектот:	Крушево		
Инсталирана моќност:	ВЕЦ Крушево: 20 MW и ФЕЦ Крушево: 8 MW		
Приклучок:	110 kV далекуводно поле во ТС Сопотница		
Естимирана вредност на приклучокот:	Фиксни трошоци (денари без ДДВ)		Варијабилни трошоци (ЕУР без ДДВ)
	1. Студија 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*Т Согласно вистинските трошоци	Приклучок на преносна мрежа 325.000,00
Завршени активности:	- Изработена и одобрена од инвеститорот Студија за приклучување		
Тековни активности:	- не е платена фактурата за Студијата за приклучување. Покрената е тужба за наплата.		
Идни активности:	- по наплата на фактурата за Студијата за приклучување следи издавање Решение за согласност за приклучување - потпишување Договор за приклучување		



Слика 20. Приклучок на ВЕЦ Крушево и ФЕЦ Крушево на преносна мрежа

10.3.4. Приклучок на ВЕЦ Миравци на преносна мрежа

Име на објект:	ВЕЦ Миравци		
Локација на објектот:	с. Миравци, валандовски регион		
Инсталирана моќност:	14 MW		
Приклучок:	110 kV далекуводно поле во ТС Валандово		
Естимирана вредност на приклучокот:	Фиксни трошоци (денари без ДДВ)		Варијабилни трошоци (ЕУР без ДДВ)
	1. Студија за приклучување на преносна мрежа 2. Одобрување на техничка документација 3. Супервизија на градба 4. Тестови за усогласеност	1.664.780,00 54.826,00 16.447,80*Т Согласно вистинските трошоци	Приклучок на преносна мрежа 325.000,00
Завршени активности:	- изработена, одобрена од инвеститорот и наплатена Студија за приклучување - издадено Решение за согласност за приклучување		
Тековни активности:	- инвеститорот ја обезбедува финансиската конструкција		
Идни активности:	- потпишување Договор за приклучување - изработка и супервизија на проектна документација		



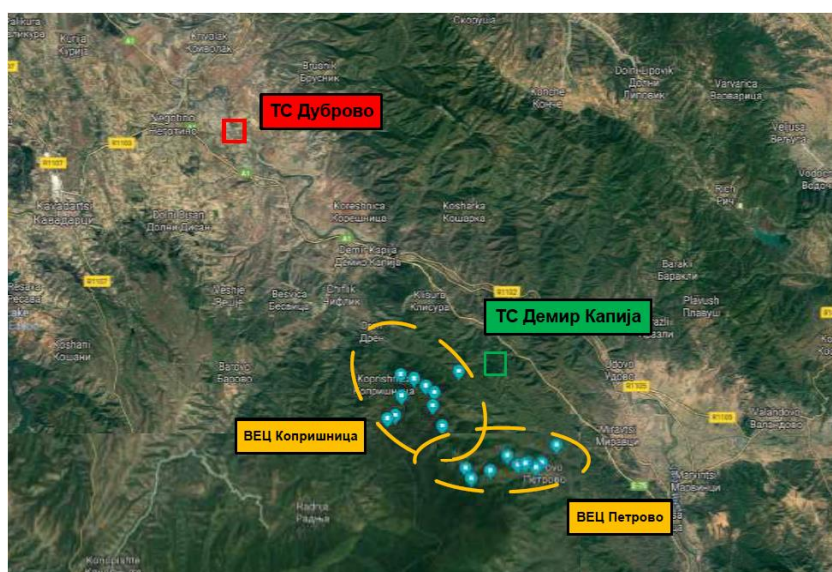
Слика 21. Приклучок на ВЕЦ Миравци на преносна мрежа

10.3.5. Приклучок на ВЕЦ Копришница на преносна мрежа

Име на објект:	ВЕЦ Копришница
Локација на објектот:	с. Копришница, валандовски регион
Инсталирана моќност:	40 MW
Приклучок:	Предлог усвоен во Анализата за приклучување на преносна мрежа: - 110 kV далекуводно поле во ТС Демир Капија во сопственост на ВЕЦ Демир Капија (Дрен) на кое се приклучува радијален 110kV вод од збирна ТС (ВЕЦ Копришница и ВЕЦ Петрово)
Естимирана вредност на приклучокот:	- Ќе биде дефинирана во Студијата за приклучување на преносна мрежа
Завршени активности:	- Изработена Анализа за приклучок
Тековни активности:	- нема
Идни активности:	- Со решавање на административните проблеми (приклучок на мрежа која не е во сопственост на систем оператор) ќе продолжи постапката за приклучување

10.3.6. Приклучок на ВЕЦ Петрово на преносна мрежа

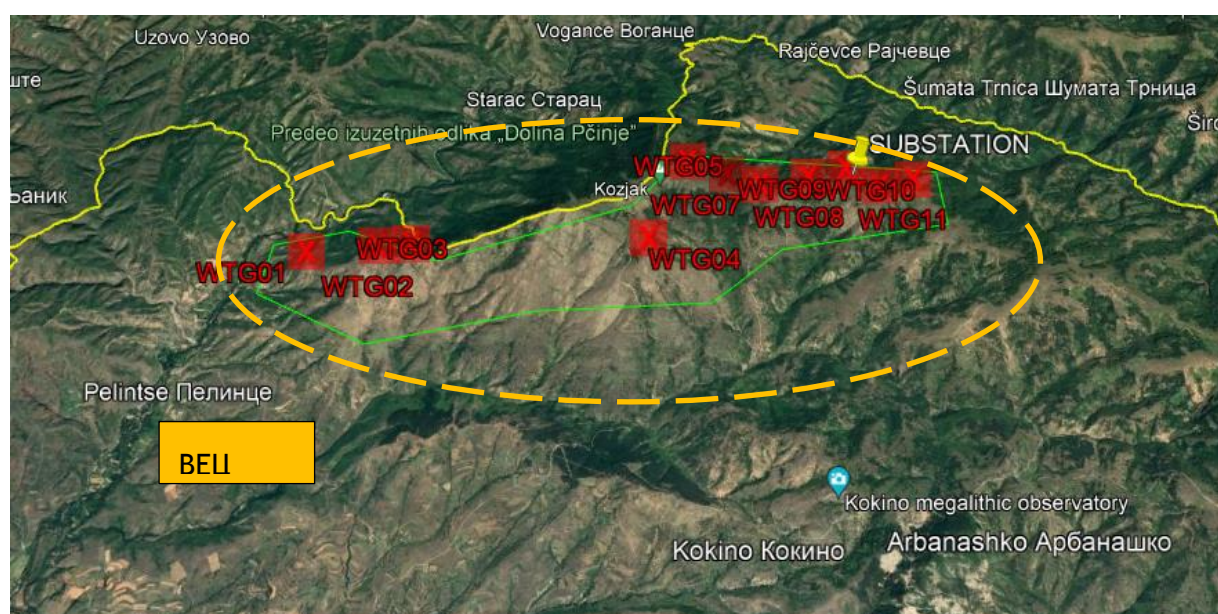
Име на објект:	ВЕЦ Петрово
Локација на објектот:	с. Петрово, валандовски регион
Инсталирана моќност:	40 MW
Приклучок:	Предлог усвоен во Анализата за приклучување на преносна мрежа: 110 kV далекуводно поле во ТС Демир Капија во сопственост на ВЕЦ Демир Капија (Дрен) на кое се приклучува радијален 110kV вод од збирна ТС (ВЕЦ Копришница и ВЕЦ Петрово)
Естимирана вредност на приклучокот:	- Ќе биде дефинирана во Студијата за приклучување на преносна мрежа
Завршени активности:	- Изработена Анализа за приклучување на преносна мрежа
Тековни активности:	- нема
Идни активности:	- Со решавање на административните проблеми (приклучок на мрежа која не е во сопственост на систем оператор) ќе продолжи постапката за приклучување



Слика 22. Приклучок на ВЕЦ Копришница и ВЕЦ Петрово на преносна мрежа

10.3.7. Приклучок на ВЕЦ Рамно на преносна мрежа

Име на објект:	ВЕЦ Рамно
Локација на објектот:	с. Рамно, Кумановски регион
Инсталирана моќност:	50 MW
Приклучок:	- Ќе биде дефиниран во Анализата од Студијата за приклучување на преносна мрежа
Естимирана вредност на приклучокот:	- Ќе биде дефинирана во Студијата за приклучување на преносна мрежа
Завршени активности:	- Теренски увид на локацијата
Тековни активности:	- Припрема на предлог варијантни решенија за приклучување
Идни активности:	- Припрема на Анализата за приклучување на преносна мрежа



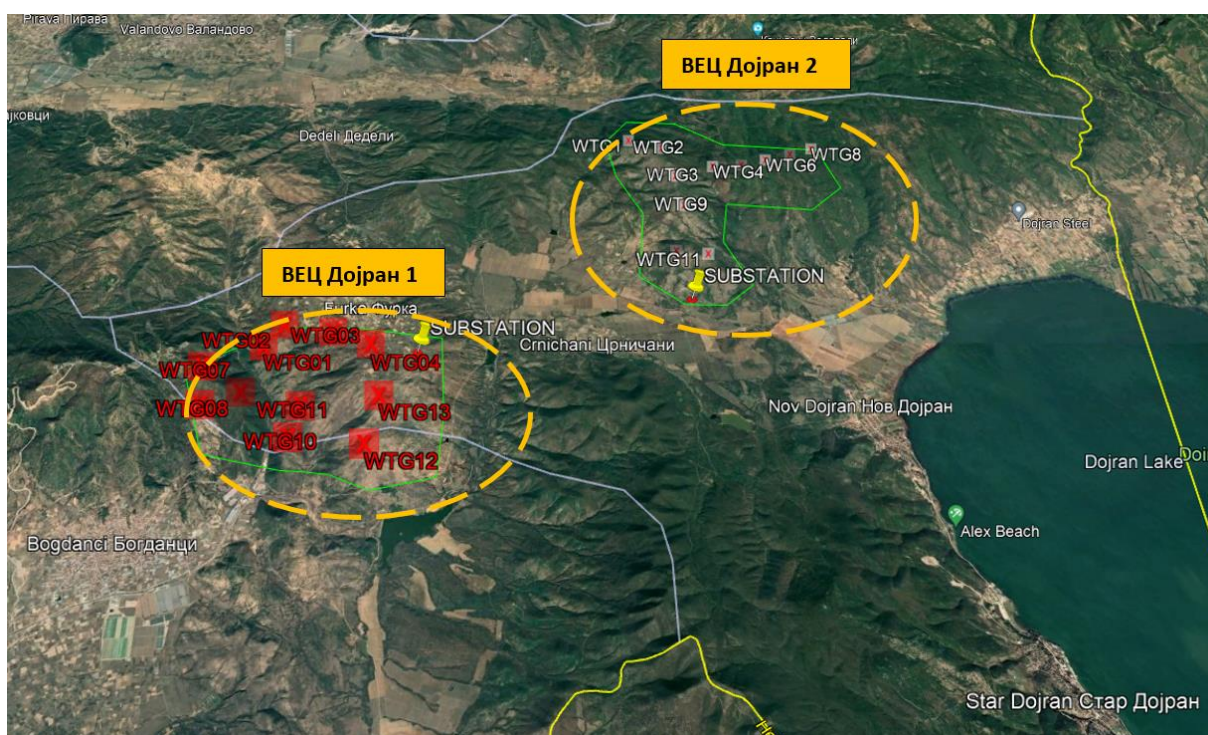
Слика 23. Приклучок на ВЕЦ Рамно на преносна мрежа

