МЕПСО

Оддел за инвестиции и развој

План за развој на електропреносниот систем за период 2025 – 2035

октомври, 2024

Наслов:	ПЛАН ЗА РАЗВОЈ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНИОТ СИСТЕМ ЗА ПЕРИОД 2025 – 2035
Автори:	Служба за стратешко планирање и развојни анализи
	Служба за приклучоци

Содржина

1. Вовед 6
2. Состојба на преносната мрежа во 2024 година 8
2.1. Топологија на преносната мрежа 8
2.2. Напонски профил на 400 kV мрежа 9
2.3. Струи на куси врски 11
3. Реализирани проекти во 2023 и 2024 година 13
3.1. Реконструкција и ревитализација на далекуводи 13
3.1.1. Реконструкција на 110 kV далекувод Велес – Овче Поле 13
3.1.2. Изградба на 110 kV далекувод на потегот од ХЕЦ Врутоκ до ТС Тетово 1 . 14
3.2. Реконструкција и ревитализација на трансформаторски станици 14
3.2.1. Ревитализација на ТС Дуброво 14
3.2.2. Ревитализација на ТС Битола 2 15
3.2.3. Ревитализација на ТС Велес и ТС Кавадарци 1 16
3.3. Модернизација на системи за управување 17
3.3.1. Паметни броила за мерење на електрична енергија 17
3.3.2. Надградба и одржување на системот за аквизиција и обработка на податоци од броилата 18
3.3.3. Имплементација на стандардниот комуникациски протокол IEC61850 во системот за надзор и управување во 400/100 kV ТС Скопје 1 19
3.4. Модернизација на телекомуникациски систем 19
3.4.1. Телекомуникациска опрема и далечински мониторинг на трансформаторски станици 19
3.4.2. Дигитален автопат на Балканот (Balkan Digital Highway) 20
3.5. Истражување на електропреносниот систем 21
4. Преносната мрежа – темел на енергетската транзиција 23
4.1. 400 KV Интерконекција Битола – Елбасан 24
4.2. Зајакнување на преносната мрежа во Југоисточен регион 25
4.3. Зајакнување на преносната мрежа во Западна Македонија 26
4.4. Зајакнување на преносната мрежа во Североисточен регион 27
5. Инвестиции и мерки во преносна мрежа 29
5.1. Северен регион на преносната мрежа 29
5.2. Северозападен регион на преносната мрежа 29
5.3. Југозападен регион на преносната мрежа 30
5.4. Југоисточен регион на преносната мрежа 32
5.5. Североисточен регион на преносната мрежа 33
5.6. Централен регион 34

6. Реконструкција и ревитализација во електропреносната мрежа 35
6.1. Реконструкција и ревитализација на далекуводи 35
6.1.1. Реконструкција на далекуводи 36
6.1.2. Ревитализација на далекуводи 37
6.2. Реконструкција и ревитализација на трансформаторски станици 38
6.2.1. Ревитализација на високонапонска опрема 40
6.2.2. Реконструкција и ревитализација на РП Крива Река (Кратово) 40
6.2.3. Уред за корекција на напонски профил 40
6.2.4. Промена на релејна заштита во ТС Битола 2 41
6.2.5. Реконструкција и санација на командни згради во трансформаторски станици 41
7. Модернизација на системи за управување 42
7.1. Ревитализација/реконструкција на системи за управување во трансформаторски станици 42
7.2. Системи за мерење на електрична енергија и AMR MDM систем 42
7.2.1. Статична испитна станица за контрола и верификација на класа на точност на броила за мерење на електрична енергија 42
7.2.2. Паметни броила за мерење на електрична енергија 42
7.2.3. Набавка и инсталација на нов AMR MDM систем 43
7.3. Системи за управување 43
7.3.1. Систем за променливо дозволено оптоварување на водови (DLR - Dynamic Line Rating) 43
7.3.2. Набавка и инсталација на нов SCADA/EMS систем 43
7.3.3. ENTSO-E PCN Out Of Band System 44
7.3.4. Спојување на пазарите на електрична енергија помеѓу балканските држави 44
8. Модернизација на електропреносниот систем 45
8.1. Дигитализација на ТС Битола 1 и ТС Сопотница 45
8.2. Подземна инсталација за оптичко поврзување 45
8.3. Набавка и инсталација на OPGW на 400 kV ДВ Скопје 4 - Битола 2 45
8.4. Примарен и секундарен центар за податоци (Disaster Recovery Site) 46
8.5. Сајбер безбедност 46
8.6. Паметно одржување и менаџмент на опрема (Smart Maintenance and Asset Management) 47
8.7. Уреди за следење на квалитет на електрична енергија 47
8.8. Станицата за тестирање на столбови во Охрид и Тренинг центар за оператори на преносен систем и високонапонска опрема 47
9. Истражување на електропреносниот систем 49
9.1. Студија за развој на преносната мрежа (Grid Master Plan) 49

9.2. Сервер за Antares 49
10. Приклучоци на нови корисници на преносната мрежа 50
10.1. Постапка за приклучување на преносна мрежа 52
10.1.1. Постапка за приклучување на потрошувач на преносна мрежа 52
10.1.2. Постапка за приклучување на производител на електрична енергија на преносна мрежа 53
10.2. Состојба на приклучоци во однос на фазите за приклучување во периодот 2023/2024 година (состојба до 30.09.2024) 54
10.3. Состојба на приклучоци на ОИЕ по подрачја 62
10.4. Потрошувачи на електропреносна мрежа 67
10.4.1. Приклучок на директен потрошувач Кранфилд Фаундри 67
10.4.2. Приклучок на директен потрошувач ИГМ Трејд 68
10.4.3. Приклучок на директен потрошувач рудник Плавица 69
10.5. Дистрибутивни потрошувачи на електропреносна мрежа 70
10.5.1. Приклучок на втор трансформатор во ТС Овче Поле 70
10.6. Ветерни електрични централи 71
10.6.1. Приклучок на ВЕЦ Богословец 71
10.6.2. Приклучок на ВЕЦ Демир Капија (ДРЕН) и ВЕЦ Дрен 2 72
10.6.3. Приклучок на ВЕЦ Миравци 1А 73
10.7. Фотонапонски електрични централи 74
10.7.1. Приклучок на ФЕЦ ИГМ (кровна) – комбиниран приклучок (директен потрошувач и ФЕЦ) 74
10.7.2. Приклучок на ФЕЦ ОКТА – комбиниран приклучок (директен потрошувач и ФЕЦ) 75
10.7.3. Приклучок на ФЕЦ Ерџелија (стратешки инвеститор) 76
10.7.4. Приклучок на ФЕЦ Новаци 77
10.7.5. Приклучок на ФЕЦ Осломеј 3а (ЈПП со АД ЕСМ) 78
10.7.6. Приклучок на ФЕЦ Осломеј 3б (ЈПП со АД ЕСМ) 79
10.7.7. Приклучок на ФЕЦ Пробиштип 1 – (споени ФЕЦ Буниште, ФЕЦ Чашица и ФЕЦ Пробиштип) 80
10.7.8. Приклучок на ФЕЦ Новаци 81
11. Реализација на проекти во периодот од 2025 до 2035 година 82
12. Предизвици и приоритети во реализацијата на клучни енергетски проекти 86
13. Трошоци за приклучување на преносна мрежа на новите корисници 89
14. Конфигурација на преносната мрежа во 2035 година 90
15. Користена литература 91

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, бр. 32/2020; бр. 236/2022; бр. 134/2024 и бр. 147/2024), 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.

Во анализите кои се прават за развој на преносната мрежа се користи детерминистички пристап со повеќе сценарија, во рамките на кои се анализираат можните работни состојби во иднина [1]. Сценаријата се дефинирани за различни временски хоризонти (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 и активности (EnCS, WBIF, HORIZON, IAEA, 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.

Голем број од водовите во македонската преносна мрежа се изградени пред 40-50 години што ги прави подобни кандидати за реконструкција/ревитализација [2]. Во процесот на одржување на мрежата и одлуката за редоследот за зафати на водовите, освен староста на водовите, треба да се води сметка и за нивното значење за сигурноста во работата на преносната мрежа.

МЕПСО прави оценка за состојбата и ургентноста за зафати на одделни водови. Исто така, дефинирана е 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 води 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 [2]. Иако просечната старост на водовите е релативно голема и изнесува над 40 години, скоро 2/3 од нив имаат натпросечно добра оценка за состојбата што е показател дека се добро одржувани. Дополнително се уважени препораките што произлегуваат од веќе изработените развојни планови и студии во МЕПСО.

Развојниот план на преносната мрежа за период од 2025 до 2035 година претставува ажурирана верзија на анализите и резултатите од претходните развојни 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 2024 ГОДИНА

2.1. ТОПОЛОГИЈА НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

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]	1656,64	577,06

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 што го поврзува 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 централи, 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 1, 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 1 – ТС Феризај 2 (Урошевац), а кон Србија е 400 kV далекувод ТС Штип – ТС Врање 4.

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

Кон источната страна со преносниот систем на Бугарија во 2009 година е започната 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.

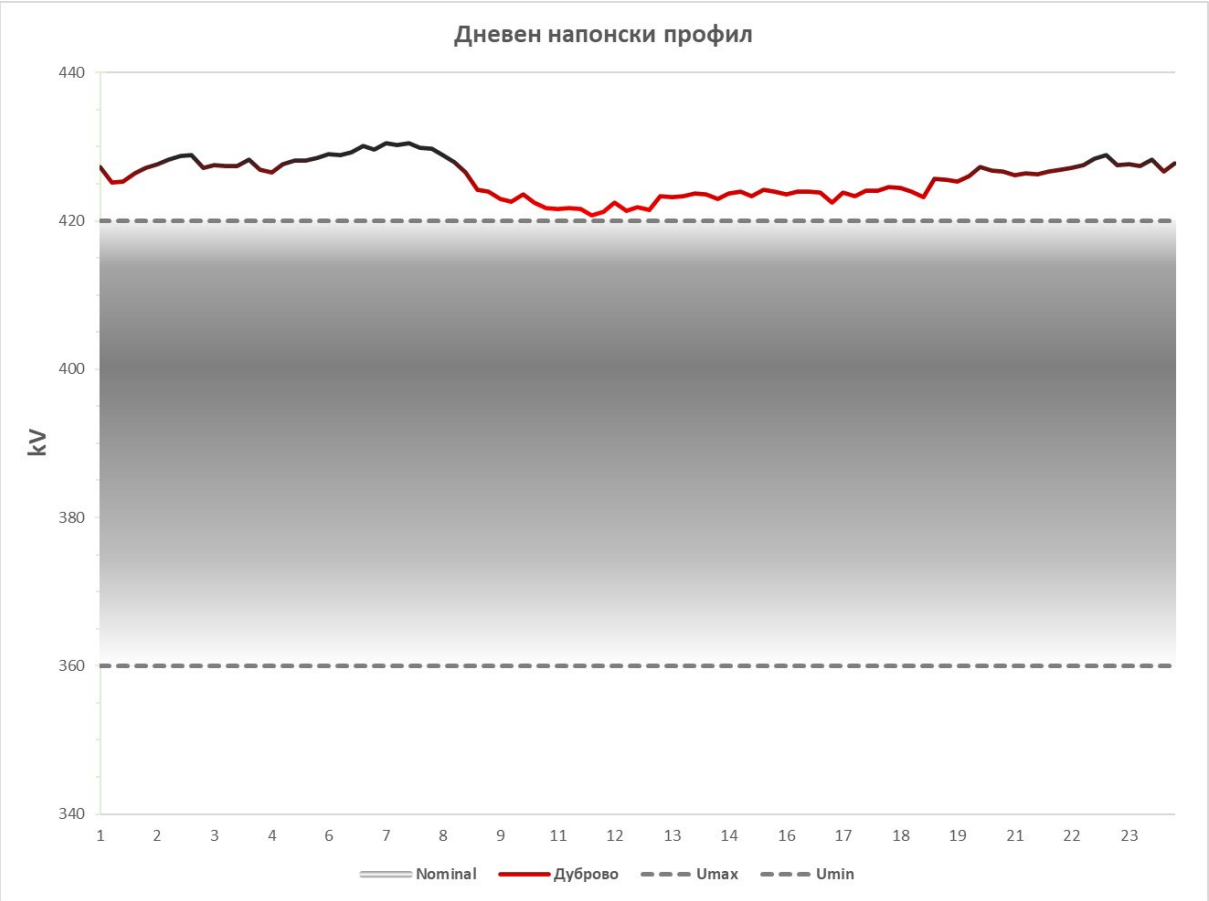
Слика 1. Топологија на преносната мрежа во 2024 година

2.2. НАПОНСКИ ПРОФИЛ НА 400 kV МРЕЖА

Високиот напонски профил на 400 kV напонско ниво е регионален проблем во јужниот и централниот дел на балканската преносна мрежа и е предизвикан од неколку фактори:

- градба на нови 400 kV водови,
- намалени размени на активни моќности,
- подоптовареност на преносните водови (под природната моќност) и генерирање на реактивна моќност,
- излегување од погон на значителни капацитети на конвенционални генераторски единици во северниот дел на Грција,
- интегрирање на големи капацитети на ОИЕ кои енергијата ја предаваат преку инвертери (DC/AC) со ограничена напонска регулација,
- недостиг од уреди за регулација на напон (реактори) во овој дел од мрежата.