10.3.8. Приклучок на ВЕЦ Дојран 1 на преносна мрежа

Име на објект:	ВЕЦ Дојран 1
Локација на објектот:	Дојран, валандовски регион
Инсталирана моќност:	50 MW
Приклучок:	- Ќе биде дефиниран во Анализата од Студијата за приклучување на преносна мрежа
Естимирана вредност на приклучокот:	- Ќе биде дефинирана во Студијата за приклучување на преносна мрежа
Завршени активности:	- Теренски увид на локацијата
Тековни активности:	- Припрема на предлог варијантни решенија за приклучување
Идни активности:	- Припрема на Анализата за приклучување на преносна мрежа

10.3.9. Приклучок на ВЕЦ Дојран 2 на преносна мрежа

Име на објект:	ВЕЦ Дојран 2
Локација на објектот:	Дојран, валандовски регион
Инсталирана моќност:	50 MW
Приклучок:	- Ќе биде дефиниран во Анализата од Студијата за приклучување на преносна мрежа
Естимирана вредност на приклучокот:	- Ќе биде дефинирана во Студијата за приклучување на преносна мрежа
Завршени активности:	- Теренски увид на локацијата
Тековни активности:	- Припрема на предлог варијантни решенија за приклучување
Идни активности:	- Припрема на Анализата за приклучување на преносна мрежа



Слика 24. Приклучок на ВЕЦ Дојран 1 и ВЕЦ Дојран 2 на преносна мрежа

10.3.10. Најавени потенцијални ветерни електрични центри

Одржани се неколку состаноци за ВЕЦ Вирови со известување за монтирање на мерни станици. Изградбата на ВЕЦ Вирови се планира во кумановско-кривопаланечкиот регион со моќност од 414 MW.

Најавена е нова ВЕЦ Иберли во регионот на Демир Капија со моќност од 315 MW. До барателот се доставени информации и податоци за пополнување на барањето за приклучување на преносна мрежа.

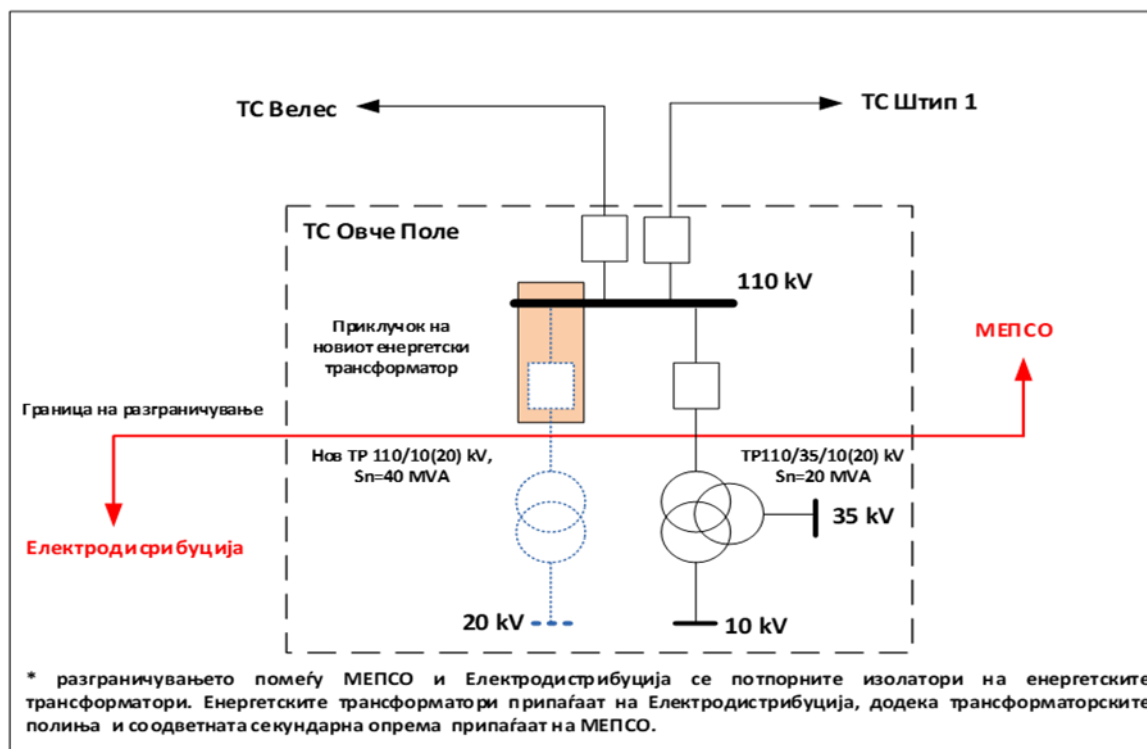
При изработка на анализите за приклучување на ВЕЦ Богданци и ВЕЦ Миравци најавена е поголема инсталирана моќност во завршната фаза:

- ВЕЦ Богданци 1Б, втора фаза од ВЕЦ Богданци, Валандово, 14 MW (50 MW вкупно).
- ВЕЦ Богданци 2, Валандово, 50 MW.
- ВЕЦ Миравци 1Б, втора фаза од ВЕЦ Миравци Валандово, 36 MW (50 MW вкупно).
- ВЕЦ Миравци 2, Валандовски регион 50 MW.

10.4. ФОТОНАПОНСКИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ

10.4.1. Приклучок на втор трансформатор во ТС Овче Поле (за приклучување на ФЕЦ со вкупна инсталирана моќност од 25 MW)

Име на објект:	ТС Овче Поле			
Локација на објектот:	Свети Николе			
Инсталирана моќност:	40 MVA			
Приклучок:	110kV трансформаторско поле во ТС Овче Поле			
Естимирана вредност на приклучокот:	Фиксни трошоци (денари без ДДВ)		Варијабилни трошоци (ЕУР без ДДВ)	
	5. Студија за приклучување на преносна мрежа	286.280,00	Приклучок на преносна мрежа	325.000,00
	6. Одобрување на техничка документација	57.256,00		
	7. Супервизија на градба	17.178,80*Т		
	8. Тестови за усогласеност	Согласно вистинските трошоци		
Завршени активности:	- изработена и наплатена Студија за приклучување, - издадено Решение за согласност за приклучување, - потпишан Договор за приклучување - одобрена проектна документација - изградба на приклучокот и супервизија на изградба на приклучокот			
Тековни активности:	- предлог Договор за приклучување одобрен од УО на МЕПСО			
Идни активности:	- потпишување на Договорот за приклучување од страна на МЕПСО и ЕВН - интерен технички преглед на приклучокот - наплата на супервизија на проектна документација и супервизија на изградба на приклучокот - пуштање под напон на приклучокот - примопредавање на приклучокот			



Слика 25. Приклучок на втор трансформатор во ТС Овче Поле

10.4.2. Приклучок на ФЕЦ Ерџелија на преносна мрежа

Име на објект:	ФЕЦ Ерџелија
Локација на објектот:	непосредно до село Ерџелија, светиниколски регион
Инсталирана моќност:	80 MW
Приклучок:	Предлог усвоен во Анализата за приклучување на преносна мрежа: - 110 kV далекуводно поле во ТС Овче Поле
Естимирана вредност на приклучокот:	- Ќе биде дефинирана во Студијата за приклучување на преносна мрежа
Завршени активности:	- Изработена и усвоена Анализа за приклучување на преносна мрежа
Тековни активности:	- Изработка на Студија за приклучување
Идни активности:	- Одобрување од инвеститорот и наплата на Студијата за приклучување - Издавање Решение за согласност за приклучување - Потпишување Договор за приклучување



Слика 26. Географска локација на ФЕЦ Ерџелија

10.4.3. Приклучок на ФЕЦ Окта на преносна мрежа

Име на објект:	ФЕЦ Окта
Локација на објектот:	Рафинерија Окта
Инсталирана моќност:	12 MW
Приклучок:	Измена на постоен приклучок со приклучување на ФЕЦ ОКТА
Естимирана вредност на приклучокот:	- Ќе биде дефинирана во Студијата за приклучување на преносна мрежа
Завршени активности:	- Доставено е барање за приклучување на ФЕЦ Окта, - Направен теренски увид на локацијата на ФЕЦ Окта - Изработка на предлог варијантни решенија за приклучување - Изготвена и усвоена Анализа за приклучување на преносна мрежа
Тековни активности:	- Изработка на Студија за приклучување
Идни активности:	- Одобрување од инвеститорот и наплата на Студијата за приклучување - Издавање Решение за согласност за приклучување - Потпишување Договор за приклучување



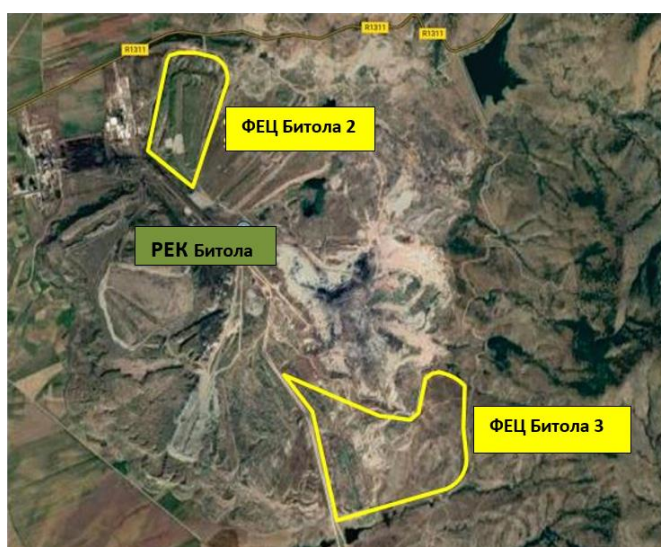
Слика 27. Географска локација на ФЕЦ Окта

10.4.4. Приклучок на ФЕЦ Битола 2 на преносна мрежа

Име на објект:	ФЕЦ Битола 2
Локација на објектот:	РЕК Битола
Инсталирана моќност:	60 MW
Приклучок:	- ќе биде дефиниран во Анализата за приклучување на преносна мрежа
Естимирана вредност на приклучокот:	- Ќе биде дефинирана во Студијата за приклучување на преносна мрежа
Завршени активности:	- Доставена е интегрална анализа за приклучување на ФЕЦ-и Битола на преносна мрежа
Тековни активности:	- Припрема на ново Барања за приклучување поради промена на стратешкиот план на ЕСМ
Идни активности:	- Изработка на варијанти за приклучување - Изработка на анализа за приклучување - Изработка, одобрување од инвеститорот и наплата на Студија за приклучување - Издавање Решение за согласност за приклучување - Потпишување Договор за приклучување

10.4.5. Приклучок на ФЕЦ Битола 3 на преносна мрежа

Име на објект:	ФЕЦ Битола 3
Локација на објектот:	РЕК Битола
Инсталирана моќност:	100 MW
Приклучок:	- ќе биде дефиниран во Анализата за приклучување на преносна мрежа
Естимирана вредност на приклучокот:	- Ќе биде дефинирана во Студијата за приклучување на преносна мрежа
Завршени активности:	- Доставена е интегрална анализа за приклучување на ФЕЦ-и Битола на преносна мрежа
Тековни активности:	- Припрема на ново Барања за приклучување поради промена на стратешкиот план на ЕСМ
Идни активности:	- Изработка на варијанти за приклучување - Изработка на анализа за приклучување - Изработка, одобрување од инвеститорот и наплата на Студија за приклучување - Издавање Решение за согласност за приклучување - Потпишување Договор за приклучување



Слика 28. Географска локација на ФЕЦ Битола 2 и ФЕЦ Битола 3

10.4.6. Приклучок на ФЕЦ Брод Гнеотино на преносна мрежа

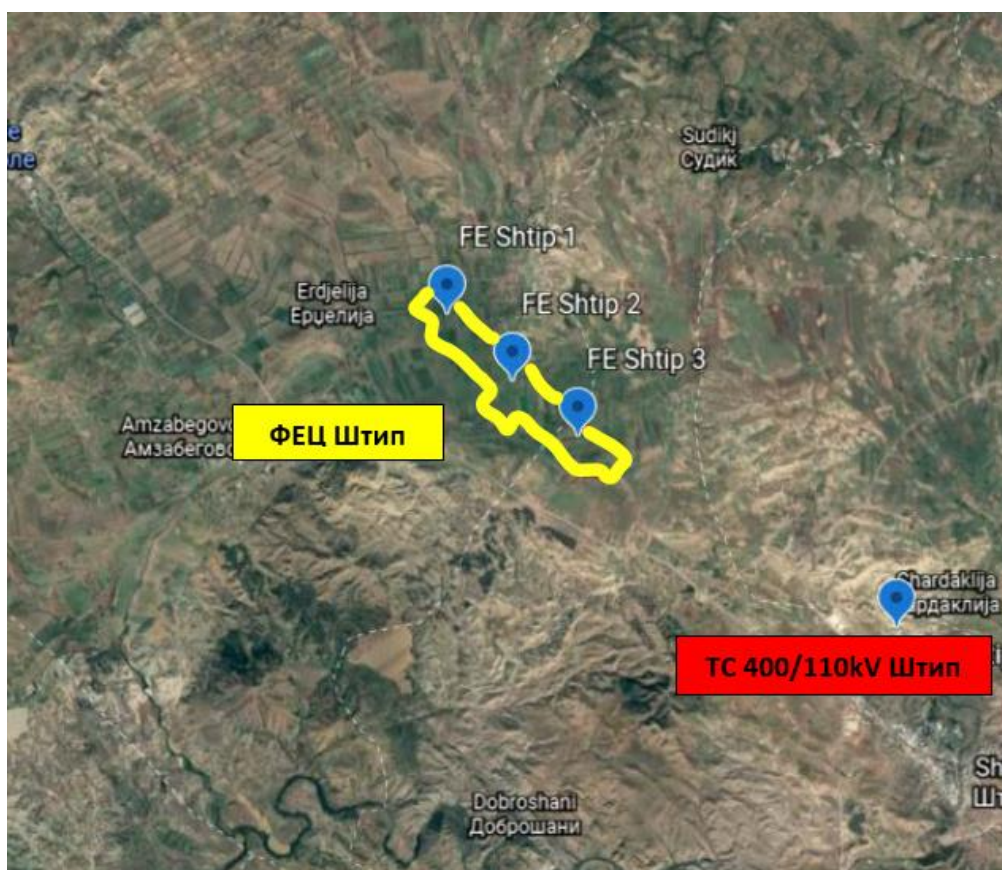
Име на објект:	ФЕЦ Брод Гнеотино
Локација на објектот:	РЕК Битола
Инсталирана моќност:	100 MW
Приклучок:	- ќе биде дефиниран во Анализата за приклучување на преносна мрежа
Естимирана вредност на приклучокот:	- Ќе биде дефинирана во Студијата за приклучување на преносна мрежа
Завршени активности:	- Доставена е интегрална анализа за приклучување на ФЕЦ-и Битола на преносна мрежа
Тековни активности:	- Припрема на ново Барања за приклучување поради промена на стратешкиот план на ЕСМ
Идни активности:	- Изработка на варијанти за приклучување - Изработка на анализа за приклучување - Изработка, одобрување од инвеститорот и наплата на Студија за приклучување - Издавање Решение за согласност за приклучување - Потпишување Договор за приклучување



Слика 29. Географска локација на ФЕЦ Брод Гнеотино

10.4.7. Приклучок на ФЕЦ Штип на преносна мрежа

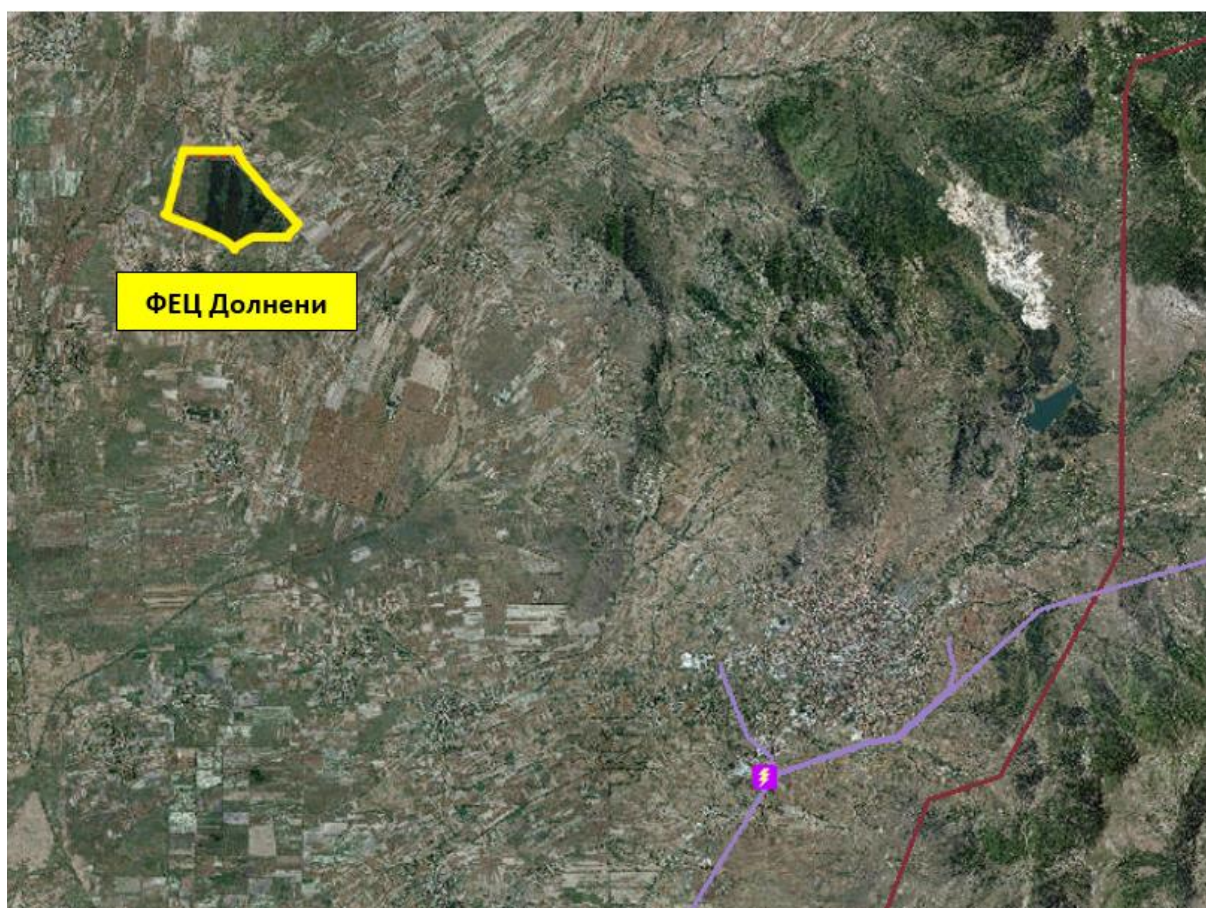
Име на објект:	ФЕЦ Штип
Локација на објектот:	Штипски регион
Инсталирана моќност:	360 MW
Приклучок:	- Ќе биде дефиниран во Анализата за приклучување на преносна мрежа
Естимирана вредност на приклучокот:	- Ќе биде дефинирана во Студијата за приклучување на преносна мрежа
Завршени активности:	- Одржани неколку состаноци за приклучок на ФЕЦ Штип
Тековни активности:	- Комплетирање на потребната документација и достава на барање за приклучок
Идни активности:	- Теренски увид на локацијата на ФЕЦ Штип - Изработка на предлог варијантни решенија за приклучување - Изработка на Анализа за приклучок на преносна мрежа - Изработка, одобрување на инвеститорот и наплата на Студија за приклучување - Издавање на Решение за согласност за приклучување - Потпишување Договор за приклучување