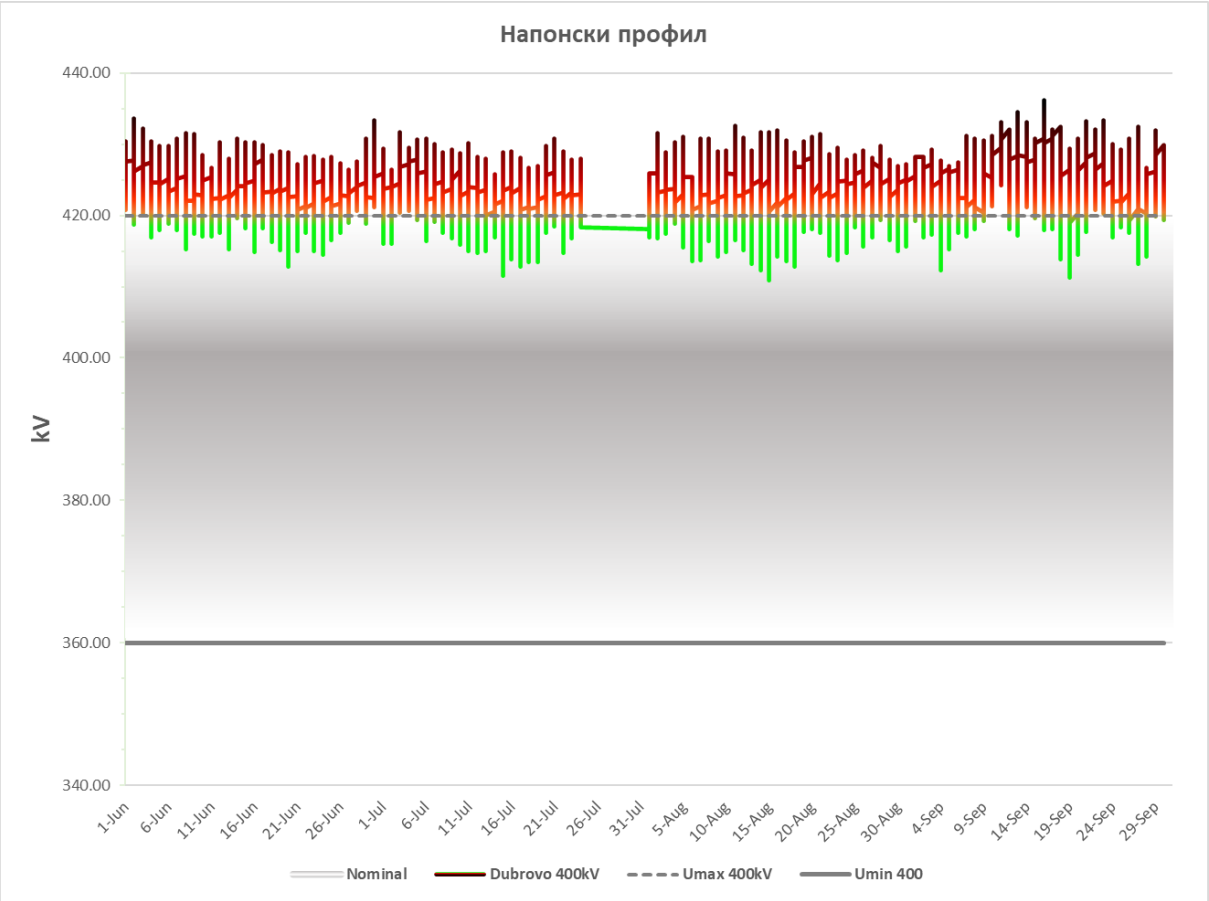
Напонскиот профил е особено висок во периоди од денот (ноќни и рани утрински часови), односно годината (пролетни/летни месеци), со ниско оптоварување. Илустрација на напонскиот профил на 400 kV собирници во ТС Дуброво е дадена на следните графици.



Слика 2. Дневен напонски профил на 400 kV собирници во ТС Дубровo, 01.06.2024

Во дневниот напонски профил за илустрираниот датум, напонот 100% од времето е над дозволените граници со максимална вредност од 430kV.

Во четиримесечниот напонски профил, 79% од времето напонот е над дозволените граници.



Слика 3. Четиримесечен напонски профил на 400 kV собирници во ТС Дуброво, јуни – септември 2024

Опремата која е изложена на напони повисоки од максималниот работен напон забрзано старее, со што се намалува доверливоста на погонот, се зголемува појава на случајни испади и реакција на заштитата и може да резултира со намалување на сигурноста на напојувањето со електрична енергија.

Проблемот со превисоки напони е истражуван во студијата [3]. Овој проблем може да се реши само со координирани акции (оперативни и инвестициски) на операторите на преносните системи од регионот на ЈИЕ. МЕПСО ќе придонесе за надминување на регионалниот напонски проблем со имплементација на проектот за инсталирање на уред за корекција на напонски профил - реактор од 150 MVAr во ТС Дуброво, поглавје 6.2.3.

2.3. Струи на куси врски

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 (поглавје 5.1).

Табела 3. Максимални вредности на струите на куси врски во преносната мрежа во 2024 година

Пресметковна точка	3f - SKV	1f - SKV
	[kA]	[kA]
400 kV Скопје 1	12.11	12.43
400 kV Скопје 4	12.86	13.37
400 kV Дуброво	16.31	14.02
400 kV Штип	13.54	11.85
400 kV Битола 2	17.01	13.39
400 kV Охрид	10.27	9.15
110 kV Аеродром	11.65	10.45
110 kV Бунарџик	8.63	7.53
110 kV Драчево	17.61	15.90
110 kV Гази Баба	13.58	13.05
110 kV Ѓорче Петров	10.97	10.01
110 kV Исток	11.48	9.59
110 kV Југ Нова	15.50	14.81
110 kV Козјак	5.18	3.75
110 kV Козле	9.51	8.98
110 kV Куманово 1	8.49	8.78
110 kV Куманово 2	7.82	7.71
110 kV Миладиновци	9.45	6.93
110 kV Петровец	10.69	9.47
110 kV Рафинерија	7.70	6.73
110 kV Скопје 1	23.55	29.48
110 kV Скопје 2	18.97	19.91
110 kV Скопје 3	11.53	11.75
110 kV Скопје 4	24.22	30.71
110 kV Света Петка	5.99	4.40
110 kV ТЕТО	16.43	23.12
110 kV Топилница	7.89	7.77
110 kV Усје	15.28	14.45
110 kV Васил Главинов	18.34	18.90
110 kV Велес Централна	7.88	7.61
110 kV Велес (Башино Село)	8.39	8.38
110 kV Велес 2	8.06	7.79
110 kV Запад	10.78	10.88
110 kV Згрополци	7.35	6.08
110 kV Железара Југ	18.96	19.43
110 kV Железара Север	21.68	24.35
110 kV Берово	3.52	2.82
110 kV Бучим	8.75	6.65
110 kV Делчево	3.26	2.84
110 kV Дрен	5.33	7.92
110 kV Дуброво	22.35	27.18
110 kV Фени	12.70	11.97
110 kV Гевгелија	3.96	4.07
110 kV Крива Паланка	3.04	2.72
110 kV Кавадарци	13.06	11.96
110 kV Кавадарци 2	11.29	9.78
110 kV Кочани	4.59	4.19
110 kV Кратово	5.41	4.76
110 kV Македонска Каменица	3.54	3.09

Пресметковна точка	3f - SKV	1f - SKV
	[kA]	[kA]
110 kV Неготино	12.57	10.36
110 kV Неокази	6.68	6.82
110 kV Овче Поле	7.32	8.51
110 kV Пробиштип	6.27	6.74
110 kV Перун	3.61	3.71
110 kV Радовиш	6.81	5.49
110 kV Штип 1	15.25	18.11
110 kV Штип 2	11.33	10.45
110 kV Струмица 1	4.89	5.30
110 kV Струмица 2	4.89	5.32
110 kV Сушица	3.15	2.80
110 kV Тиквеш	11.69	11.76
110 kV Валандово	5.44	6.17
110 kV Богданци	4.07	6.00
110 kV Богословец	7.74	11.40
110 kV Ерџелија	6.06	6.76
110 kV Пробиштип 1	5.22	5.97
110 kV Брод Гнеотино	8.37	6.01
110 kV Битола 1	15.04	13.81
110 kV Битола 2	21.34	25.81
110 kV Битола 3	10.89	9.64
110 kV Битола 4	13.35	12.18
110 kV Глобочица	4.32	2.92
110 kV Гостивар	6.97	6.85
110 kV Југохром	8.27	9.09
110 kV Кичево	4.73	3.74
110 kV Охрид 1	7.13	6.86
110 kV Охрид 2	7.01	6.62
110 kV Охрид	11.96	14.71
110 kV Осломеј	5.78	4.47
110 kV Полог	5.25	4.97
110 kV Прилеп 1	5.86	5.30
110 kV Прилеп 2	5.40	4.83
110 kV Прилеп 3	4.93	4.32
110 kV Ресен	6.76	5.25
110 kV Самоков	4.83	3.98
110 kV Сопотница	5.02	3.88
110 kV Шпиље	4.18	2.81
110 kV Струга	7.04	6.09
110 kV Суводол	15.64	12.76
110 kV Теарце	7.35	7.45
110 kV Тетово 1	5.80	6.36
110 kV Тетово 2	5.61	6.03
110 kV Вруток	7.38	7.36
110 kV Осломеј 3Б	5.62	2.99
110 kV Осломеј 3А	5.62	2.19
110 kV Новаци	18.68	2.64
110 kV Новаци 2	9.52	8.18

3. РЕАЛИЗИРАНИ ПРОЕКТИ ВО 2023 И 2024 ГОДИНА

Независно од предизвиците на глобалната економска и енергетска нестабилност и сложените услови на пазарот, МЕПСО успеа да обезбеди сигурно, доверливо и стабилно функционирање на преносната мрежа, продолжувајќи со реализацијата на клучните капитални инвестициски проекти. Голем дел од овие проекти беа успешно завршени според планираната динамика, демонстрирајќи ефикасност и посветеност кон одржлив развој. Сепак, значителното зголемување на цените на материјалите на светските пазари, доцнењето во испораката на опрема поради глобалните настани и актуелните енергетски услови во државата беа фактори кои доведоа до продолжување на роковите за имплементација на одредени проекти и студии.

Слика 4. Далекуводна траса на далекувод бр. 111 Вруток - Шпиље, село Леуново, Маврово

3.1. РЕКОНСТРУКЦИЈА И РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ДАЛЕКУВОДИ

3.1.1. Реконструкција на 110 kV далекувод Велес – Овче Поле

На крај на 2023 година беше завршена реконструкцијата на **110 kV далекувод Велес - Овче Поле**. На постојната траса на 110 kV далекувод изграден пред повеќе од 60 години, изграден е нов линиски електроенергетски објект во должина од 21 км, 83 армирано-бетонски столбови се заменети со челично решеткасти, а старата опрема е целосно заменета со нови спроводници, заштитно јаже и изолатори. Овој далекувод е дел од проектот за ревитализација на преносната мрежа на АД МЕПСО што опфаќа реконструкција/изградба на вкупно пет 110 кV далекуводи.

Слика 5. Далекувод Велес – Овче Поле

3.1.2. Изградба на 110 kV далекувод на потегот од ХЕЦ Врток до ТС Тетово 1

Во 2024 година заврши изградбата на двосистемскиот 110 kV далекувод на потегот од **ХЕЦ Врток до ТС Тетово 1** и се направи реконфигурација на преносната мрежа во тој регион. Со реконфигурацијата се добија нови директни енергетски линии од ХЕЦ Врток до ТС Тетово 1 и од ТС Тетово 2 до ТС Полог. Со оваа реконфигурација се обезбеди двострано напојување на сите трансформаторски станици во Полошкиот регион, како и дополнителни преносни контури.

3.2. РЕКОНСТРУКЦИЈА И РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ТРАНСФОРМАТОРСКИ СТАНИЦИ

3.2.1. Ревитализација на ТС Дуброво

Во 2024 година завршува ревитализацијата на **ТС Дуброво** која опфати замена на 400 kV разделувачи на сите полиња (22 сета), изградба на ново 110 kV поле (С2) за сопствени потреби (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), како и набавка на нов 400/110 kV енергетски трансформатор (овој трансформатор е испорачан во ТС Битола 2, види поглавје 6.2). Со реализација на овој проект се зголемува стабилноста и доверливоста на преносната мрежа во овој регион и целата земја.

Слика 6. Работни активности во ТС Дуброво

3.2.2. Ревитализација на ТС Битола 2

Во декември 2024 година заврши реконструкцијата на високонапонската опрема во ТС Битола 2: 400 kV и 110 kV разделувачи и мерни трансформатори и реконструкцијата на секундарната опрема. Со реконструкцијата беа 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 се набавени и монтирани 42 разделувачи на сите 14 полиња и 75 мерни трансформатори на 13 полиња. Со овој зафат се зголеми сигурноста и доверливоста на преносната мрежа во овој регион и целата земја.

Слика 7. Трансформаторска станица Битола 2

3.2.3. Ревитализација на ТС Велес и ТС Кавадарци 1

Во периодот од 2021-2023 година реализирана е ревитализација на 110 kV трансформаторски станици ТС Кавадарци и ТС Велес (Башино Село), во делот на примарна опрема и секундарните кругови, со инсталација на опрема за напојување, релејна заштита и управување. Со ревитализацијата се зголеми расположливоста и доверливоста на овие трансформаторски станици, се овозможи аквизиција на сите потребни податоци (мерења, статуси, аларми) неопходни за надзор и управување на една трансформаторска станица, работа на нумеричка заштита и мерење на електрична енергија во овие трансформаторски станици. Исто така се овозможи комуникација и далечински пристап до трансформаторските станици од националниот диспечерски центар. Сега имаме брз и сигурен пренос на сите аларми, статуси и мерења од трансформаторските станици и командување на примарната опрема како локално од самата трансформаторска станица така и од диспечерскиот центар.

Слика 8. Нова опрема во ТС Велес и ТС Кавадарци

3.3. МОДЕРНИЗАЦИЈА НА СИСТЕМИ ЗА УПРАВУВАЊЕ

3.3.1. Паметни броила за мерење на електрична енергија

АД МЕПСО користи електронски мултифункциски броила за регистрирање на електрична енергија и моќност со висока класа на точност (класа 0.5s и 0.2s) како и функции на броилата кои се неопходни за далечинско отчитување и аквизиција на измерените електрични величини, а се во согласност со Мрежните правила за пренос на електрична енергија. Во системот за АД МЕПСО има околу 210 броила кои се со застарена

технологија, инсталирани на пресметковни мерни места. Во 2023 година АД МЕПСО реализираше набавка на броила за мерење на електрична енергија година и тоа:

- 70 индиректни електронски броила, класа 0.5s
- 30 индиректни електронски броила, класа 0.2s

Со реализацијата на оваа набавка на броила за мерење на електрична енергија се задоволи половина од потребната количина на броила за инсталација и замена на старите и дотраени постоечки броила на пресметковни мерни места, со што делумно се зголеми доверливоста на мерниот систем на АД МЕПСО.

Слика 9. Инсталирани броила на мерни места ТР1 и ТР2 во ТС Штип 2

3.3.2. Надградба и одржување на системот за аквизиција и обработка на податоци од броилата

Системот за далечинско прибирање и процесирање на податоци од броила (Automated Meter Reading & Meter Data Management System - AMR MDM) 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, извршена е надградба и проширување на постоечкиот систем со додавање на нови функционалности (фактурирање, размена на податоци со соседни систем оператори) со што се обезбеди негово непречено функционирање.

3.3.3. Имплементација на стандардниот комуникациски протокол IEC61850 во системот за надзор и управување во 400/100 kV ТС Скопје 1

ТС Скопје 1 е 400/110 kV трансформаторска станица во која е инсталиран и е во функција систем за управување и надзор од различни производители (управувачки релеи тип: ABB REC 561 во 400 kV постројка и GE C60 во 110 kV и PROZA NET локална SCADA KONCAR). Комуникацијата меѓу управувачките, заштитните уреди на 400 kV постројка со локалната SCADA се остварува по индустриски комуникациски протокол LON, додека помеѓу управувачките и заштитните уреди на 110 kV постројка со локалната SCADA се остварува по индустриски комуникациски протокол IEC 61850. Со цел зголемување на доверливоста на системите за надзор и управување на 400 kV постројка направена е замена на постоечките управувачки релеи REC561 со уреди од типот REC670 кои имаат можност да комуницираат со локалната SCADA по индустриски комуникациски протокол IEC 61850. Со тоа се постигна унифицираност на комуникациските протоколи на ниво на ТС Скопје 1.

3.4. МОДЕРНИЗАЦИЈА НА ТЕЛЕКОМУНИКАЦИСКИ СИСТЕМ

3.4.1. Телекомуникациска опрема и далечински мониторинг на трансформаторски станици

МЕПСО има изградено сопствена телекомуникациска инфраструктура за теле-комуникациско поврзување на електроенергетските објекти. Оваа инфраструктура се состои од мрежа од оптички влакна интегрирани во заштитните јажиња (OPGW) на далекуводите и телекомуникациска опрема.

Со овој проект МЕПСО направи комплетна промена на старата телекомуникациска опрема, која е во функција од 2004 година. Набавена и инсталирана е 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 и телефонските линии.

Телекомуникациска опрема е темел за добивање на „real-time" податоци за SCADA/EMS системот, како и за податочно поврзување со соседните земји и со сите електроенергетски објекти на МЕПСО. Со цел модернизирање на целокупната телекомуникациска опрема, МЕПСО нуди ново системско решение односно инсталирање на Dense wavelength-division multiplexing (DWDM)[1] опрема.

Со ова решение се оптимизира искористеноста на оптичките влакна, а во исто време се обезбедува енкрипција на физичко ниво која е најприфатлива за МЕПСО поради навремено пристигнување и комплетна заштита на информацијата која ќе се транспортира, со што се минимизира ризикот од прекин на пренос на податоци при хаварии и лоши временски услови. Системот нуди и дополнителни интерфејси за внатрешно и надворешно поврзување со други системи или ентитети. Со користење на DWDM, MPLS-TP и IP/MPLS, МЕПСО има конзистентен начин на безбедност, решавање проблеми и управување со својата мрежа.

Оваа опрема е од најсовремен ранг на светско ниво и поддржува големи брзини заштитени со најбезбедни енкрипции. Опремата е 5G ready по потреба и grow as you pay со што се обезбедува стабилност и заштита на инвестицијата во иднина за минимум десет години.

[1] Dense wavelength-division multiplexing (DWDM) е технологија за мултиплексирање на оптички влакна што се користи за зголемување на пропусниот опсег на постојната оптичка мрежа.

Слика 10. Современа телекомуникациска опрема

3.4.2. Дигитален автопат на Балканот (Balkan Digital Highway)

Достапноста на широкопојасна комуникациска 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, 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 електропреносните оператори во шесте земји од Западен Балкан со цел генерирање на дополнителни приходи,
- направи техничка проценка на постојниот вишок капацитет OPGW на мрежите на електропреносните оператори,
- 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, организациските и регулаторните тесни грла во секоја земја.

Во првата фаза на проектот се изработи физибилити студија која беше финансирана со грант за техничка помош од WBIF.

Проектот „Дигитален автопат на Балканот“ преку воспоставување на регионална мрежа за широкопојасна мрежа на големо, преку OPGW инфраструктурата, ќе овозможи подобрување на пристапот до брзите широкопојасни комуникациски услуги на национално и регионално ниво на земјите учеснички.

3.5. ИСТРАЖУВАЊЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНИОТ СИСТЕМ

Истражувачкиот проект TRINITY (TRansmission system enhancement of regIoNal borders by means of IntellIgenT market technology) успешно заврши во 2023. TRINITY беше 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 поголема интеграција на обновливи извори на енергија.

Главни цели на проектот беа:

- 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 беше финансиран од развојниот фонд на Европската Комисија Horizon 2020. Партнери во конзорциумот на TRINITY проектот беа 19 компании. Во конзорциумот учествуваа сите преносни систем оператори од регионот на ЈИЕ. Од Република Северна Македонија, покрај МЕПСО, учествуваше и Техничкиот факултет од Битола (ТФБ).

Слика 11. Работни активности на терен - трафостаници и далекуводи

4. ПРЕНОСНАТА МРЕЖА – ТЕМЕЛ НА ЕНЕРГЕТСКАТА ТРАНЗИЦИЈА

Развојот на преносната мрежа во Македонија претставува клучен елемент за обезбедување стабилна, ефикасна и одржлива енергетска инфраструктура. Со зголемените барања за енергетска сигурност и транзиција кон зелена енергија, оваа мрежа игра клучна улога во поврзувањето на производителите и потрошувачите на електрична енергија. Сепак, преносната мрежа се соочува со сериозни предизвици, меѓу кои стареењето на постојната инфраструктура, ограничените капацитети за пренос и потребата за технолошка модернизација. Дополнително, глобалните трендови за енергетска транзиција ја наметнуваат потребата од интеграција на зголемен број на обновливи извори, што бара подобрена флексибилност и сигурност на мрежата.

За да се одговори на овие предизвици, се спроведуваат повеќе стратешки иницијативи и проекти. Тие имаат за цел не само да ја модернизираат инфраструктурата, туку и да обезбедат долгорочна сигурност и стабилност на енергетскиот систем. Овие активности претставуваат основа за идниот економски развој, одржливоста и енергетската независност на земјата.

Слика 12. Преносната мрежа над езеро Козјак

4.1. 400 KV ИНТЕРКОНЕКЦИЈА БИТОЛА – ЕЛБАСАН

Цел и опис на проектот

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

Слика 13. Траса на 400 kV интерконективен ДВ ТС Битола 2 – МК/AL граница и 400/110 kV ТС Охрид

Инвестициски компоненти

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.

Финансиска конструкција

Регионален грант за техничка помош од WBIF: 803.000 евра

Грант за техничка помош од WBIF: 900.000 евра

Грант за инвестиција од WBIF: 12 милиони евра

Заем од ЕБОР: 37 милиони евра

Сума по договор:

400 kV далекувод од ТС Битола 2 - македонско/албанска граница – договорот со изведувачот е раскинат

400/110 kV ТС Охрид – 17,83 милиони евра

Период на реализација

2019 – 2026

4.2. ЗАЈАКНУВАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ВО ЈУГОИСТОЧЕН РЕГИОН

Цел и опис на проектот

Поради поволните климатски услови, југоисточниот регион има голем потенцијал за инвестициите во ОИЕ (ветерна енергија, соларна енергија и хидроенергија). Локалната преносна мрежа нема доволен капацитет за да ги прими сите ОИЕ кои се планирани да се градат во тој регион. Зголемениот број на апликации за приклучување на ОИЕ на преносната мрежа ја забрза потребата за зајакнување на мрежата во југоисточниот регион.

Инвестициски компоненти

МЕПСО од WBIF доби грант за изработка на физибилити студија за зајакнување на преносната мрежа во Југоисточна Македонија. Како дел од физибилити студијата за овој проект беше извршена техно-економска проценка за да се избере најсоодветната опција за реконструкција на преносната мрежа во овој регион. Преферираната опција се состои од неколку компоненти.

- Изградба на 400/110 kV ТС Милетково (ТР 2x300 MVA) во близина на постојната 110/25 kV ТС ЕВП Милетково, со можност за зголемување на капацитетот со додавање на трет трансформатор со инсталирана моќност од 300 MVA, доколку е потребно за евакуација на енергијата од дополнителни ОИЕ;
- Приклучок со влез-излез на постоечкиот 400 kV ДВ Дуброво-Солун (ГР) во новата 400/110 kV ТС Милетково;
- Реконструкција/надградба на постојниот двосистемски двофазен 110 kV ДВ ТС Валандово – ТС ЕВП Милетково во едносистемски трифазен 110 kV ДВ ТС Валандово – нова ТС Милетково (~6 км) и продолжување кон новата 400/110 kV ТС Милетково (~2 км);
- Изградба на нов двосистемски двофазен 110 kV ДВ нова ТС Милетково – ТС ЕВП Милетково (~2 km);
- Нов 110 kV вод Валандово – Струмица 2 (дел 1 – ДВ Валандово – Струмица 2 (15,3 km) и дел 2 - кабелска линија Струмица 1 – Струмица 2 (0,8 km);
- Реконструкција на двофазни 110 kV далекуводни полиња во постоечката 110/35 kV ТС Валандово во трифазни 110 kV далекуводни полиња.

Финансиска конструкција

Вкупна инвестиција: 35,66 милиони евра

Грант за техничка помош од WBIF: 1,16 милиони евра

Грант за инвестиција од WBIF: 7,6 милиони евра

Грант од фондот CIF[2]: 0,5 милиони евра

Заем од ЕБОР: 26,4 милиони евра

	Зајакнување на преносната мрежа во Југоисточна Македонија	Буџет Договор (MEUR)	до 2024	2025				2026				2027				План за реализација (MEUR)			
				заем	мепсо	грант		заем	мепсо	грант		заем	мепсо	грант		заем	мепсо	грант	вкупно
	Зајакнување на преносната мрежа во Југоисточна Македонија	35,66	**1,16**	3,00		8,10	**11,1**	15,00			**15,00**	8,40			**8,40**	**26,40**	**0,00**	**8,10**	**34,50**
1	Трансформаторска станица 400/110 kV ТС Милетково и приклучок со влез-излез на постоечкиот 400 kV ДВ Дуброво - Солун (ГР)			2,00		6,00	**8,00**	12,00			**12,00**	6,40			**6,40**	**20,40**	**0,00**	**6,00**	**26,40**
2	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Валандово - ТС Струмица 2 - ТС Струмица 1			1,00		2,10	**3,10**	3,00			**3,00**	2,00			**2,00**	**6,00**	**0,00**	**2,10**	**8,10**

Период на реализација

2025 – 2027

4.3. ЗАЈАКНУВАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ВО ЗАПАДНА МАКЕДОНИЈА

Цел и опис на проектот

Проектот Зајакнување на мрежата во Западна Македонија има за цел модернизација и подобрување на инфраструктурата за пренос на електрична енергија во западниот дел на земјата. Овој проект се фокусира на подобрување на доверливоста на мрежата, зголемување на интеграцијата на обновливите извори на енергија и унапредување на напорите за дигитализација во клучните области на преносната мрежа на земјата.

Инвестициски компоненти

Проектот се состои од 9 посебни инвестициски компоненти, од кои секоја се однесува на специфични цели за да придонесе кон севкупните цели за озеленување и дигитализација на преносната мрежа.

- Приклучување на 110 kV ДВ ХЕЦ Врутоκ - ТС Скопје 1 во една трансформаторска станица од полошки регион,
- Реконструкција на 110 kV надземни водови на ТС Гостивар – ТС Осломеј – ТС Кичево – ТС Сопотница – ТС Битола 1,
- Надградба на 400 kV интерконекција помеѓу Битола (МК) и Мелити (ГР)*,
- Реконструкција на 110 kV надземни водови на два коридори: (i) ТС Врутоκ - ТС Гостивар - ТС Јегуновце - ТС Скопје 3 - ТС Ѓорче Петров - ТС Скопје 1 во должина од 75 km и (ii) Охрид – Струга – Глобочица – Шпиље – Врутоκ во должина од 105 km*,
- Дигитализација на трафостаниците Битола 1 и Сопотница*,
- Имплементација на систем за променливо дозволено оптоварување на водови (DLR)*,
- Реконструкција и рехабилитација на станицата за тестирање на столбови во Охрид*
- Опрема за Центар за обука на оператори со преносен систем и високонапонска опрема*.

[2] CIF – Climate Investment Fund

* Инвестицијата е дел од проектот „Озеленување и дигитализација на преносната мрежа во Југозападниот и Пелагонискиот регион“ за кој МЕПСО има поднесено апликација за грант за техничка помош преку WBIF. Проектот е истражуван во префизибилити студија (Scoping study on grid investments, storage needs and power plants repurposing potential to support integration of renewable sources in the Southwest and Pelagonia regions, DVN Energy, March 2024) и инвестицискиот план (Investment Plan (IP) for the Accelerated Coal Transition (ACT) platform of the Climate Investment Fund (CIF), December 2023) во рамки на CIF ACT фондот за декарбонизација.