Слика 30. Географска локација на ФЕЦ Штип

10.4.8. Приклучок на ФЕЦ Долнени на преносна мрежа

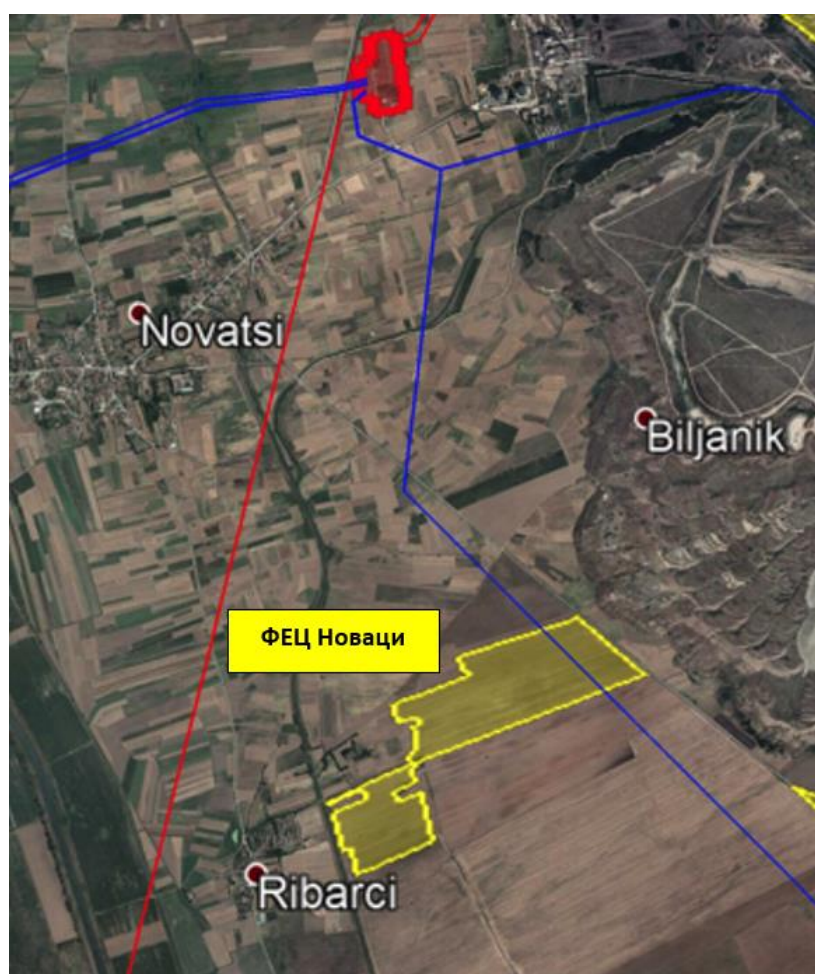
Име на објект:	ФЕЦ Долнени
Локација на објектот:	с. Долнени, Прилеп
Инсталирана моќност:	400 MW
Приклучок:	- Ќе биде дефиниран во Анализата за приклучување на преносна мрежа
Естимирана вредност на приклучокот:	- Ќе биде дефинирана во Студијата за приклучување на преносна мрежа
Завршени активности:	- Одржани неколку состаноци за приклучок на ФЕЦ Долнени - Доставена документација за приклучување на преносна мрежа
Тековни активности:	- Комплетирање на потребната документација на барањето за приклучување
Идни активности:	- Теренски увид на локацијата на ФЕЦ - Изработка на предлог варијантни решенија за приклучување - Изработка на Анализа за приклучок на преносна мрежа - Изработка, одобрување од инвеститорот и наплата на Студија за приклучување - Издавање на Решение за согласност за приклучување - Потпишување Договор за приклучување



Слика 31. Географска локација на ФЕЦ Долнени

10.4.9. Приклучок на ФЕЦ Новаци на преносна мрежа

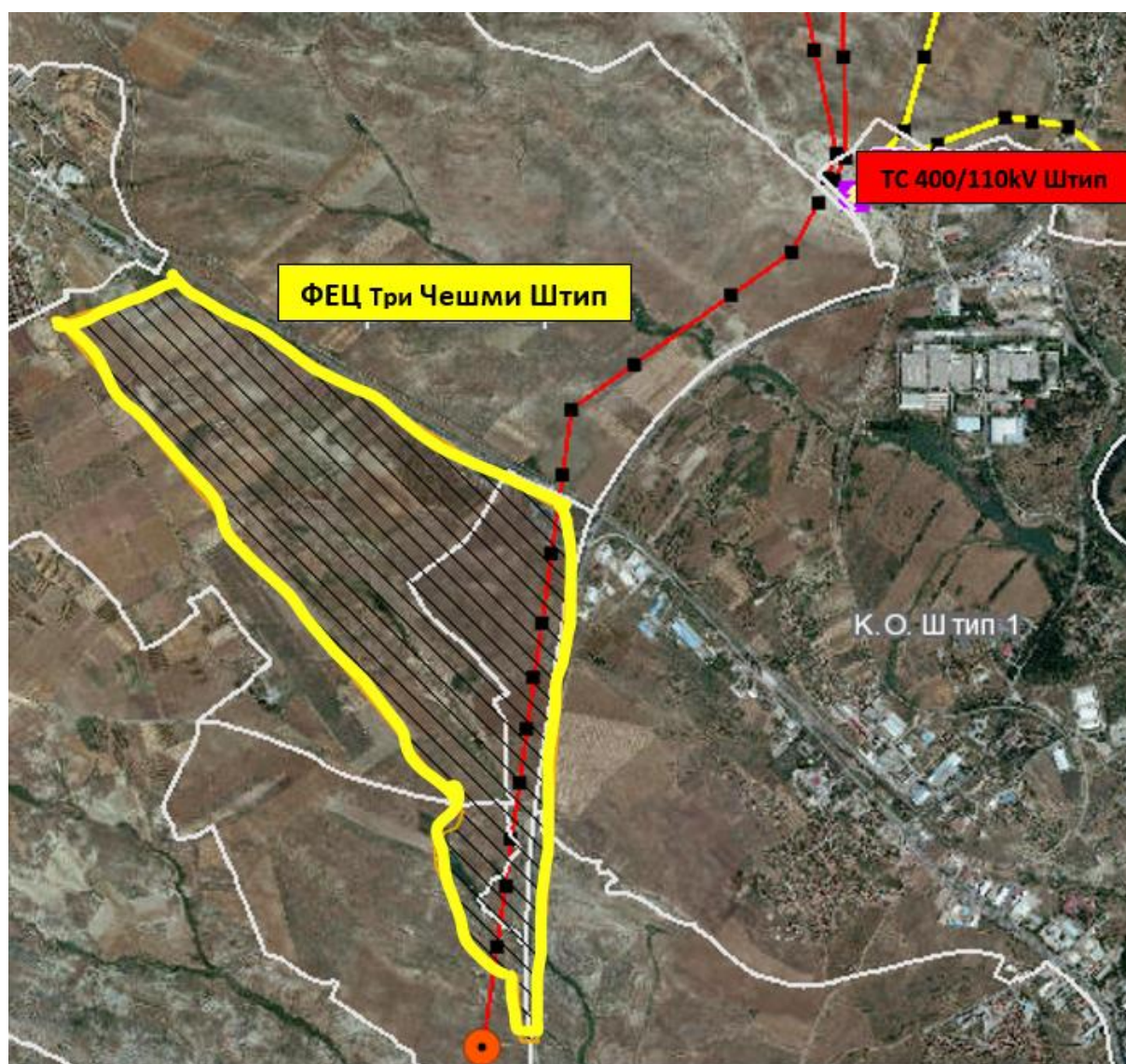
Име на објект:	ФЕЦ Новаци
Локација на објектот:	с. Рибарци, Општина Новаци, Битолско
Инсталирана моќност:	50 MW
Приклучок:	- Ќе биде дефиниран во Анализата за приклучување на преносна мрежа
Естимирана вредност на приклучокот:	- Ќе биде дефинирана во Студијата за приклучување на преносна мрежа
Завршени активности:	- Доставено е барање за приклучување на ФЕЦ Новаци - Направен теренски увид на локацијата на ФЕЦ Новаци
Тековни активности:	- Изработка на предлог варијантни решенија за приклучување
Идни активности:	- Изработка на Анализа за приклучок на преносна мрежа - Изработка, одобрување од инвеститорот и наплата на Студија за приклучување - Издавање на Решение за согласност за приклучување - Потпишување Договор за приклучување



Слика 32. Географска локација на ФЕЦ Новаци

10.4.10. Приклучок на ФЕЦ Три Чешми Штип на преносна мрежа

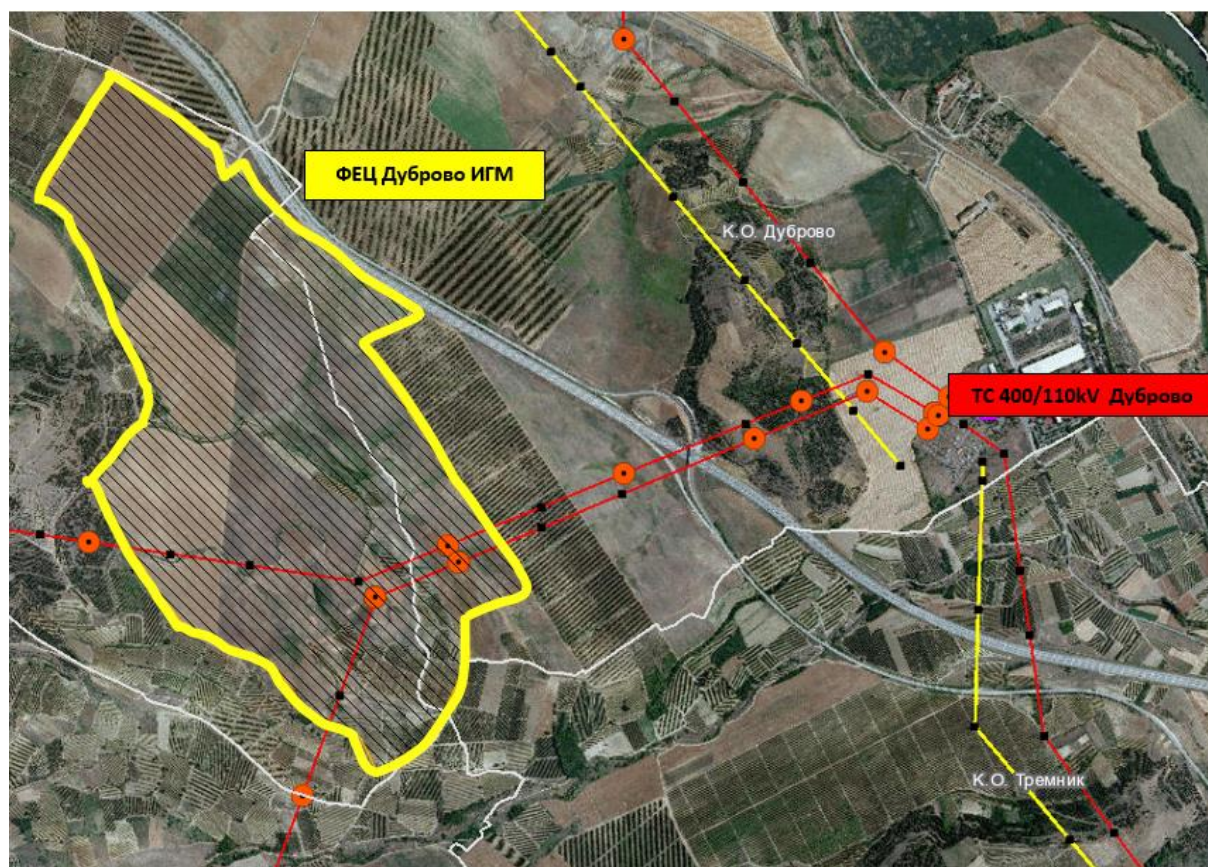
Име на објект:	ФЕЦ Три Чешми Штип
Локација на објектот:	с. Три Чешми, Штип
Инсталирана моќност:	80 MW
Приклучок:	- Ќе биде дефиниран во Анализата за приклучување на преносна мрежа
Естимирана вредност на приклучокот:	- Ќе биде дефинирана во Студијата за приклучување на преносна мрежа
Завршени активности:	- Доставено е барање за приклучување на ФЕЦ Три Чешми Штип - Направен теренски увид на локацијата на ФЕЦ
Тековни активности:	- Комплетирање на потребната документација на барањето за приклучување
Идни активности:	- Изработка на предлог варијантни решенија за приклучување - Изработка на Анализа за приклучок на преносна мрежа - Изработка, одобрување од инвеститорот и наплата на Студија за приклучување - Издавање на Решение за согласност за приклучување - Потпишување Договор за приклучување