Финансиска конструкција

Вкупна инвестиција: 52,38 милиони евра

Заем од финансиска институција: 24,55 милиони евра

Сопствени средства на МЕПСО: 17,38 милиони евра

Средства обезбедени од грантови: 7 милиони евра

Бр.	Зајакнување на преносната мрежа во Западна Македонија	Буџет Договор (MEUR)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	План за реализација (MEUR)			
														заем	мепсо	грант	вкупно
Интерконективни врски																	
1	Надградба на 400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 – македонско/грчка граница	4,00			0,20	1,20	1,40	1,20						2,80	0,40	0,80	4,00
Нови далекуводи и трансформаторски станици																	
2	Приклучување на 110 kV ДВ ХЕЦ Врутоκ - ТС Скопје 1 во една трансформаторска станица од полошки регион	6,00	0,10	1,90	2,00	2,00								0,00	6,00	0,00	6,00
Ревитализација/реконструкција на 110 kV далекуводи																	
3	Реконструкција на ДВ 110 kV Гостивар (Буковиќ) - ТЕЦ Осломеј - Кичево - Сопотница - Битола 1 (должина ≈ 100 km HTLS)	8,28	2,18	2,10	2,00	2,00								0,00	8,28	0,00	8,28
4	Реконструкција на ДВ 110 kV ТС Врутоκ - ТС Гостивар - ТС Јегуновце - ТС Скопје 3 - ТС Ѓорче Петров - ТС Скопје 1	15,00				2,50	2,50	3,00	3,00	2,00	1,50	0,50		10,50	0,00	3,00	15,00
5	Реконструкција на ДВ 110 kV Полог - ХЕЦ Врутоκ - ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Глобочица - Струга (должина ≈ 100 km, HTLS)	12,00		0,50	2,50	3,00	2,40	2,00	1,60					8,40	1,20	2,40	12,00
Модернизација на системи за управување																	
Системи за управување																	
6	Систем за променливо дозволено оптоварување на водови (Smart Grid: DLR - Dynamic Line Rating)	1,10	0,10	1,00										0,00	1,10	0,00	1,10
Модернизација на електропреносниот систем																	
7	Дигитализација на ТС Битола 1 и ТС Сопотница	4,05		0,40	2,45	1,20								2,85	0,40	0,80	4,05
8	Станица за тестирање на столбови во Охрид и Тренинг центар за оператори на високонапонска опрема	1,95			0,20	1,30	0,45							1,35	0,20	0,40	1,95
		52,38	2,38	5,90	9,15	11,90	6,30	6,20	4,60					24,55	17,38	7,00	52,38

Период на реализација

2025 – 2034

4.4. ЗАЈАКНУВАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ВО СЕВЕРОИСТОЧЕН РЕГИОН

Цел и опис на проектот

Проектот за зајакнување на мрежа во Североисточен регион ќе продолжи со реконструкција на старите 110 kV водови и ќе се комплетира реновирањето на мрежата во Кумановски и Штипски регион. Реконструираните 110 kV далекуводи ќе имаат дозволеното оптоварување зголемено над 60% со што ќе се зголеми евакуацискиот капацитет на регионот во насока на интеграција на новите ОИЕ за кои постои голем интерес за градба. Инвестициските компоненти на Проектот се идентификувани преку Студиите за приклучување на нови корисници на преносната мрежа.

Инвестициски компоненти

Инвестициските компоненти на Проектот се идентификувани преку Студиите за приклучување на нови корисници на преносната мрежа:

- Реконструкција на 110 kV далекувод Кочани – Штип 1, 28 km (1,8 MEUR)
- Реконструкција 110 kV далекувод Пробиштип – Кратово, 16 km (1,6 MEUR)
- Реконструкција и дигитализација на РП Крива Река (Кратово) (1,5 MEUR)
- Реконструкција 110 kV далекувод Кратово – Куманово 1, 33.5 km (3 MEUR)
- Реконструкција на 110 kV далекувод Штип 1 – Штип 2 – Бучим, 27 km (2,5 MEUR)
- Реконструкција на 110 kV далекувод Бучим – Радовиш – Берово, 48 km (5,0 MEUR)

Финансиска конструкција

Вкупна инвестиција: 15,4 милиони евра

Заем од финансиска институција: 7,3 милиони евра

Сопствени средства на МЕПСО: 6 милиони евра

Средства обезбедени од грантови: 2,1 милиони евра

Бр.	Зајакнување на преносната мрежа во Североисточна Македонија	Буџет Договор (MEUR)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	План за реализација (MEUR)			
														заем	мепсо	грант	вкупно
Ревитализација/реконструкција на 110 kV далекуводи																	
1	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Кочани - ТС Штип 1	1,80	0,30	0,50	0,50	0,50								0,00	1,80	0,00	1,80
2	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Пробиштип - ТС Кратово	1,60		0,60	1,00									0,00	1,60	0,00	1,60
3	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Кратово - ТС Куманово 1	3,00			1,30	1,30	0,40							2,10	0,30	0,60	3,00
4	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Штип 1 - ТС Штип 2 - ТС Бучим	2,50						1,00	0,80	0,70				1,70	0,30	0,50	2,50
5	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Бучим - ТС Радовиш - ТС Берово	5,00									2,20	1,70	1,10	3,50	0,50	1,00	5,00
Ревитализација/реконструкција на трансформаторски станици																	
Реконструкција и дигитализација на РП Крива Река (Кратово)																	
6	Изведба на 110 kV далекуводни полиња, целосна реконструкција и дигитализација на разводната постројка	1,50	0,10	1,40										0,00	1,50	0,00	1,50
		15,40	0,40	2,50	2,80	1,80	0,40	1,00	0,80	0,70	2,20	1,70	1,10	7,30	6,00	2,10	15,40

Период на реализација

2025 – 2035

5. ИНВЕСТИЦИИ И МЕРКИ ВО ПРЕНОСНА МРЕЖА

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

Проектот за изградба на нов двосистемски двофазен 110 kV далекувод ќе ги поврзе двете постоечки 110 kV трансформаторски станици Бунарџик и Миладиновци. Проектот предвидува комплетна набавка на потребната опрема и материјали како и опремување и изградба на две 110 kV далекуводни полиња во ТС Бунарџик. Опремата и спроводниците предвидено е да се постават на двосистемски цевчести (полигонални) челични топлопоцинкувани столбови со два системи на конзоли и врв наменет за носење на едно заштитно јаже. Со овој проект се обезбедува напојување со електрична енергија за Македонски Железници.

Со проектот постоечките два далекуводи од ТС 110/35 kV Скопје 1 до ТС Миладиновци, ДВ бр. 125 и 126, предвидено е да се заменат поради дотраеност на бетонските столбови. Почетната точка на предметниот далекувод наместо во ТС110/35 kV Скопје 1 ќе биде во ТС 110/20 kV Бунарџик; позиција 4 од Табела 9.

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.

5.2. СЕВЕРОЗАПАДЕН РЕГИОН НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

За надминување на граничните оптоварувања кои се јавуваат при испад на 110 kV ДВ Вруток – Тетово 1, според Студијата за развој на преносната мрежа, се предлага приклучување на постоечкиот 110 kV ДВ Вруток – Скопје 1 по принципот влез/излез во ТС Тетово 1, со што ќе се направи дополнителна реконфигурација во полошкиот регион и ќе се формираат нови врски: ХЕЦ Вруток – ТС Тетово 1 и ТС Тетово 1 – ТС Скопје 1. Овој зафат се очекува да се реализира во периодот 2025-2028. Проектот е прикажан на позиција 5 од Табела 9.

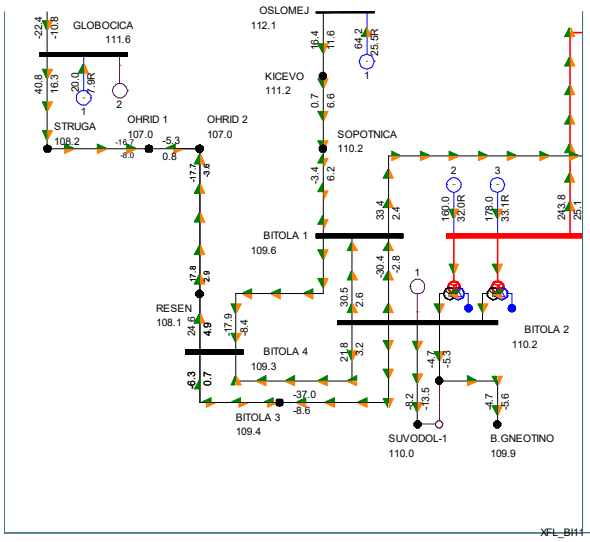
Проектот за реконструкција на 110 kV далекувод ТС Вруток - ТС Гостивар - ТС Јегуновце – ТС Скопје 3 - ТС Ѓорче Петров - ТС Скопје 1 опфаќа замена на постојната инфраструктура со напредна технологија користејќи проводници со поголема преносна

моќност и мал провес. На тој начин ќе се обезбеди стабилен пренос на електрична енергија. Овој проект ќе се реализира од 2028-2034 година; позиција 13 од Табела 9.

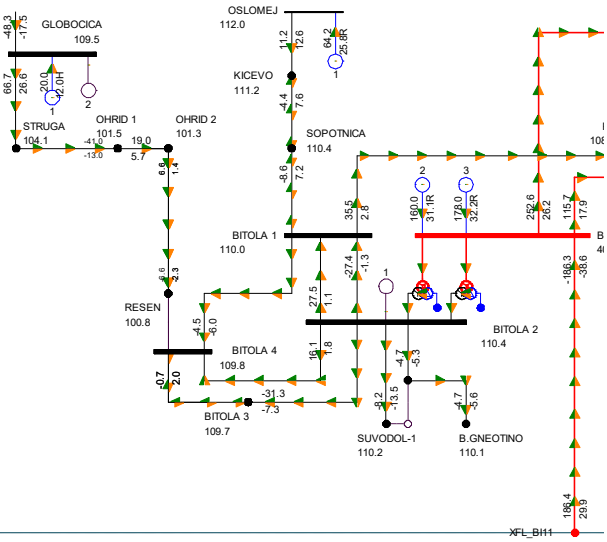
Визијата за развој на 400 kV преносна мрежа во Република Македонија предвидува оформување на оптимална структура на националната 400 kV мрежа, со по еден 400 kV јазел во секој од потрошувачките региони во државата, [4]. На овој начин, преносната дејност постепено ќе се фокусира на 400 kV напонско ниво додека 110 kV мрежа добива локално значење. Во таа насока, потенцијален проект во овој регион е изградба на 400/110 kV трансформаторска станица во полошки регион. Предложениот зафат за реконфигурација на 110 kV мрежа ја одложува потребата од 400 kV трансформаторска станица на неодредено време. Секако, во студиските анализи треба да се следи трендот на потрошувачката во овој регион, интересот за нови производни капацитети, меѓутоа и пошироките регионални иницијативи за интерконекции во Западен Балкан, како фактори кои ја детерминираат и потребата од нова 400 kV трансформаторска станица во Полог.

5.3. ЈУГОЗАПАДЕН РЕГИОН НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

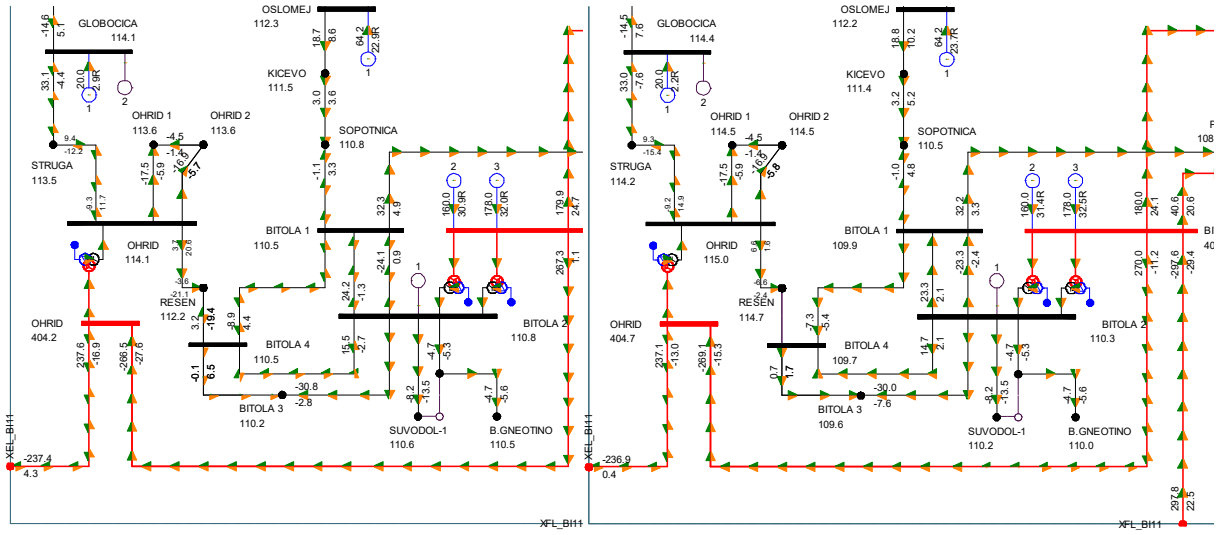
Изградбата на 400/110 kV ТС Охрид во југозападниот регион на преносната мрежа е многу важна, од аспект на квалитетот на напоните во преносната мрежа и сигурноста на напојување со електрична енергија. Трансформаторската станица се очекува да биде изградена до 2026 година. Без нејзина изградба и без активно учество на електричните централи 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 14. Сè додека не се изгради ТС 400/110 kV Охрид, поглавје 4.1, нужно е електричните централи ХЕЦ Вруток, ХЕЦ Глобочица и ХЕЦ Шпиље активно да учествуваат во регулацијата на напоните и тековите на реактивни моќности. Зависно од развојот на проектите за ОИЕ во југозападниот регион може да се јави потреба од инсталација на дополнителен 400/110 kV трансформатор во ТС Охрид.



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

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 ФЕЦ Осломеј или 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%). Со цел надминување на овој проблем планирана е реконструкција на два 110 kV далекуводи. Вкупната должина на (i) првиот коридор „Гостивар – Осломеј – Кичево – Сопотница – Битола 1“ е 116 km, додека (ii) вториот коридор „Охрид – Струга – Глобочица – Шпиље – Вруток“ е 105 km. Оваа инвестиција ќе ја замени старата инфраструктура со модерна технологија, обезбедувајќи сигурен пренос на електрична енергија. Со новите водови ќе се зголеми капацитетот за дополнителна евакуација на електрична енергија од обновливи извори и ќе се намалат загубите на енергија преку употреба на проводници со поголема преносна моќност и мал провес. Оваа надградба ќе ја подобри стабилноста на системот и ќе ги намали ризиците од прекини, придонесувајќи за постабилна преносна мрежа, позиција 11 и 12 од Табела 9.

Значаен регионален проект е надградбата на 400 kV интерконекција помеѓу Битола (МК) и Мелити (ГР). Надградбата е во должина од 17,3 километри од ТС Битола 2 до грчката граница. МЕПСО и АДМИЕ (Грчки ПСО) предложија замена на постојните проводници со нови со поголема моќност, како што е 2XACFR 540/56-FA-TTT. Ова техничко решение овозможува искористување на постојните столбови, но значително го зголемува капацитетот на водот. Надградбата се очекува да ја удвои максималната термичка граница од сегашните 1330 MVA на приближно 2432 MVA. Овој проект е дел од десетгодишниот развоен план на европската мрежа (TYNDP 2024), со што се нагласува регионалното значење на проектот. За овој проект ќе се изработи физибилити студија и студија за оцена на влијанието врз животната средина со цел темелна евалуација на техничките, економските, еколошките и социјалните аспекти на предложената надградба, позиција 2 од Табела 9.

Дигитализацијата на трафостаниците Битола 1 и Сопотница ќе овозможи далечински мониторинг и одржување во реално време за подобрена ефикасност и доверливост. Оваа надградба, исто така, го намалува влијанието врз животната средина со елиминирање на употребата на SF6, кој е штетен стаклени гас, преку имплементирање на прекинувачи со изолација од воздух (AICB). Дополнително, на

покривот на командните згради ќе бидат инсталирани соларни системи за производство на електрична енергија за сопствена потрошувачка; поглавје 8.1.

Имплементацијата на системот за променливо дозволено оптоварување на водови (DLR) е уште една клучна инвестиција од проектот. Додека да се реализира реконструкцијата на далекуводот Гостивар – Осломеј – Кичево – Сопотница – Битола 1, оваа иновативна технологија има потенцијал да овозможи од 15% до 40% дополнителен капацитет за пренос на енергија во 110 kV мрежа. По направената реконструкција, овој систем ќе се користи за подобрување на целокупното управување со мрежата особено при зголемена интеграција на обновливи извори на енергија, поглавје 7.3.1.

За поддршка на долгорочната одржливост на МЕПСО и развојот на човечкиот капитал, проектот вклучува (i) реконструкција и рехабилитација на станицата за тестирање на столбови во Охрид и (ii) опрема за Центарот за обука на оператори со преносен систем и високонапонска опрема. Оваа проектна компонента ќе ја поддржи правичната енергетска транзиција на Македонија преку обезбедување капацитети за обука не само за постојните работници во преносната мрежа, туку и можности за преквалификација на другите работници во енергетскиот сектор. Покрај тоа, овој капацитет ќе игра клучна регионална улога во поддршката на идните потреби на преносната мрежа низ Југоисточна Европа. Станицата за тестирање на столбови е во непосредна близина на Центарот за обука на оператори Охрид, поглавје 8.8.

На површините од „напуштените“ јагленови копови во РЕК Битола, како и во Пелагонија, има голем потенцијал за инсталирање на значителни капацитети на фотоволтаични електрични централи. Идентификувани се производни капацитети над 1000 MW [5], кои не може да се приклучат на постојната ТС Битола 2, бидејќи има просторни ограничувања во постројката и пристапните коридори за приклучните водови, како и загушувања во локалната 110 kV преносна мрежа.

Изградбата на нов 400/110 kV евакуациски јазел за ОИЕ во близина на постојната ТС Битола 2 (400/110 kV ТС Суводол) може да ги реши идентификуваните потреби. Новиот евакуациски јазел ќе има куса двојна врска на 400 kV со ТС Битола 2 и ќе ја евакуира енергијата од ОИЕ преку 110 kV собирници. Капацитетот на 400/110 kV трансформатори ќе биде соодветен на моќноста на новите електрични централи. Временската динамика и изградбата на оваа постројка зависи од активностите и прогресот на проектите за ОИЕ.

5.4. ЈУГОИСТОЧЕН РЕГИОН НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

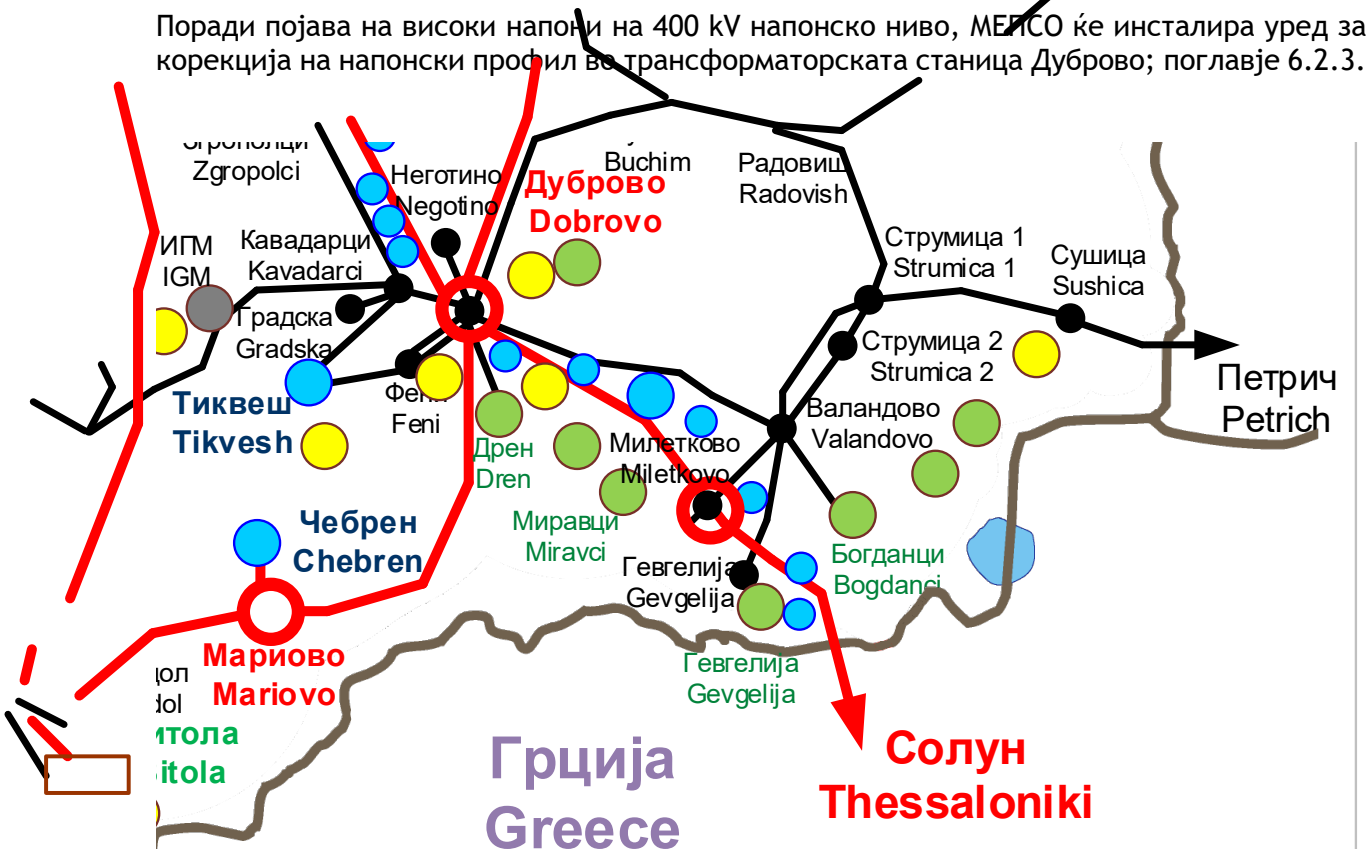
Со цел да се исполнат целите на Европската унија за интеграција на енергијата од обновливите извори (ОИЕ), Македонија прави напори да ја максимизира интеграцијата на овие извори на енергија во националниот електроенергетски систем. Поради поволните климатски услови, инвестициите во ОИЕ (ветерна енергија, соларна енергија и хидроенергија) се најисплатливи во југоисточниот регион. Сепак, во дел од преносната мрежа во овој регион се идентификувани некои потенцијални слабости како што се проблеми со напонот и преоптоварување во сценарија со зголемена интеграција на ОИЕ. Причината за тоа е несоодветната мрежна топологија, поточно структурните проблеми со мрежата во набљудуваниот регион. Со други зборови, локалната преносна мрежа нема доволен капацитет за да ги прими сите ОИЕ кои се планирани да се градат во тој регион.

За таа цел МЕПСО планира изградба на 400/110 kV ТС Милетково (ТР 2x300 MVA) во близина на постојната 110/25 kV ТС ЕВП Милетково, со можност за зголемување на капацитетот со додавање на трет трансформатор со инсталирана моќност од 300 MVA, доколку е потребно за евакуација на енергијата од дополнителни ОИЕ, позиција 6 од Табела 9 и реконструкција на 110 kV далекувод Валандово – Струмица 2 – Струмица 1, позиција 14 од Табела 9. Доколку доцни реализацијата на реконструкцијата, овој далекувод е кандидат за имплементација на системот за променливо дозволено

оптоварување на водови (DLR) со што ќе се овозможи оптимално работење на мрежата во услови на зголемена интеграција на енергија од обновливи извори; поглавје 7.3.1.

Анализите покажуваат дека преносната мрежа во одредени оперативни режими е преоптоварена и потребно е нејзино зајакнување. Реализацијата на овој проект ќе овозможи интегрирање на поголем капацитет на ОИЕ на преносната мрежа. На среднорочен период во овој регион се очекува да се инсталираат до 350 MW (ВЕЦ Демир Капија, ВЕЦ Миравци, ВЕЦ Гевгелија, ВЕЦ Дојран и ВЕЦ Богданци 2, ХЕЦ Градец, неколку нови мали ХЕЦ, и соларни електрани-СЕЦ). Дополнително, на долгорочен период до 2040 година се предвидуваат нови ВЕЦ - 536 MW, ХЕЦ - 185 MW СЕЦ - 250 MW.

Поради појава на високи напони на 400 kV напонско ниво, МЕПСО ќе инсталира уред за корекција на напонски профил во трансформаторската станица Дуброво; поглавје 6.2.3.



Слика 15. Нови електрични централи во југоисточен регион
(потенцијален капацитет според „зелено“ сценарио: СЕЦ 250 MW, ВЕЦ 536 MW, ХЕЦ 185 MW)

5.5. СЕВЕРОИСТОЧЕН РЕГИОН НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Во овој регион се предвидува модернизација на постојните 110 kV далекуводи, кои датираат од 70-тите и 80-тите години на минатиот век. Овие далекуводи повеќе не ги исполнуваат современите стандарди за преносен капацитет и безбедност, што ја нагласува итноста на реконструкцијата. Со реконструкцијата ќе се заменат дотраените челични столбови, ќе се направи замена на старите проводници со проводници со зголемена преносна моќност и ќе се подобрат безбедносните висини на проводниците. Во наредните пет години предвидена е реконструкција на неколку 110 kV далекуводи: ТС Кочани – ТС Штип 1, 28 km; ТС Пробиштип – ТС Кратово, 16 km, ТС Кратово – ТС Куманово 1, 33.5 km како и реконструкција и дигитализација на ТС Кратово (Крива Река); позиција 15-17 и 23 од Табела 9.

На долгорочен период, предвидена е реконструкција на 110 kV далекувод ТС Штип 1 - ТС Штип 2 - ТС Бучим кој е изграден во 1977 година и реконструкција на 110 kV далекувод ТС Бучим - ТС Радовиш - ТС Берово; позиција 18 и 19 од Табела 9. Потребата од оваа реконструкција е поради застареност на мрежата и зголемена интеграција на ОИЕ во овој регион; поглавје 4.4.

Во Кумановскиот Регион се развиваат проекти за нови производители од ОИЕ со големи инсталирани капацитети од неколку стотини MW. Во прелиминарните анализи се разгледува решение за приклучување на 400 kV напонско ниво; дел од инфраструктурата за приклучување е изградба на 400 kV разводна постројка, односно трансформаторска станица, ТС Куманово. Временската динамика и изградбата на оваа постројка зависи од активностите и прогресот на проектите за ОИЕ. МЕПСО ќе ја земе предвид изградбата на ТС Куманово во студиските планови за надградба и реконфигурација на локалната преносна мрежа за запазување на техничките критериуми за сигурно и доверливо напојување со електрична енергија.

Во околината на Штип е евидентиран особен интерес за градба на фотоволтаични електрични централи; поглавје 10. Од прелиминарните анализи за приклучување на одделни централи се предвидува надградба на 400/110 kV ТС Штип со втор 400/110 kV енергетски трансформатор, како и екстензија на 110 kV постројка со нови приклучни далекуводни полиња.

Имајќи го предвид ограниченият простор на постројката од една страна, и од друга страна бројот на барања за нови приклучоци од кои некои се со значителен капацитет, се размислува за формирање на нов 400 kV евакуациски јазел во близина на постојната ТС Штип. Има различни опции за реализација на 400 kV евакуациски јазел во Штип – може да се изведе како самостојна постројка за интеграција на новите приклучоци на ОИЕ, или пак да се искористи и надгради некоја од предвидените 400 kV разводни постројки за приклучок на проект со поголем капацитет со нејзино проширување за да ја добие функцијата на евакуациски јазел. Одлуката за новиот евакуациски јазел во Штип е предодредена од активностите и прогресот на проектите за ОИЕ.

5.6. ЦЕНТРАЛЕН РЕГИОН

Во срцето на Македонија најважни проекти за одржување на виталноста на мрежата се реконструкциите на 110 kV далекуводи ТС Скопје 4 – ТС Петровец - ТС Велес и ТС Битола 1 – ТС Прилеп 1; позиција 8 и 9 од Табела 9.

Изградбата на 400 kV разводна постројка, односно трансформаторска станица РП (ТС) Мариово се актуелизира со иницијативите за реализација на проектот за пумпно-акумулациската хидроелектрична централа ПАХЕЦ Чебрен, во/без комбинација на ХЕЦ Галиште, како и идеите за нуклеарна електрична централа НЕЦ Мариово. Приклучувањето на овие електрични централи е разгледувано во неколку наврати. Во поновите анализи се предвидува ПАХЕЦ Чебрен да се поврзе со 400 kV собирници на РП Мариово со една блок-врска составена од енергетски трансформатор и 400 kV далекувод со должина од 1,5 km. Слично, и ХЕЦ Галиште може да се приклучи на 400 kV собирници во РП Мариово една блок-врска составена од трансформатор и 400 kV далекувод со должина од 10 km. Во РП Мариово нема потреба од трансформација 400/110 kV, ниту 110/35 kV. Одлуката за инсталирање и капацитетот на 400/110 kV трансформатори во ТС Мариово може да се донесе подоцна, зависно од реализацијата и потребите на проектите за нови електрични централи.

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 загрозат 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.