Слика 33. Географска локација на ФЕЦ Аеродроми Штип

10.4.11. Приклучок на ФЕЦ Дуброво ИГМ на преносна мрежа

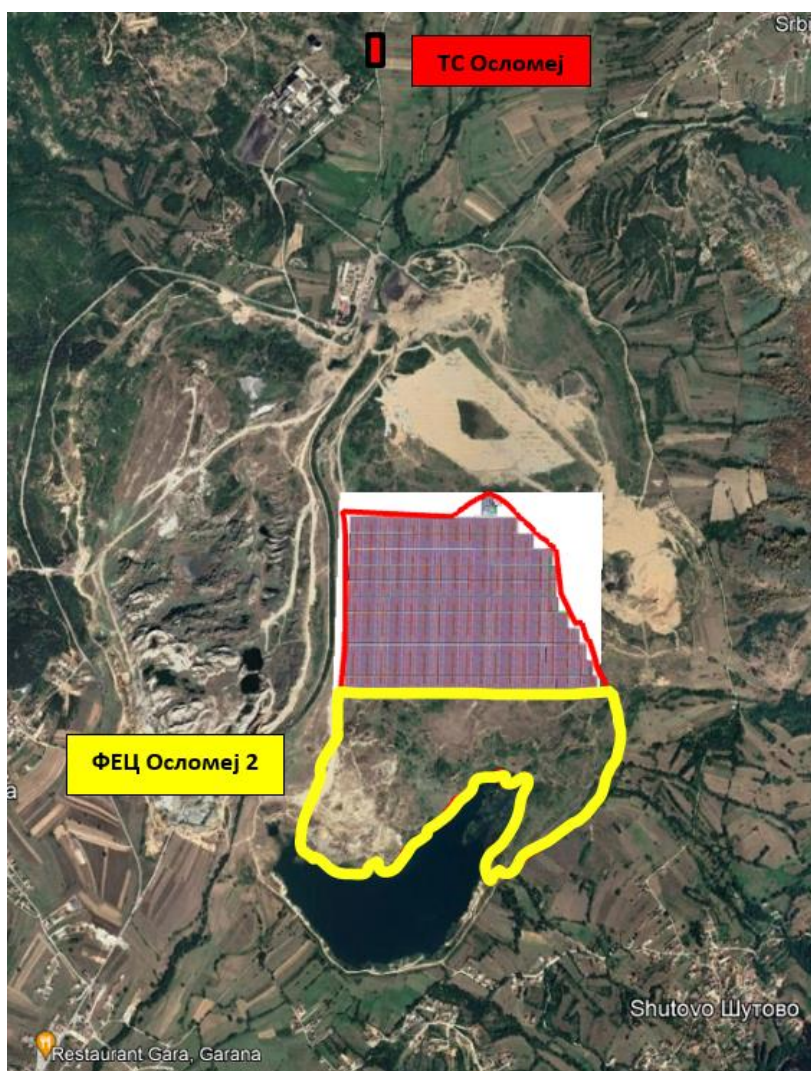
Име на објект:	ФЕЦ Дуброво ИГМ
Локација на објектот:	с. Дуброво, Општина Неготино
Инсталирана моќност:	70 MW
Приклучок:	- Ќе биде дефиниран во Анализата за приклучување на преносна мрежа
Естимирана вредност на приклучокот:	- Ќе биде дефинирана во Студијата за приклучување на преносна мрежа
Завршени активности:	- Доставено е барање за приклучување на ФЕЦ Дуброво ИГМ
Тековни активности:	- Комплетирање на потребната документација на барањето за приклучување - Направен теренски увид на локацијата на ФЕЦ
Идни активности:	- Изработка на предлог варијантни решенија за приклучување - Изработка на Анализа за приклучок на преносна мрежа - Изработка, одобрување од инвеститорот и наплата на Студија за приклучување - Издавање на Решение за согласност за приклучување - Потпишување Договор за приклучување



Слика 34. Географска локација на ФЕЦ Дуброво ИГМ

10.4.12. Приклучок на ФЕЦ Ослемеј 2 на преносна мрежа

Име на објект:	ФЕЦ Ослемеј 2
Локација на објектот:	С. Ослемеј
Инсталирана моќност:	50 MW
Приклучок:	- Ќе биде дефиниран во Анализата за приклучување на преносна мрежа
Естимирана вредност на приклучокот:	- Ќе биде дефинирана во Студијата за приклучување на преносна мрежа
Завршени активности:	- Доставено е барање за приклучување на ФЕЦ Ослемеј 2
Тековни активности:	- Комплетирање на потребната документација на барањето за приклучување - Направен теренски увид на локацијата на ФЕЦ
Идни активности:	- Изработка на предлог варијантни решенија за приклучување - Изработка на Анализа за приклучок на преносна мрежа - Изработка, одобрување од инвеститорот и наплата на Студија за приклучување - Издавање на Решение за согласност за приклучување - Потпишување Договор за приклучување



Слика 35. Географска локација на ФЕЦ Ослемеј 2

10.4.13. Приклучок на ФЕЦ Ослемеј 3 на преносна мрежа

Име на објект:	ФЕЦ Ослемеј 3
Локација на објектот:	С. Ослемеј
Инсталирана моќност:	50 MW
Приклучок:	- Ќе биде дефиниран во Анализата за приклучување на преносна мрежа
Естимирана вредност на приклучокот:	- Ќе биде дефинирана во Студијата за приклучување на преносна мрежа
Завршени активности:	- Доставено е барање за приклучување на ФЕЦ Ослемеј 3
Тековни активности:	- Комплетирање на потребната документација на барањето за приклучување - Направен теренски увид на локацијата на ФЕЦ
Идни активности:	- Изработка на предлог варијантни решенија за приклучување - Изработка на Анализа за приклучок на преносна мрежа - Изработка, одобрување од инвеститорот и наплата на Студија за приклучување - Издавање на Решение за согласност за приклучување - Потпишување Договор за приклучување



Слика 36. Географска локација на ФЕЦ Ослемеј 3

10.4.14. Најавени потенцијални фотоволтаични електрични центри

Одржани се повеќе состаноци со домашни странски инвеститори заинтересирани за изградба на нови фотоволтаични електрични центри:

1. ФЕЦ Јамуларци, Штип, со моќност од 100 MW
2. ФЕЦ Штип Нексан, с. Јамуларци и с.Скандалци, Штип, 140 MW
3. ФЕЦ Дебрца, Охрид, 20 MW
4. ФЕЦ Витачево, Кавадарци, 300 MW
5. ФЕЦ Фени, Кавадарци, 35 MW
6. ФЕЦ Росоман, Кавадарци, 200 MW
7. ФЕЦ Сушица, Струмица, 40 MW
8. ФЕЦ Кранфилд, Пробиштип, 40 MW

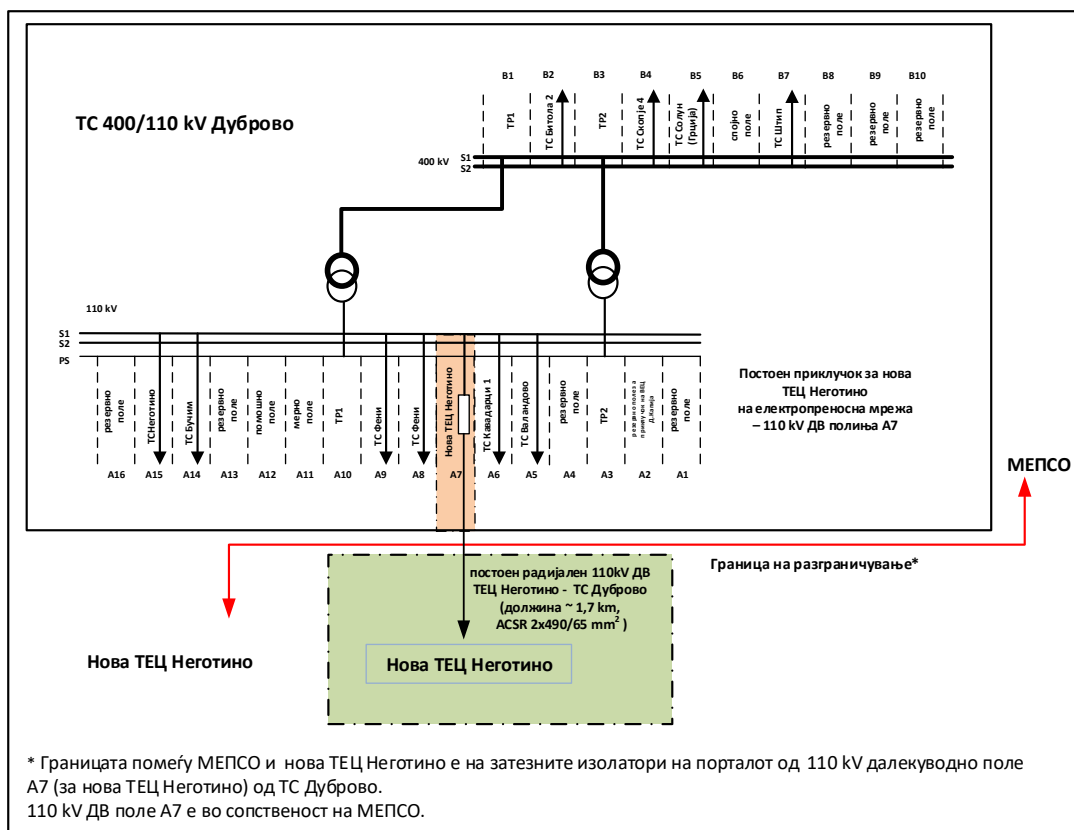
10.5. Нова ТЕЦ и нова ТЕ-ТО**10.5.1. Приклучок на нова ТЕЦ Неготино**

АД МЕПСО по барање на ТЕЦ Неготино за изработка на фисибилити студија за оправданост за доделување договор за јавно приватно партнерство за ТЕЦ Неготино за нова гасна или комбинирана електрична централа изработи прелиминарни технички решенија за приклучување на електропреносна мрежа на комбинирана или гасна електрична централа, за две предлог решенија:

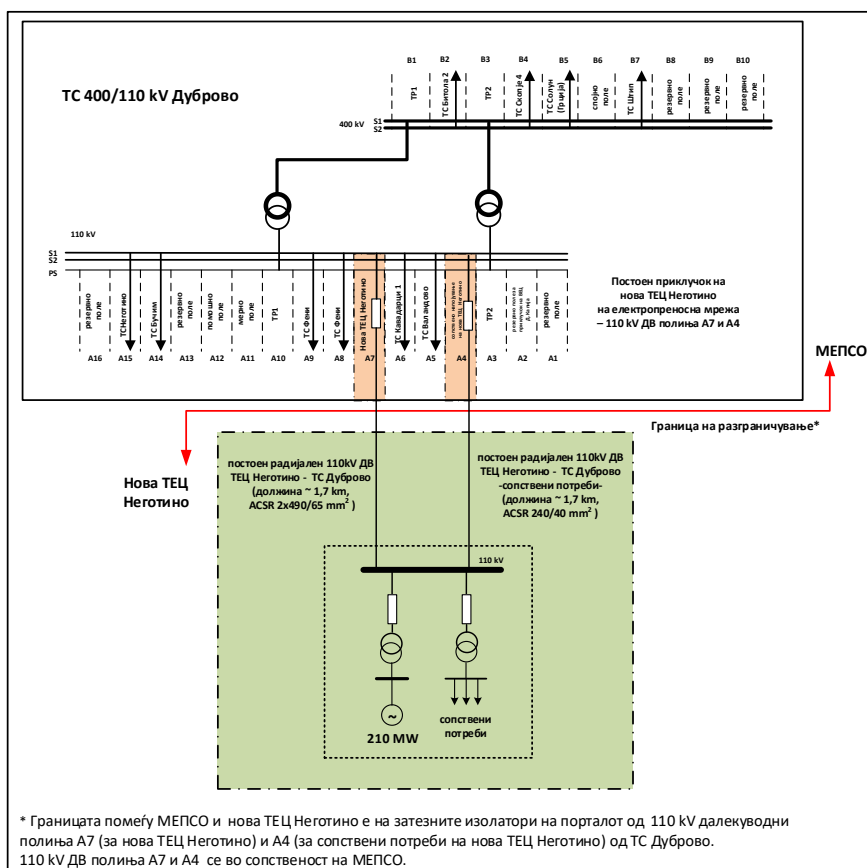
1. Изградба на нова гасна (со комбиниран или отворен циклус) електрична централа со капацитет колку постојната ТЕЦ Неготино (инсталиран капацитет од 210 MW).
2. Изградба на нова гасна (со комбиниран или отворен циклус) електрична централа со инсталиран капацитет во рангот од 400 MW до 800 MW.

Табела 13. Прелиминарни технички решенија за приклучување на нова ТЕЦ Неготино со инсталиран капацитет од 210 MW

Име на објект:	Нова ТЕЦ Неготино
Локација на објектот:	С.Дуброво, Неготино
Инсталирана моќност:	210 MW
Приклучок:	Варијанта 1.1. - приклучок составен од: - постојно 110 kV ДВ поле за нова ТЕЦ Неготино - А7 во ТС Дуброво. Варијанта 1.2. - доколку инвеститорот има потреба од приклучок на сопствените потреби на преносна мрежа, приклучок би бил составен од: - постојно 110 kV ДВ поле за нова ТЕЦ Неготино - А7 во ТС Дуброво и - постојно 110 kV ДВ поле за сопствени потреби на нова ТЕЦ Неготино - А4 во ТС Дуброво.
Естимирана вредност на приклучокот:	Варијанта 1.1. - нема инвестиции (се користи постоен приклучок) Варијанта 1.2. - нема инвестиции (се користат постојни приклучоци)
Завршени активности:	Прелиминарни технички решенија за приклучување на електропреносна мрежа на комбинирана или гасна електрична централа



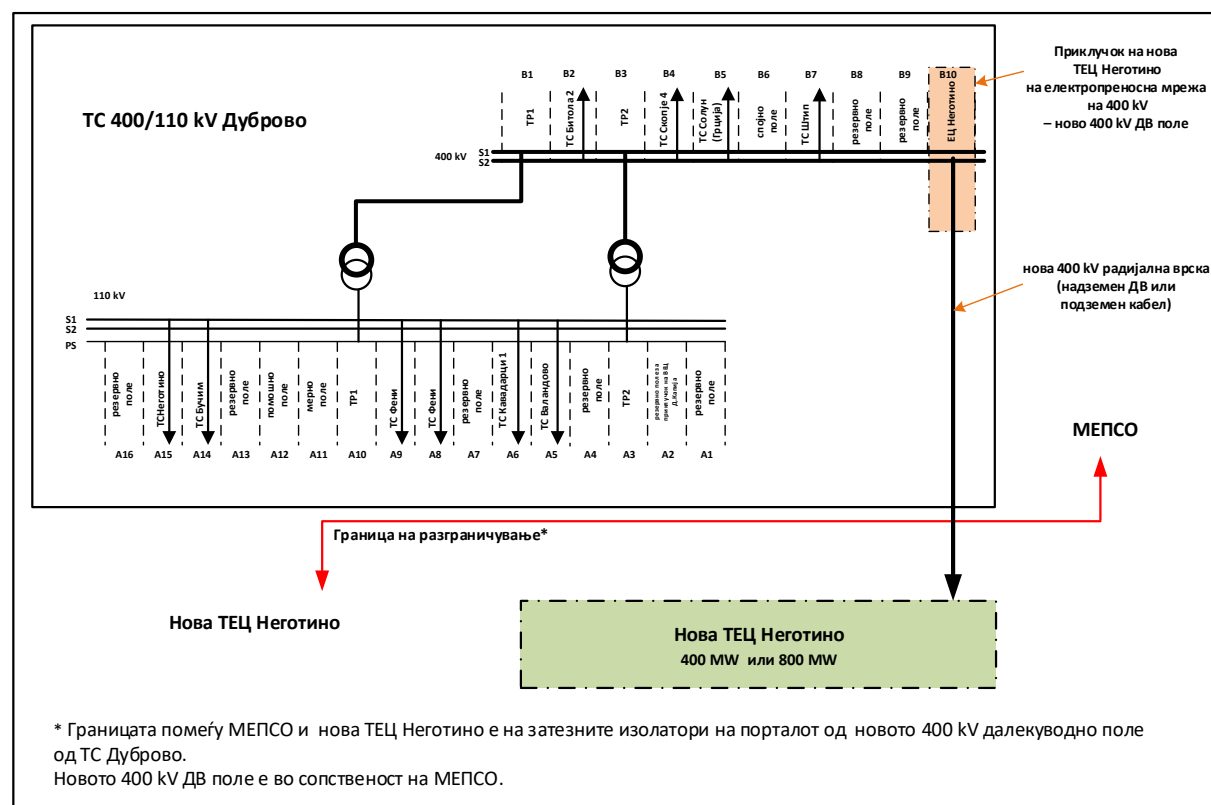
Слика 37. Приклучок на електропреносната мрежа на нова ТЕЦ Неготино (210MW), варијанта 1.1



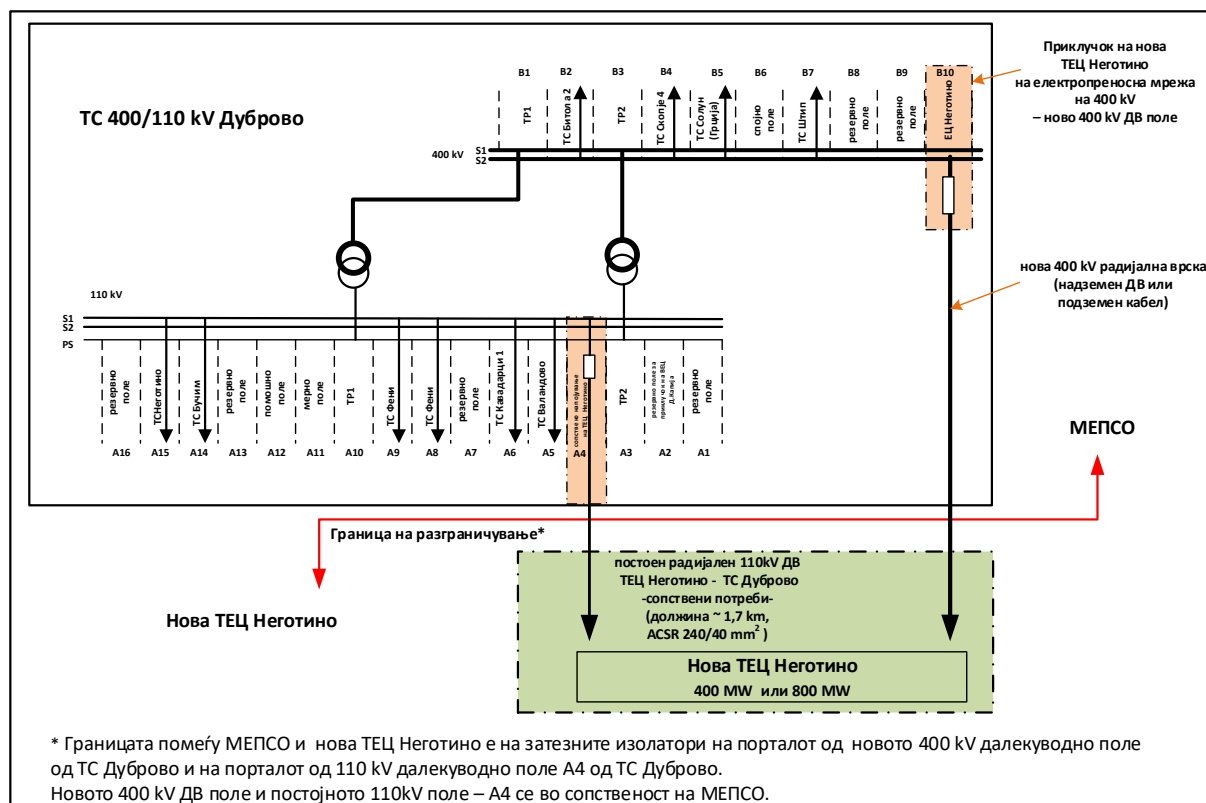
Слика 38. Приклучок на електропреносната мрежа на нова ТЕЦ Неготино (210MW), варијанта 1.2

Табела 14. Прелиминарни технички решенија за приклучување на нова ТЕЦ Неготино со инсталиран капацитет од 400 MW до 800 MW

Име на објект:	Нова ТЕЦ Неготино
Локација на објектот:	С.Дуброво, Неготино
Инсталирана моќност:	Од 400 до 800 MW
Приклучок:	Варијанта 2.1. - приклучок составен од: - ново 400 kV ДВ поле за нова ТЕЦ Неготино во ТС Дуброво. Варијанта 2.2. - доколку инвеститорот има потреба од приклучок на сопствените потреби на 110 kV преносна мрежа, приклучок би бил составен од: - ново 400 kV ДВ поле за нова ТЕЦ Неготино во ТС Дуброво и - постојно 110 kV ДВ поле за сопствени потреби на нова ТЕЦ Неготино - А4 во ТС Дуброво .
Естимирана вредност на приклучокот:	Варијанта 1.1. - 500.000,00 евра (за ново 400 kV ДВ поле во ТС Дуброво) Варијанта 1.2. - 500.000,00 евра (за ново 400 kV ДВ поле во ТС Дуброво, и 110 kV постојно поле во ТС Дуброво)
Завршени активности:	Прелиминарни технички решенија за приклучување на електропреносна мрежа на комбинирана или гасна електрична централа



Слика 39. Приклучок на електропреносната мрежа на нова ТЕЦ Неготино (400 MW или 800 MW), варијанта 2.1



Слика 40. Приклучок на електропреносната мрежа на нова ТЕЦ Неготино (400 MW или 800 MW), варијанта 2.2

10.5.2. Приключок на нова ТЕТО

Име на објект:	Нова ТЕТО, Скопје
Локација на објектот:	Железара, Енергетика (ЕСМ)
Инсталирана моќност:	110 MW
Приклучок:	Енергетика би требало да бара измена на постоен приклучок на преносна мрежа до МЕПСО поради приклучок на нова ТЕТО. Локацијата на новата ТЕТО е во близина на постојната 110/x kV TC Север која е во сопственост на дистрибутивниот систем на Енергетика.