Слика 16. Далекувод број 105/2 ТС Штип – ТС Овче Поле

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 и сопствени средства на МЕПСО е прикажана во Табела 4:

Табела 4. Реконструкција на 110 kV далекуводи во фаза на изведба (позиции 8 и 9 во Табела 9)

Далекувод	Должина (km)	Година на градба	Активности во 2023
ТС Скопје 4 – ТС Петровец – ТС Велес	37	1953	Во фаза на изведба
ТС Битола 1 – ТС Прилеп 1	33,7	1963	Во фаза на изведба

Во 2025 година планирана е да се комплетира реконструкцијата на 110 kV далекуводи ТС Скопје 4 – ТС Петровец – ТС Велес и ТС Битола 1 – ТС Прилеп 1 (позиции 8 и 9 во Табела 9). Реконструкцијата опфаќа замена на армирано бетонски со челично-решеткасти столбови, како и замена на електро опрема: изолатори, проводници и оптичко јаже.

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 5. Реконструкција/ревитализација на 110 kV далекуводи во период 2025-2035 (позиции: 10 - 19 во Табела 9)

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[3] 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 Врутоκ – ТС Полог	9	2010	нов HTLS спроводник
ХЕЦ Врутоκ – ХЕЦ Шпиље	15,6	1964	
ХЕЦ Шпиље – ХЕЦ Глобочица	13,5	1964	
ХЕЦ Глобочица – ТС Струга	32	1970	
ХЕЦ Врутоκ – ТС Гостивар	8,3	1957/78/97/2012	
ТС Гостивар - ТС Јегуновце	36,9	1957/1972/1992	
ТС Јегуновце - ТС Скопје 3	41,5	1953/1972/1992	
ТС Скопје 3 - ТС Ѓорче Петров	20,8	1959/1982	
ТС Ѓорче Петров - ТС Скопје 1	11,1	1959/1982	
ТС Кочани - ТС Штип 1	28	1968	нов HTLS спроводник
ТС Пробиштип - ТС Кратово	16	1973	
ТС Кратово - ТС Куманово 1	33,5	1973	
ТС Штип 1 – ТС Штип 2	5,4	1977	
ТС Штип 2 – ТС Бучим	21,8	1977	
ТС Бучим - ТС Радовиш	10,5	1977	
ТС Радовиш - ТС Берово	38,3	1983	

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 тип на јажиња со подобри карактеристики во однос на досегашните; позиција 7 од Табела 9.

[3] HTLS (High Temperature Low Sag) спроводници со висока работна температура и мал провес

Слика 17. 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.

Слика 18. Работа на терен во трансформаторска станица

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 анализите направени за состојбата на енергетските трансформатори, планирано е во 2025 година да се набави нов енергетски трансформатор во Битола 2. Поради критичната инфраструктура, за претстојната зима, трансформаторот набавен за ТС Дуброво (види поглавје 3.2.1) е инсталиран во ТС Битола 2, а потоа планираниот трансформатор за ТС Битола 2 ќе биде инсталиран во ТС Дуброво. Постоечкиот трансформатор од ТС Битола 2 се сервисира и по извршениот сервис ќе се постави во ТС Штип 1. Долгорочно предвидено е да се набави нов трансформатор во ТС Скопје 4; позиција 24 од Табела 9.

Во континуитет се врши 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) 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 трансформаторски станици 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. Разделувачите се набавени, а во 2025 година ќе бидат поставени во трафостаниците.

Табела 6. Ревитализација на разделувачи во 13 трафостаници (позиција: 21 во Табела 9)

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
Велес 1	5	7
Кочани	5	7
Самоков	4	6
Вкупно	65	120

6.2.2. Реконструкција и ревитализација на РП Крива Река (Кратово)

Реконструкцијата на разводната постројка во Кратово опфаќа изведба на 3 далекуводни полиња, нов 110 kV собирнички систем и реконструкција на секундардните струјни кругови со примена на најнова дигитална технологија. Овој проект е прикажан на позиција 23 од Табела 9.

6.2.3. Уред за корекција на напонски профил

Како резултат на *Студијата за подобрување на напонскиот профил на регионалната мрежа*, види 2.2, МЕПСО е потребно да набави уред за корекција на напонот – варијабилен 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. 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 25 од Табела 9.

6.2.4. Промена на релејна заштита во ТС Битола 2

Со овој проект е предвидена промена на релејната заштита која треба да биде набавена, инсталирана и пуштена во работа во 400/110 kV ТС Битола 2 и РЕК Битола на пет 400 kV далекуводни полиња, две 400/110 kV трансформаторски полиња, 400 kV спојно поле, 400 kV собирници, десет 110 kV далекуводни полиња, 110 kV спојно поле и 110 kV собирници.

Во ТС Битола 2 и РЕК Битола потребно е да се изведат следните работи: полагање и поврзување на сите потребни бакарни и оптички кабли (постоечки или нови) со сета потребна опрема, изведба на сите барани комуникациски решенија со испорака и инсталација на сета потребна опрема, целосна изведба и инсталација во ормари (постоечки или нови) за сите 400 kV полиња, 400 kV собирници, 110кV полиња и 110кV собирници, позиција 27 од Табела 9.

6.2.5. Реконструкција и санација на командни згради во трансформаторски станици

Поради староста на градежните објекти (командни згради/простории/објекти, огради) лоцирани во 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 28 од Табела 9.

Слика 19. Монтажа на опрема во трансформаторски станици

7. МОДЕРНИЗАЦИЈА НА СИСТЕМИ ЗА УПРАВУВАЊЕ

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

Во тек е процесот на ревитализација и модернизација на 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 прекуграничната врска кон Бугарија; позиција 29 од Табела 9.

7.2. СИСТЕМИ ЗА МЕРЕЊЕ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И AMR MDM СИСТЕМ

7.2.1. Статична испитна станица за контрола и верификација на класа на точност на 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 30 од Табела 9.

7.2.2. 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, или при периодична верификација кога има потреба од замена на десетина броила истовремено или замена на броила во краток временски период. Во 2023 година веќе беше реализирана една набавка на паметни броила. 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 31 од Табела 9.

7.2.3. 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 после употреба од 7 до 8 години е веќе застарен 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 32 од Табела 9.

Слика 20. Национален диспечерски центар

7.3. СИСТЕМИ ЗА УПРАВУВАЊЕ

7.3.1. 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. Со користење на оваа технологија се зголемува преносниот капацитет на далекуводот и се намалуваат загушувањата. Краткорочно, оваа технологија ќе обезбеди поголема интеграција на ОИЕ. Имплементацијата на DLR може да придонесе кон намалување на инвестициите во преносната мрежа и едновремено да ја зголеми сигурноста во оперативното раководење со преносната мрежа.

Во преносната мрежа идентификувани се неколку преносни коридори кои се кандидати за примена на оваа технологија: Битола 1 – Сопотница – Кичево – Осломеј – Гостивар; Охрид – Струга – Глобочица – Шпиље – Вруток и Валандово – Струмица 2; позиција 33 од Табела 9.

7.3.2. Набавка и инсталација на нов SCADA/EMS систем

SCADA/EMS (Supervisory Control and Data Acquisition / Energy Management System) 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 (струи, напони, фреквенција, активна и реактивна моќност и др.) за работата на електропреносниот систем во реално време со цел непрекинато, доверливо и безбедно напојување на електрична енергија за потрошувачите.

Покрај SCADA/EMS системот, постојат и дистрибуирани системи за надзор и управување кои се лоцирани во трафостаниците на АД МЕПСО. Во електропреносната мрежа на Македонија се инсталирани и се во функција два типа на такви системи: Систем за надзор и управување базиран на RTU (Remote Terminal Unit) и Систем за надзор и управување базиран на локални SCADA системи и BCU (Bay Control Unit) дистрибуирани единици. Овие дистрибуирани системи во трансформаторските станици служат за обезбедување и проследување на податоци во реално време на електрични величини (струи, напони, фреквенција, активна и реактивна моќност и др.), статуси на опремата и алармна сигнализација до централниот SCADA систем, како и да се проследат и извршат командите издадени од операторите во националниот диспечерски центар кон трансформаторските станици.

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. Дополнително, знаејќи дека системите по трафостаниците обезбедуваат и доставуваат податоци до централниот SCADA систем, а во моментов покриеноста на трафостаниците со опрема за управување и надзор е некаде околу 50 %, се јавува како неопходност тој процент значително да се зголеми со имплементацијата на овој проект; позиција 34 од Табела 9.

7.3.3. ENTSO-E PCN Out Of Band System

“Out of band” преставува backup мрежа koja ќе се користи при недостапност на физичката комуникациска мрежа (Physical Communication Network - PCN) во случај на поголем blackout или друг инцидент што ќе влијае на PCN мрежата и терестријалните телекомуникациски услуги и технологии. Во таков случај, со помош на сателитската комуникациска технологија која ќе се користи во Out of band ќе се обезбеди континуирана достапност на критичните сервиси кои се користат во рамки на ENTSO-E PCN, меѓу кои се: размена на податоци SCADA/ICCP и European Awareness System (EAS), Emergency Voice System и Emergency Data Backup функционалност; позиција 35 од Табела 9.

7.3.4. Спојување на пазарите на електрична енергија помеѓу балканските држави

Спојувањето на пазарите на електрична енергија го оптимизира распределувањето на прекугранични капацитети помеѓу земјите. Благодарение на координираното пресметување на цените и протокот на електрична енергија, достапниот прекугранични капацитет се користи поефикасно, а разликата во цените помеѓу две или повеќе пазарни области се намалува.
Во ноември 2023 година преносните оператори, берзите на електрична енергија и регулаторните тела на Македонија, Албанија, Косово и Грција потпишаа Меморандум за разбирање во кој ја изразија својата намера за спојување на пазарите на електрична енергија – ден однапред.
Процесот за пазарно спојување ќе се одвива во два чекора: прво, преносните оператори и берзите стануваат опсервери, а потоа членки на SDAC DAOA и IBWT DAOA, следејќи го транспонирањето на релевантните прописи согласно одлуката на Енергетската заедница. За спојување со грчката зона на наддавање, потребно е исполнување предуслови како нов Закон за енергетика, финализација на одлуките за CCR, и усвојување на методологии. Формирани се Комитет за управување и Тим на експерти со претставници од преносните оператори и берзите на Македонија, Албанија, Косово и Грција. Проектот се очекува да заврши до почетокот на 2026 година.

8. МОДЕРНИЗАЦИЈА НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНИОТ СИСТЕМ

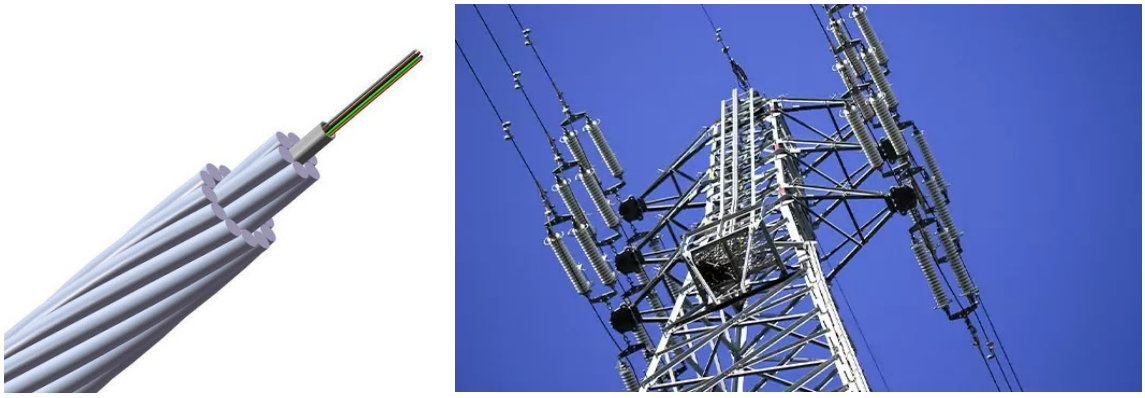
Модернизацијата, дигитализацијата и кибернетска сигурност на електропреносниот систем се значаен дел од работата на МЕПСО. Релализацијата на веќе започнатите проекти е во тек и се одвива според планираната динамика.

8.1. Дигитализација на ТС Битола 1 и ТС Сопотница

Проектот за дигитализација на трансформаторските станици Битола 1 и Сопотница има за цел целосно да ги трансформира овие трафостаници во дигитални стандарди за подобрена ефикасност, доверливост и еколошка одржливост. Клучните цели на овој проект вклучуваат овозможување далечинско следење и минимизирање на жичените врски преку интегрирање на напредни дигитални системи. Овие подобрувања се усогласуваат со стандардите IEC 61850, со дополнителна архитектура за доверливост и употреба на IED, паметни сензори и етернет мрежно поврзување за ракување со податоци во реално време. Иновациите како што се неконвенционалните трансформатори на инструменти (NCIT) и прекинувачите со изолација од воздух (AICB) се клучни за зголемена прецизност, намалено влијание врз животната средина и елиминирање на гасот SF6. Дополнителните мерки вклучуваат реновирање на контролните згради со енергетски ефикасни решенија како соларни панели и имплементација на сеопфатни протоколи за сајбер безбедност и одржување. Проектот предвидува повисоки почетни трошоци, но има за цел долгорочни заштеди и намален еколошки ефект; позиција 36 од Табела 9.

8.2. Подземна инсталација за оптичко поврзување

Со подземната инсталација за оптичко поврзување ќе се изведе поврзување на НДЦ со ТС Ѓорче 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 37 од Табела 9.



Слика 21. OPGW јаже

8.3. 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 38 од Табела 9.

8.4. ПРИМАРЕН И СЕКУНДАРЕН ЦЕНТАР ЗА ПОДАТОЦИ (DISASTER RECOVERY SITE)

Модерен центар за податоци 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 и 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 ормани.
- Обезбедување на двојно напојување од енергетската мрежа. Во случај на целосен прекин на јавната мрежа, потребно е да се обезбедат точно димензионирани UPS батерии и напојување од агрегат.
- Противпожарна заштита со детектори, аларми и автоматско вклучување. Поставување сензори за температура и чад. Огноотпорни влезови за кабли и инсталации.
- Работа на редундантни HVAC (системи за греење, вентилација и климатизација) 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 центар за податоци, 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 продолжило 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 редунданта 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 39 од Табела 9.

8.5. САЈБЕР БЕЗБЕДНОСТ

Проектот за сајбер безбедност во МЕПСО претставува сеопфатен план со цел зајакнување на заштитата на критичната инфраструктура од современи сајбер закани и ризици. Овој план е дизајниран да обезбеди долгорочна безбедност преку имплементација на активности и мерки усогласени со највисоките национални и меѓународни стандарди за сајбер безбедност. Главната цел е интеграција на напредни технологии и мерки за заштита во рамките на стратешките цели на компанијата во следните 10 години.

Проектот се фокусира на неколку клучни стратешки цели, како што се модернизацијата на ИКТ инфраструктурата и воведување на најсовремени технологии за заштита како енкриптирање и Zero Trust архитектура. Воспоставувањето на центар за мониторинг и одговор (Security Operations Center - SOC) и формирање на специјализирани CSIRT тимови ќе овозможи проактивно детектирање и одговор на потенцијални инциденти. Дополнително, акцентот се става на развивање на култура на свесност за сајбер

безбедност преку редовни обуки за сите вработени и специјализирани тренинзи за клучните тимови.

Имплементацијата на планот се изведува во четири фази:

- Анализа и планирање, која вклучува детална проценка на постојните капацитети и мапирање на критичните системи.
- Инфраструктурни инвестиции и модернизација, каде ќе се спроведуваат надградби на мрежната инфраструктура и имплементација на напредни алатки за мониторинг.
- Обука и развој на човечки ресурси, со редовни обуки и симулации за реакција на инциденти.
- Континуирано подобрување и иновации, кое подразбира ажурирање на безбедносните политики и партнерства со меѓународни институции.

Со имплементација на овој проект, МЕПСО ќе постави робустен систем кој ќе обезбеди високо ниво на заштита за критичните и информациските системи, обезбедувајќи безбедност и континуитет во работните процеси и подготвеност за соочување со новите сајбер предизвици; позиција 40 од Табела 9.

8.6. 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 41 од Табела 9.

8.7. 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 42 од Табела 9.

8.8. СТАНИЦАТА ЗА ТЕСТИРАЊЕ НА СТОЛБОВИ ВО ОХРИД И ТРЕНИНГ ЦЕНТАР ЗА ОПЕРАТОРИ НА ПРЕНОСЕН СИСТЕМ И ВИСОКОНАПОНСКА ОПРЕМА

За да ја поддржи долгорочната одржливост на МЕПСО и развојот на човечкиот капитал во енергетскиот сектор во Македонија, овој проект опфаќа две главни компоненти: (i) реконструкција и рехабилитација на станицата за тестирање на столбови во Охрид и (ii) воспоставување на современ центар за обука за оператори на преносниот систем и високонапонска опрема, користејќи ги поранешните производствени објекти на ЕМО на

имотот на МЕПСО. Оваа иницијатива директно придонесува за праведната енергетска транзиција на Македонија преку изградба на капацитети за обука на сегашните работници во преносната мрежа, истовремено создавајќи можности за преквалификација на други професионалци од енергетскиот сектор.

Реконструираната Станица за тестирање на столбови ќе се справи со стареењето на инфраструктурата на високонапонската мрежа во Југоисточна Европа. Преносната мрежа се наоѓа во период на обемна реконструкција, кој ќе продолжи и во наредните години. Со модернизацијата на станицата за тестирање на столбови, МЕПСО има за цел да ја поддржи зголемената регионална продукција на столбови, усогласувајќи се со идните потреби на преносната мрежа.

Сместен во близина на станицата за тестирање на столбови, центарот за обука за оператори на преносен систем и високонапонска опрема ќе служи како регионален центар, зајакнувајќи го развојот на вештини за операторите во енергетскиот сектор. Овој центар ќе обезбеди напредна обука во согласност со мрежните правила и стандардите на ENTSO-E, нудејќи безбедна средина за практично искуство при управување со високонапонската мрежа и користење на SCADA системот. Овој објект има за цел да ги олесни активностите за обука за операторите, нудејќи специјализирани програми за SCADA и инженери за релејна заштита. Проектот вклучува и формирање на тренинг разводна постројка прилагодена за образовни цели, наменета за техничари: вклопничари за манипулативни акции со високонапонска опрема, како и монтери за надземни преносни водови; позиција 43 од Табела 9.

Слика 22. Челично-решеткасти столбови

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. МЕПСО активно учествува во комитетите на ENTSO-E и во изработка на десетгодишниот развоен план на европската преносна мрежа (TYNDP). Иницијативата за Југоисточна соработка за планирање на преносниот систем (SECI TSP) е заеднички проект во рамките на ENTSO-E, конкретно во рамките на Регионалната група за Централна и Југоисточна Европа (RG CSE). Оваа иницијатива, предводена од претставник на МЕПСО, има за цел да го унапреди развојот на преносните мрежи во Југоисточна Европа. Во 2024 година, SECI TSP се фокусираше на подобрување на квалитетот на мрежните и пазарните модели во регионот. Дополнително, проектот има за цел да ја усоврши методологијата за студии и анализи со усогласување на моделите PLEXOS и PSS/E, создавајќи пристап за моделирање еден-на-еден кој обезбедува кохезивно и робусно мрежно планирање низ Европа. Во 2025 година се завршува претходниот циклус со достава на мрежните модели во PSS/E и пазарните модели во ANTARES и PLEXOS за 2030 и 2040 година според сценариото National Trend од ENTSO-E. Оваа година ќе се изработи и студија за идентификување на инфраструктурните потреби на регионалната мрежа на Централна Југоисточна Европа за да се приспособи интеграцијата на обновливите извори на енергија од големи размери.

9.1. СТУДИЈА ЗА РАЗВОЈ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА (GRID MASTER PLAN)

МЕПСО од ЕБОР доби грант во износ од 1 милион евра за изработка на Студија за развој на преносната мрежа со што би се олеснила декарбонизацијата на преносната мрежа и би се зголемила интеграцијата на ОИЕ. 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; позиција 44 од Табела 9.

9.2. СЕРВЕР ЗА ANTARES

Современото планирање на електроенергетскиот систем зависи од точни системски анализи и пазарни проценки. Како што се развива секторот, анализите како што се TYNDP и Проценка на адекватноста на ресурсите стануваат сè покомплексни, а пазарните симулации за адекватност и анализа на трошоци и придобивки (CBA) траат со часови или денови. За да се справиме со ова, нашиот инженерски тим во МЕПСО ја користи симулациската алатка ANTARES, изработувајќи сложени пазарни модели кои ги надминуваат можностите на стандардните компјутери. И покрај тоа што софтверот ANTARES е бесплатен, недостасува брзина при обработка на податоците и спроведување на анализите. Затоа, од суштинско значење е обезбедување на соодветен сервер за да се осигурат навремени и точни анализи, поддржувајќи стабилна и сигурна иднина за енергетскиот сектор; позиција 45 од Табела 9.

10. ПРИКЛУЧОЦИ НА НОВИ КОРИСНИЦИ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

МЕПСО е активно вклучен во спроведување на националната Стратегија за развој на енергетиката со креирање услови за интегрирање на потенцијалните капацитети за обновливи извори на енергија (ОИЕ).

Поради конкурентната технологија и потенцијалите кои се на располагање, домашните и странските инвеститори пројавија интерес за инвестирање во проекти од ОИЕ, посебно во изградба на нови ветерни електрични централи (ВЕЦ) и нови фотонапонски електрични централи (ФЕЦ) 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.

Интегрирањето на ОИЕ е вистински предизвик за МЕПСО. Ветерните и фотоволтаичните електрични централи 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 инвертерски 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 (види глава 4).

Основните системски ограничувања за интеграција на ОИЕ во преносната мрежа се обезбедување на системските резерви за регулација на оптоварувањето и фреквенцијата (секундарна и терциерна резерва) и проблемите со балансирање на производството и потрошувачката.

МЕПСО изработи Студија која ги анализира влијанијата на различни капацитети од ОИЕ врз потребите од системски резерви, [6]. Во Студијата применета е пробабилистичка методологија која ги третира различните несигурности во прогнозите што доведуваат до системска нерамнотежа.

На краткорочен хоризонт се проценува дека македонскиот систем може да интегрира и до 1500 MW. Интеграцијата е условена од зголемување на системските резерви за околу 65 MW, односно дополнителни 20 MW за секундарна резерва и 45 MW за терциерна резерва, со претпоставена грешка во прогнозата на ОИЕ од 6%. Резервите може да се обезбедат ако во услугата се вклучат сите хидро и термо производни единици, како и со поддршка од соседните системи. Партиципацијата на регионалниот пазар на балансна енергија ќе биде неопходна при ремонти на термо капацитетите или пак при транзиција од „старите“ единици на лигнит кон нови гасни производни единици.

Во продолжение се наведени мерки кои може да го намалат потребното ниво на системски резерви:

- Подобрување на прогнозите на оптоварувањето и производството од соларни и ветерни електрични централи.

- Заедничко димензионирање на системските резерви во рамки на SMM (Србија, Црна Гора и Македонија) контролниот блок.
- Воведување на 15 минутен диспечерски интервал, итн.

Изградените капацитети на варијабилни ОИЕ заедно со проектите за варијабилни ОИЕ со согласност за приклучување на преносна и дистрибутивна мрежа веќе ја достигнуваат вредноста од 1500 MW.

Во фокусот на понатамошните истражувања се проекти за зголемување на капацитети за системски резерви, како инсталирање на складишта за електрична енергија (батериски системи) или управување со потрошувачката на електрична енергија.

Слика 23. ВЕЦ Богословец

10.1. ПОСТАПКА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРЕНОСНА МРЕЖА

Постапката за приклучување на преносна мрежа на потрошувачи и производители на електрична енергија согласно Мрежни правила за пренос на електрична енергија (Службен Весник на РСМ бр.04/2022) и Законот за енергетика ("Сл. Весник на РМ" бр. 96/18, "Сл. Весник на РСМ"бр. 96/19,"Сл. Весник на РСМ" бр. 236/22) е прикажана во следните табели.

10.1.1. Постапка за приклучување на потрошувач на преносна мрежа

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.
3 фаза – Договор за приклучување и техничка документација за приклучокот	Потпишување на договор за приклучување на преносна мрежа согласно условите за изведба на приклучокот. Изработка на техничка документација за приклучокот, супервизија и одобрување на техничката документација од работна група на МЕПСО и наплата на супервизијата на техничката документација за приклучокот.
4 фаза – Изградба на приклучокот и ставање под напон на приклучокот	Набавка на опрема за приклучокот, одобрување на проект за изведба, добивање одобрение за градење доколку е потребно, изградба на приклучокот, супервизија на изведбата на приклучокот од работната група на МЕПСО, интерен технички преглед на приклучокот, потпишување договор за користење на преносна мрежа, ставање под напон на приклучокот и наплата на супервизијата на изведбата на приклучокот.
5 фаза – Завршна фаза	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).

10.1.2. Постапка за приклучување на производител на електрична енергија на преносна мрежа

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 за приклучување и Прелиминарна согласност за приклучување на преносна мрежа	Авансно плаќање, изработка, усвојување и доплата на анализата за приклучување на електропреносна мрежа; Издавање на прелиминарна согласност за приклучување на електропреносна мрежа.
3 фаза – Овластување за градење, Студија за приклучување и Решение за согласност за приклучување	Издадено овластување за градење на производителот на ЕЕ од Влада на РСМ. Авансно плаќање, изработка, усвојување и доплата на студијата за приклучување; Издавање на решение за согласност за приклучување на електропреносна мрежа.
4 фаза – Договор за приклучување и техничка документација за приклучокот	Потпишување на договор за приклучување на преносна мрежа согласно условите за изведба на приклучокот. Изработка на техничка документација за приклучокот, супервизија и одобрување на техничката документација од работна група на МЕПСО и наплата на супервизијата на техничката документација за приклучокот.
5 фаза – Изградба на приклучокот и ставање под напон на приклучокот	Набавка на опрема за приклучокот, одобрување на проект за изведба, добивање одобрение за градење доколку е потребно, изградба на приклучокот, супервизија на изведбата на приклучокот од работната група на МЕПСО, интерен технички преглед на приклучокот, потпишување договор за користење на преносна мрежа, ставање под напон на приклучокот и наплата на супервизијата на изведбата на приклучокот.
6 фаза – Завршна фаза	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).

10.2. СОСТОЈБА НА ПРИКЛУЧОЦИ ВО ОДНОС НА ФАЗИТЕ ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ ВО ПЕРИОДОТ 2023/2024 ГОДИНА (СОСТОЈБА ДО 30.09.2024)

I. ЗАВРШНА ФАЗА:

1. **Приклучок на директниот потрошувач КРАНФИЛД ФАУНДРИ (40 MW)** – по добиените одобренија за употреба на приклучокот треба да се спроведе постапката за примопредавање на приклучокот најпрво со формирање на работна група на МЕПСО.

Приклучокот е составен од 110 kV разводна постројка(без постојно и идно 110 kV трафо полиња) и командно контролен објект на МЕПСО од постојната ТС 110/20 kV Неокази и 110 kV двосистемски далекувод од ТС Неокази до пресек на 110 kV далекувод ТС Штип – ТС Пробиштип.

2. **Приклучок на директниот потрошувач ИГМ Трејд, Кавадарци (27.3 MW)** - изграден е приклучокот, извршена е супервизија на градба од страна на работна група на МЕПСО, направен е интерен технички преглед и по потпишување на Договорот за користење на преносна мрежа приклучокот е ставен под напон. Директниот потрошувач ИГМ е ставен под напон на ден 16.11.2023 година и е влезен во времена работа со времетраење од две години согласно мрежните правила. Добиено е одобрение за употреба на приклучокот и треба да се спроведе постапката за примопредавање на приклучокот најпрво со формирање на работна група на МЕПСО.

Приклучокот е составен од110 kV постројка и командно контролен објект на МЕПСО од новата ТС 110/10 kV ИГМ и 110 kV врска составена од два столба за пресек на 110 kV далекувод ТС Кавадарци – ХЕЦ Тиквеш за приклучување на новата ТС ИГМ.

3. **Приклучок на дистрибутивен потрошувач - втор енергетски трансформатор во ТС Овче Поле (25 MW ФЕЦ на дистрибутивна мрежа)** – во овој период не се преземени активности за примопредавање на приклучокот.