Слика 41. Географска локација на нова ТЕТО

11. РЕАЛИЗАЦИЈА НА ПРОЕКТИ ВО ПЕРИОДОТ ОД 2022 ДО 2031 ГОДИНА

Земајќи ги предвид сите промени кои се предвидени во периодот од 2022 до 2031 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 преносната мрежа за да се обезбеди сигурно и доверливо работење на електроенергетскиот систем.

Во Табела 15 е 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 2022 - 2031 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 МЕПСО.

Табела 15. Временска рамка и динамичка распределба на инвестиции за период 2022-2031

Бр.	Проекти	Буџет Договор (м EUR)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	План за реализација (MEUR)			
			за ем	мелсо	грант	вкупно										
Интерконективни врски																
1	400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 – македонско/албанска граница	16.54	9.70	1.30									11.00	0.00	0.00	11.00
Нови далекуводи и трансформаторски станици																
2	Трансформаторска станица 400/110 kV ТС Охрид и ново 400 kV ДВ поле во ТС Битола 2	16.32	7.46	4.00									11.46	0.00	0.00	11.46
3	Приклучување на 110 kV ДВ ХЕЦ Вруток - 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	Зајакнување на преносната мрежа во Југоисточна Македонија	20.30	0.65	3.80	11.4	3.80							15.20	0.00	4.45	19.65
5	Изградба на ТС 400/110 kV Куманово (1 x 300 MVA)	15.10			0.05	0.05	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00		9.06	6.04	0.00	15.10
Ревитализација/реконструкција на 110 kV далекуводи																
6	Ревитализација на 110 kV далекуводи	3.00	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.00	7.00	0.00	7.00
7	Ревитализација на ДВ 2x110kV делница Вапила - ТС Охрид 1/2	0.65	0.03	0.30	0.32								0.00	0.65	0.00	0.65
8	Реконструкција на 110 kV ДВ-и на потег Вруток - Тетово	0.41	0.30	0.11									0.41	0.00	0.00	0.41
9	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Бунаржик – ТС Миладиновци	2.00	1.00	1.00									0.17	1.83	0.00	2.00
10	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Велес - ТС Овче Поле	1.81	1.48										0.92	0.56	0.00	1.48
11	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Штип - ТС Овче Поле	1.41	0.24										0.20	0.03	0.00	0.24
12	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Битола 1 – ТС Прилеп 1	3.92	3.31										1.69	1.61	0.00	3.31
13	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Скопје 4 –ТС Петровец - ТС Велес	2.91	2.51										2.31	0.20	0.00	2.51
14	Реконструкција на ДВ 110 kV Гостивар (Буковик) - ТЕЦ Осломеј - Кичево - Сопотница - Битола 1 (должина ≈ 100 km HTLS)	5.81	2.59	3.09									0.17	5.50	0.00	5.67
15	Реконструкција на ДВ 110 kV Полог - ХЕЦ Вруток - ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Глобочица - Струга (должина ≈ 100 km, HTLS)	6.55			2.15	2.10	1.30	1.00					3.05	3.50	0.00	6.55
Ревитализација/реконструкција на трансформаторски станици																
16	Ревитализација на трансформаторски станици	13.00	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	0.00	13.00	0.00	13.00
17	ВН опрема - разделувачи	0.93	0.93										0.28	0.65	0.00	0.93
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	Енергетски трансформатор (5-СК4-1ТА)	3.50							0.70	2.80			0.00	3.50	0.00	3.50
Ревитализација на ТС Дуброво																
20	Енергетски трансформатор (3-ДУБ-1ТА)	3.50	0.70	2.80									0.00	3.50	0.00	3.50
21	ВН опрема - разделувачи	2.00	1.00	1.00									2.00	0.00	0.00	2.00
Ревитализација на ТС Битола 2																
22	ВН опрема (400 kV и 110 kV разделувачи, мерни трансформатори)	3.18	1.26	0.60									0.65	1.20	0.00	1.86
Ревитализација на ТС Кочани																
23	Попречна компензација во 110 kV ТС Кочани (25 Mvar)	0.75							0.15	0.60			0.00	0.75	0.00	0.75
Ревитализација на ТС Велес и ТС Кавадарци 1																
24	Прилагодување, набавка и инсталација на примарна опрема, инсталација на SACS, заштита и ДЦ на појувача	0.50	0.34	0.04									0.00	0.38	0.00	0.38
Реконструкција и санација на командни згради во трафостаници																
25	Реконструкција и санација на командни згради во трафостаници за подобрување на енергетски карактеристики, интеграција на ОИЕ и намалување на емисии на CO ₂	0.14	0.06	0.06									0.00	0.12	0.00	0.12

План за развој на електропреносниот систем за период 2022-2031

Бр.	Проекти	Буџет Договор (М EUR)											План за реализација (MEUR)				
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	за ем	мелсо	грант	вкупно	
Модернизација на системи за управување																	
Ревитализација/реконструкција на системи за управување во трансформаторски станици																	
26	Инсталација на системи за управување во 5 трансформаторски станици	0.85	0.65	0.20										0.00	0.85	0.00	0.85
Замена на крајни станици (Remote terminal units)																	
27	Набавка и инсталација на крајни станици	0.40	0.30	0.10										0.00	0.40	0.00	0.40
Системи за мерење на електрична енергија																	
28	Статична испитна станица и броила за мерење на електрична енергија	0.10				0.10								0.00	0.10	0.00	0.10
29	Паметни броила за мерење на електрична енергија	0.30	0.06	0.04			0.20							0.00	0.30	0.00	0.30
AMR MDM систем																	
30	Надградба и проширување на AMR MDM системот со нови функционалности	0.22	0.08	0.02	0.06									0.00	0.16	0.00	0.16
31	Набавка и инсталација на нов AMR MDM систем	0.40									0.30	0.10		0.00	0.40	0.00	0.40
32	Набавка и инсталација на нов SCADA/EMS систем	3.00		2.00	1.00									0.00	3.00	0.00	3.00
33	Data Room	0.14	0.14											0.00	0.14	0.00	0.14
Модернизација на електропреносниот систем																	
34	Телекомуникациска опрема и далечински мониторинг на трансформаторските станици	5.00	2.95	2.05										2.95	2.05	0.00	5.00
35	Подземна инсталација за оптичко поврзување	0.20	0.20											0.15	0.05	0.00	0.20
36	Balkan Digital Highway	5.80	0.80		3.25	1.75								1.50	2.50	1.80	5.80
37	Набавка и инсталација на OPGW на 400 kV ДВ Скопје 4 - Битола 2	1.80		0.18	1.62									0.00	1.80	0.00	1.80
38	Примарен и секундарен Дата центар (Disaster Recovery Site)	0.70	0.15	0.30	0.25									0.00	0.70	0.00	0.70
39	Систем за управување и менаџмент на ИТК сервис и интерконекциска опрема	0.45	0.10	0.10	0.15	0.10								0.00	0.45	0.00	0.45
40	Уред за складирање на податоци (Storage)	0.15	0.15											0.00	0.15	0.00	0.15
41	Систем за променливо дозволено оптоварување на водови (Smart Grid: DLR - Dynamic Line Rating)	1.23	0.03	0.20	1.00									0.00	1.23	0.00	1.23
42	Уред за корекција на напонски профил	2.80				0.80	2.00							0.00	2.24	0.56	2.80
43	Smart Maintenance and Asset management - Паметно одржување и менаџмент на опрема	0.90	0.65	0.25										0.90	0.00	0.00	0.90
44	Хардвер и софтвер за прогноза на производство од ОИЕ	0.60	0.60											0.00	0.00	0.60	0.60
45	Уреди за следење на квалитет на електрична енергија	0.32				0.32								0.00	0.32	0.00	0.32
Истражување на електропреносниот систем																	
46	TRINITY	0.80	0.02	0.02										0.00	0.00	0.04	0.04
47	Студија за системска адекватност и флексибилност на македонскиот електроенергетски систем	/	/											0.00	0.00	0.00	0.00
48	Студија за развој на преносна мрежа	0.08	0.08											0.00	0.08	0.00	0.08
		156.27	42.60	25.75	24.10	14.37	9.80	6.00	5.85	8.70	5.10	2.00	64.68	72.15	7.45	144.28	

 Проекти финансирани од заем, инвестициски грант и грант за Smart Grid (ЕБОР 46274) и сопствени средства на АД МЕРСО
 Проекти финансирани од заем ЕБОР 44114 и сопствени средства на АД МЕРСО
 Грант WBIF
 Грант EBRD & WB
 Грант HORIZON 2020
 Заем EIB

12. КОМПЛЕКСНА ИМПЛЕМЕНТАЦИЈА НА ЕНЕРГЕТСКИ ПРОЕКТИ

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, а влијание има и пандемијата со Covid-19 вирусот. Во планот се редефинирани одредени приоритети, а вклучува и неколку нови проекти идентификувани во планирачкиот циклус изминатата година.

Во Табела 16 е направена споредба на буџетот, како и предвидената динамика на активности и трошоци во новиот план (публикација 2021) со претходниот план за развој на електропреносниот систем (публикација 2020). 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.

Периодот за реализација на проектот за ревитализација на ДВ 2x110 kV делница Вапила - ТС Охрид 1/2, позиција 7, е поместен за една година поради оптимизација на финансиите за реализација на проектот.

Реконструкцијата на 110 kV ДВ-и на потег Вруток - Тетово е пролонгирана до 2023 година поради административните процедури за добивање на решение за продолжување на одобрувањето за градба.

Поради зголемување на цените на железото на светските берзи, планираниот буџет за реализација на реконструкцијата на 110 kV ДВ ТС Бунарџик - ТС Миладиновци, позиција 9, е зголемен на 2 милиони евра и реализацијата на проектот е продолжена за една година.

Реконструкциите на 110 kV водови, од позиција 10 до позиција 13, се пролонгирани за една година поради одложување на роковите за испорака на опремата од страна на добавувачите и застој во градежните активности поради пандемијата со корона вирусот.

Зголемувањето на сумата за реализација на приоритетниот коридор Гостивар (Буковиќ) - ТЕЦ Осломеј - Кичево - Сопотница - Битола 1, позиција 14, се должи на зголемените цени на материјалите за изведба.

Проектите за високонапонска опрема - разделувачи, позиција 17 и 21, се одложени за една година поради промена во временската рамка за имплементација на проектите како последица на пандемијата со корона вирусот.

Набавката на енергетски трансформатор во ТС Дуброво, позиција 20, е планирана порано од предвиденото поради дотраеноста на постоечкиот трансформатор.

Проектот за реконструкција на РП Кратово е одложен за една година поради оптимизација на постапката за проектирање.

Проектите за модернизација на електропреносниот систем, позиција 32 - 35 и 43, се пролонгирани за една година поради промена во временската рамка за имплементација на проектите и застој во градежните активности предизвикани од пандемијата.

Табела 16. Споредба на проекти во планот за развој (2021)
во однос на планот за развој (2020)

Бр.	Проекти	Буџет Договор (MEUR)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	План за развој (2021)	План за развој (2020)
Интерконективни врски														
1	400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 – македонско/албанска граница	16.54											11.00	13.85
Нови далекуводи и трансформаторски станици														
2	Трансформаторска станица 400/110 kV ТС Охрид и ново 400 kV ДВ поле во ТС Битола 2	16.32											11.46	12.87
3	Приклучување на 110 kV ДВ ХЕЦ Вруток - ТС Скопје 1 во една трансформаторска станица од полошки регион	5.10											5.10	5.10
4	Зајакнување на преносната мрежа во Југоисточна Македонија	20.30											19.65	
5	Изградба на ТС 400/110 kV Куманово (1 x 300 MVA)	15.10											15.10	15.10
Ревитализација/реконструкција на 110 kV далекуводи														
6	Ревитализација на 110 kV далекуводи	3.00											7.00	7.00
7	Ревитализација на ДВ 2x110kV делница Вапила - ТС Охрид 1/2	0.65											0.65	0.58
8	Реконструкција на 110 kV ДВ-и на потег Вруток - Тетово	0.41											0.41	0.41
9	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Бунариџк – ТС Миладиновци	2.00											2.00	1.20
10	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Велес - ТС Овче Поле	1.81											1.48	1.71
11	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Овче Поле - ТС Штип	1.41											0.24	1.19
12	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Битола 1 – ТС Прилеп	3.92											3.31	3.22
13	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Скопје 4 –ТС Петровец - ТС Велес	2.91											2.51	2.81
14	Реконструкција на ДВ 110 kV Гостивар (Буковик) - ТЕЦ Осломеј - Кичево - Сопотница - Битола 1 (должина ≈ 100 km HTLS)	5.81											5.67	2.37
15	Реконструкција на ДВ 110 kV Полог - ХЕЦ Вруток - ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Глобочица - Струга (должина ≈ 100 km, HTLS)	6.55											6.55	2.00
Ревитализација/реконструкција на трансформаторски станици														
16	Ревитализација на трансформаторски станици	13.00											13.00	13.00
17	ВН опрема - разделувачи	0.93											0.93	0.93
Реконструкција/надградба на РП Кратово														
18	Изведба на 110 kV далекуводни полиња, целосна реконструкција и дигитализација на разводната постројка	0.70											0.70	0.70
Ревитализација на ТС Скопје 4														
19	Енергетски трансформатор (5-СК4-1ТА)	3.50											3.50	2.50
Ревитализација на ТС Дуброво														
20	Енергетски трансформатор (3-ДВБ-1ТА)	3.50											3.50	2.50
21	ВН опрема - разделувачи	2.00											2.00	2.00
Ревитализација на ТС Битола 2														
22	ВН опрема (400 kV и 110 kV разделувачи, мерни трансформатори)	3.18											1.86	2.46
Ревитализација на ТС Кочани														
23	Попречна компензација во 110 kV ТС Кочани (25 Mvar)	0.75											0.75	0.75
Ревитализација на ТС Велес и ТС Кавадарци 1														
24	Прилагодување, набавка и инсталација на примарна опрема, инсталација на SACS, заштита и ДЦ на појувача	0.50											0.38	0.51
Реконструкција и санација на командни згради во трафостаници														
25	Реконструкција и санација на командни згради во трафостаници за подобрување на енергетски карактеристики, интеграција на ОИЕ и намалување на емисии на CO2	0.14											0.12	

План за развој на електропреносниот систем за период 2022-2031

Бр.	Проекти	Буџет Договор (MEUR)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	План за развој (2021)	План за развој (2020)
Модернизација на системи за управување														
Ревитализација/реконструкција на системи за управување во трансформаторски станици														
26	Инсталација на системи за управување во 5 трансформаторски станици	0.85											0.85	
Замена на крајни станици (Remote terminal units)														
27	Набавка и инсталација на крајни станици	0.40											0.40	
Системи за мерење на електрична енергија														
28	Статична испитна станица и броила за мерење на електрична енергија	0.10											0.10	
29	Паметни броила за мерење на електрична енергија	0.30											0.30	
AMR MDM систем														
30	Надградба и проширување на AMR MDM системот со нови функционалности	0.22											0.16	
31	Набавка и инсталација на нов AMR MDM систем	0.40											0.40	
32	Набавка и инсталација на нов SCADA/EMS систем	3.00											3.00	3.30
33	Data Room	0.14											0.14	0.14
Модернизација на електропреносниот систем														
34	Телекомуникациска опрема и далечински мониторинг на трансформаторските станици	5.00											5.00	5.00
35	Подземна инсталација за оптичко поврзување	0.20											0.20	0.20
36	Balkan Digital Highway	5.80											5.80	5.80
37	Набавка и инсталација на OPGW на 400 kV ДВ Скопје 4 - Битола 2	1.80											1.80	1.80
38	Примарен и секундарен Дата центар (Disaster Recovery Site)	0.70											0.70	
39	Систем за управување и менаџмент на ИТК сервис и интерконекциска опрема	0.45											0.45	
40	Уред за складирање на податоци (Storage)	0.15											0.15	
41	Систем за променливо дозволено оптоварување на водови (Smart Grid: DLR - Dynamic Line Rating)	1.23											1.23	1.23
42	Уред за корекција на напонски профил	2.80											2.80	2.80
43	Smart Maintenance and Asset management - Паметно одржување и менаџмент на опрема	0.90											0.90	0.90
44	Хардвер и софтвер за прогноза на производство од ОИЕ	0.60											0.60	
45	Уреди за следење на квалитет на електрична енергија	0.32											0.32	
Истражување на електропреносниот систем														
46	TRINITY	0.80											0.04	0.06
47	Студија за системска адекватност и флексибилност на македонскиот електроенергетски систем	/											0.00	
48	Студија за развој на преносна мрежа	0.08											0.08	0.08

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 & WB

Грант HORIZON 2020

Заем EIB

Нови проекти идентификувани во планот за развој се:

- Зајакнување на преносната мрежа во Југоисточна Македонија, позиција 4;
- Реконструкција и санација на командни згради во трафостаници за подобрување на енергетски карактеристики, интеграција на ОИЕ и намалување на емисии на CO₂, позиција 25;
- Инсталација на системи за управување во 5 трансформаторски станици, позиција 26;
- Набавка и инсталација на крајни станици, позиција 27;
- Статична испитна станица и броила за мерење на електрична енергија, позиција 28;
- Паметни броила за мерење на електрична енергија, позиција 29;

- Надградба и проширување на AMR MDM системот со нови функционалности, позиција 30;
- Набавка и инсталација на нов AMR MDM систем, позиција 31;
- Примарен и секундарен Дата центар (Disaster Recovery Site), позиција 36;
- Систем за управување и менаџмент на ИТК сервиси и интерконекциска опрема, позиција 37;
- Уред за складирање на податоци (Storage), позиција 38;
- Хардвер и софтвер за прогноза на производство од ОИЕ, позиција 44;
- Уреди за следење на квалитет на електрична енергија, позиција 45;
- Студија за системска адекватност и флексибилност на македонскиот електроенергетски систем, позиција 47.

13. ТРОШОЦИ ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРЕНОСНА МРЕЖА НА НОВИТЕ КОРИСНИЦИ

Табела 17. 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	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 Договор за приклучување на Кранфилд Фаундри на преносна мрежа, потпишано 25.11.2019 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 МЕРСО во ТС Неокази 3. Доопремување на 110kV ДВ поле во ТС Пробиштип	1,804,000.00
2	Директен потрошувач ИГМ Трејд	Студија за приклучување на преносна мрежа изработена: 05.03.2018 година Решение за согласност за приклучување на преносна мрежа; издадено: 29.03.2019 година Договор за приклучување на ИГМ Трејд на преносна мрежа, потпишано 09.09.2020 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
3	Директен потрошувач рудник Плавица	Студија за приклучување на преносна мрежа, изработена: 29.09.2021 година	1. Студија за приклучување на преносна мрежа 2. Одобрување на техничка документација 3. Супервизија на градба 4. Тестови за усогласеност	572,560.00 57,256.00 17,176.80 x T** согласно вистинските трошоци	Приклучок на преносна мрежа составен од: 1. Приклучен 2x110kV вод 2. 110 kV РП и ККО на МЕРСО во ТС Плавица 3. Доопремување на 110kV ДВ поле во ТС Пробиштип	1,143,900.00
4	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; издадено: 21.06.2018 година Договор за приклучување на ВЕЦ Богословец на преносна мрежа, потпишан: 27.02.2020 година Одобрена техничка документација, 10.09.2020 година	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 Командно Контролен Објект на МЕРСО во ТС Богословец 3. Доопремување на 110kV ДВ полиња во ТС Овче Поле и ТС Штип 1	2,278,000.00
5	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 Договор за приклучување на преносна мрежа, потпишан 25.11.2019 година Решение за согласност за приклучување на ВЕЦ Дрен 2 (втора фаза ВЕЦ Демир Капија(Дрен)), издадено 02.07.2020 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 Дуброво.	325,000.00
6	ВЕЦ Крушево и ФЕЦ Крушево	Студија за приклучување на преносна мрежа, изработена: 30.8.2019	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
7	ВЕЦ Миравци	Студија за приклучување на преносна мрежа, изработена: 01.08.2019 година Решение за согласност за приклучување на преносна мрежа; издадено: 04.11.2019	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
8	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

* - Варијабилни трошоци се пресметани трошоци. Ако постои разлика помеѓу прикажаните пресметани трошоци и вистинските трошоци, инвеститорот е должен да ги исплати вистинските трошоци.

** - Т- планирано или реализирано време на градба во случај на продолжување на планираното време