4. **Приклучок на ФЕЦ ИГМ(кровна) (24.8 MW)** – комбиниран приклучок – по барање на инвеститорот ИГМ Трејд извршена е измена на постојниот приклучок на директниот потрошувач ИГМ за приклучување на ФЕЦ ИГМ (кровна) на мрежата од директниот потрошувач ИГМ. По издаденото решение за приклучување на преносна мрежа – измена на постоен приклучок на директниот потрошувач ИГМ Трејд, изградениот дел и добиената лиценца за дел од ФЕЦ ИГМ (кровна), ставени се под напон 9 MW од ФЕЦ ИГМ (кровна) на 15.07.2024 година и влезени се во времена работа во кој период треба да изврши тестирање за усогласеност со електропреносниот систем.

5. **Приклучок на ФЕЦ Новаци (50 MW)** – По потпишување на Договорот за приклучување на преносна мрежа, беше продолжена постапката за изградба на приклучокот (110 kV ДВ поле А6 во ТС Битола 2) со извршување на преглед и одобрување на проектна документација, супервизија на изградбата на приклучокот од работна група на МЕПСО, интерен технички преглед и ставање под напон на приклучокот заедно со 110 kV кабел од ТС Битола 2 до ТС Новаци на 04.09.2023 година по потпишување на Договорот за користење на преносна мрежа. ФЕЦ Новаци е ставена под напон по извршеното тестирање на 110 kV кабел и е влезена во времена работа со времетраење согласно лиценцата за пробна работа во кој период треба да изврши тестирање за усогласеност со електропреносниот систем.

6. **Приклучок на ФЕЦ Осломеј 3а (50 MW)** - По потпишување на Договорот за приклучување на преносна мрежа, беше продолжена постапката за изградба на приклучокот (110 kV ДВ поле Е4 во РП Осломеј) со извршување на преглед и одобрување на проектна документација, супервизија на изградбата на приклучокот од работна група на МЕПСО, интерен технички преглед и ставање под напон на приклучокот заедно со 110

kV кабел од РП Осломеј до ТС ФЕЦ Осломеј 3а на ден 01.12.2023 година по потпишување на Договорот за користење на преносна мрежа. ФЕЦ Осломеј 3а е ставена под напон по извршеното тестирање на 110 kV кабел и отстранување на дефектот на кабелот и е влезена во времена работа со времетраење согласно лиценцата за пробна работа во кој период треба да изврши тестирање за усогласеност со електропреносниот систем.

7. **Приклучок на ФЕЦ Осломеј 3б (50 MW)** - По потпишување на Договорот за приклучување на преносна мрежа, беше продолжена постапката за изградба на приклучокот (110 kV ДВ поле Е5 во РП Осломеј) со извршување на преглед и одобрување на проектна документација, супервизија на изградбата на приклучокот од работна група на МЕПСО, интерен технички преглед и ставање под напон на приклучокот заедно со 110 kV кабел од РП Осломеј до ТС ФЕЦ Осломеј 3б на ден 04.09.2024 година по потпишување на Договорот за користење на преносна мрежа. ФЕЦ Осломеј 3б е ставена под напон по извршеното тестирање на 110 kV кабел и е влезена во времена работа со времетраење согласно лиценцата за пробна работа во кој период треба да изврши тестирање за усогласеност со електропреносниот систем и да ги отстрани сите забелешки од извршениот интерен технички преглед.

8. **Приклучок на ВЕЦ Богданци (37 MW)** - треба да се спроведе постапката за примопредавање на приклучокот најпрво со формирање на работна група на МЕПСО. Приклучокот се состои од ККО Валандово и 110 kV ДВ поле за ВЕЦ Богданци во ТС Валандово.

9. **Приклучок на ВЕЦ Богословец (36 MW)** – во текот на времената работа извршено е тестирање на усогласеност на ВЕЦ Богословец со електропреносниот систем. Истовремено е добиено одобрение за употреба на приклучокот и ВЕЦ Богословец и трајна лиценца за производство на електрична енергија. Доставена е и документација за примопредавање на приклучокот. Треба да се спроведе постапката за примопредавање на приклучокот најпрво со формирање на работна група на МЕПСО.

Приклучокот е составен од 110 kV разводна постројка(без постојно и идно 110 kV трафо полиња) и командно контролен објект на МЕПСО од постојната ТС 110/33 kV Богословец и 110 kV двосистемски далекувод од ТС Богословец до пресек на 110 kV далекувод ТС Штип – ТС Овче Поле.

II. ИЗГРАДБА НА ПРИКЛУЧОК И СТАВАЊЕ ПОД НАПОН

1. **Приклучок на ФЕЦ ОКТА (12 MW)** – комбиниран приклучок - по барање на инвеститорот ОКТА извршена е измена на постојниот приклучок на директниот потрошувач ОКТА за приклучување на ФЕЦ ОКТА на мрежата од директниот потрошувач ОКТА. Извршен е преглед на проектната документација и е започната реконструкцијата на ТС Рафинерија која треба да ги задоволи условите за приклучување на ФЕЦ ОКТА.

2. **Приклучок на ВЕЦ Демир Капија(Дрен) (44 MW)** - По потпишување на Договорот за приклучување на преносна мрежа, беше продолжена постапката за изградба на приклучокот (110 kV ДВ поле Е1 во ТС Битола 2) со извршување на преглед и одобрување на проектна документација и супервизија на изградбата на приклучокот од работна група на МЕПСО. Изградбата на приклучокот е во течение.

III. СТУДИЈА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНА МРЕЖА И РЕШЕНИЕ ЗА СОГЛАСНОСТ ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ

1. **Приклучок на ВЕЦ Миравци (14 MW)** – издадено е Решение за согласност за приклучување на преносна мрежа на 04.11.2019 година (арх.бр.02-5940).(стратешки инвеститор).

2. **Приклучок на директниот потрошувач рудник Плавица (15 MW)** – издадено е Решение за согласност за приклучување на електопреносна мрежа на 16.12.2021 година (арх.бр.11-7196).

3. **Приклучок на ФЕЦ Ерџелија (80 MW)** – издадено е Решение за согласност за приклучување на преносна мрежа на 03.08.2022 година (арх.бр.11-4241).(стратешки инвеститор).

Мора да се земе предвид дека решенијата за согласност за приклучување на електропреносна мрежа престануваат да важат доколку одобрението за градење на приклучокот на електропреносна мрежа не се издаде во рок од пет години од издавањето на решението за согласност.

4. **Приклучок на ФЕЦ Новаци 2 (30 MW)** - по добиеното барање за приклучување и одобрување на документација изработени се варијанти за приклучување. Изработена, потврдена и исплатена е анализа за приклучување на преносна мрежа и е издадена прелиминарна согласност за приклучување на преносна мрежа (арх.бр. 11-5005 од 17.08.2023 година). По добиен допис од Министерство за економија дека не е потребно овластување за градење продолжи постапката за приклучување на ФЕЦ Новаци 2 со наплата на авансна фактура за изработка на Студија за приклучување, комплетирање на потребните податоци и започнување на изработката на Студијата за приклучување.

5. **Приклучок на ФЕЦ Пробиштип 1 (110 MW)** – По добиениот нотарски заверен Договор за спојување на трите проекти: ФЕЦ Пробиштип, ФЕЦ Чашица и ФЕЦ Бучиште во еден проект ФЕЦ Пробиштип 1, издадена е една прелиминарна согласнсот за приклучување на ФЕЦ Пробиштип 1 на преносна мрежа (арх.бр. 11-5842 од 02.10.2023 година).

По добиен допис од Министерство за економија дека не е потребно овластување за градење на ФЕЦ Пробиштип 1, продолжи постапката за приклучување со наплата на авансна фактура за изработка на Студија за приклучување, комплетирање на потребните податоци и започнување на изработката на Студијата за приклучување.

IV. ПРЕЛИМИНАРНА СОГЛАСНОСТ ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА СИСТЕМОТ ЗА ПРЕНОС НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА НА ПРОИЗВОДИТЕЛ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

1. **Прелиминарни согласности за ФЕЦ** – во периодот од 2023 до октомври 2024 година се издадени вкупно 37 прелиминарни согласности за приклучување на ФЕЦ на преносна мрежа со вкупно инсталиран капацитет 4560 MW.

2. **Прелиминарни согласности за ВЕЦ** - во периодот од 2023 до октомври 2024 година се издадени вкупно 5 прелиминарни согласности за приклучување на ВЕЦ на преносна мрежа со вкупно инсталиран капацитет 615 MW.

V. АНАЛИЗА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНА МРЕЖА

1. **Анализа за приклучување на дистрибутивни потрошувачи** - во фаза на изработка на анализа за приклучување се два приклучоци на дистрибутивни потрошувачи со вкупно инсталиран капацитет од 90 MW .

2. **Анализа за приклучување на ФЕЦ** – во фаза на изработка на анализа за приклучување се 10 приклучоци на ФЕЦ со вкупно инсталиран капацитет од 636.2 MW.

3. **Анализа за приклучување на ВЕЦ** - во фаза на изработка на анализа за приклучување се 4 приклучоци на ВЕЦ со вкупно инсталиран капацитет од 599 MW.

VI. БАРАЊЕ ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНА МРЕЖА

1. **Барање за измена на постоен приклучок** - во почетната фаза барање на измена на постоен приклучок се 2 приклучоци.

2. **Барање за измена на постоен дистрибутивен приклучок/ приклучување на дистрибутивни потрошувачи** - во почетната фаза барања на измена на постоен приклучок/ на приклучување нов приклучок се 10 приклучоци на дистрибутивни потрошувачи со вкупно инсталиран капацитет од 452 MW.

3. **Барање за приклучување складирање на електрична енергија** - во почетната фаза барање на приклучување на нов приклучок е еден приклучок со вкупно инсталиран капацитет од 88.6 MW.

4. **Барање за приклучување на класичен производител** – во почетната фаза барање на приклучување на нов приклучок е еден приклучок (ТЕТО) со вкупно инсталиран капацитет од 60 MW.

5. **Барање за приклучување на ФЕЦ** – во почетната фаза барање на приклучување на нов приклучок се 11 приклучоци со вкупно инсталиран капацитет од 1365 MW.

6. **Барање за приклучување на ВЕЦ** - во почетната фаза барање на приклучување на нов приклучок се 7 приклучоци со вкупно инсталиран капацитет од 490 MW.

Табела 7. Приклучоци на електропреносната мрежа со преглед на фазата во која се наоѓаат

	МЕПСО	Тип на приклучок	Регион	Инсталирана моќност		Фаза
	Измена на постоен прикучок					
1	ТЕ-ТО Скопје	ТЕТО	Скопје	230.0	MW	фаза измена на постоен приклучок
2	ФЕНИ - Еуроникел	Потрошувач + ГЕЦ	Кавадарци	42.0	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
	Број на предмети:		Вкупно	272	MW	
	Потрошувачи на електропреносна мрежа					
1	леарница Кранфилд Фаундри	Потрошувач	Пробиштип	40.0	MW	5 Фаза - Завршна фаза
2	фабрика ИГМ ТРЕЈД	Потрошувач	Кавадарци	27.3	MW	5 Фаза - Завршна фаза
4	Рудник Плавица	Потрошувач	Пробиштип	15.0	MW	2 Фаза - Анализа, Студија и Согласност
	Број на предмети:		Вкупно	82	MW	
	Дистрибутивни потрошувачи на електропреносна мрежа					
1	ТС Овче Поле - втор трафо	ТС	Свети Николе	25	MW	5 Фаза - Завршна фаза
2	ТС Неготино	ТС	Неготино	40	MW	2 Фаза - Анализа, Студија и Согласност
3	ТС Ресен	ТС	Ресен	50	MW	2 Фаза - Анализа, Студија и Согласност
4	ТС Сушица	ТС	Сушица	53	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
5	ТС Делчево	ТС	Делчево	53	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
6	ТС Берово	ТС	Берово	40	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
7	ТС Радовиш	ТС	Неготино	40	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
8	ТС Пробиштип	ТС	Неготино	50	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
9	ТС Овче Поле	ТС	Свети Николе	40	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
10	ТС Валандово	ТС	Валандово	16	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
11	ТС Сопотница	ТС	Сопотница	40	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
12	ТС Кочани	ТС	Кочани	40	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
13	ТС Прилеп 1	ТС	Прилеп	80	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
	Број на предмети:		Вкупно	567	MW	
	Складирање на електрична енергија					
1	СЕЕ Куманово	СЕЕ	Куманово	88.6	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
	Број на предмети:		Вкупно	89	MW	
	Класични производители на електрична енергија					
1	ТЕ - ТО Штип	ТЕ-ТО + ФЕЦ	Штип	60.0	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
	Број на предмети:		Вкупно	60	MW	
	ОБНОВЛИВИ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА (ОИЕ)					
	Комбиниран приклучок - директен потрошувач (ДП) и ФЕЦ					
1	ФЕЦ ИГМ (кровна) приклучена на нов ДП ИГМ Трејд	ДП + ФЕЦ	Кавадарци	24.8	MW	6 Фаза - Завршна фаза
2	ФЕЦ ОКТА приклучена на постоен ДП ОКТА - Рафинерија Скопје	ДП + ФЕЦ	Скопје	12	MW	5 Фаза - Изградба и ставање под напон

		Тип на приклучок	Регион	Инсталирана моќност		Фаза
	ОБНОВЛИВИ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА (ОИЕ)					
	ФЕЦ - Фотонапонски Електрични Централи					
3	**ФЕЦ Новаци**	ФЕЦ	Битола	50	MW	6 Фаза - Завршна фаза
4	**ФЕЦ Осломеј 3а (ЈПП со ЕСМ)**	ФЕЦ	Осломеј	50	MW	6 Фаза - Завршна фаза
5	**ФЕЦ Осломеј 3б (ЈПП со ЕСМ)**	ФЕЦ	Осломеј	50	MW	6 Фаза - Завршна фаза
			Вкупно	**150**	**MW**	6 Фаза - Завршна фаза
6	**ФЕЦ Ерџелија**	ФЕЦ	Свети Николе	80	MW	4 Фаза - Договор за приклучување и техничка документација
			Вкупно	**80**	**MW**	4 Фаза - Договор за приклучување и техничка документација
7	**ФЕЦ Новаци 2**	ФЕЦ	Битола	30	MW	3 Фаза - Овластување, Студија и РСППМ
8	**ФЕЦ Пробиштип 1**	ФЕЦ	Пробиштип	110	MW	3 Фаза - Овластување, Студија и РСППМ
			Вкупно	**140**	**MW**	3 Фаза - Овластување, Студија и РСППМ
9	**ФЕЦ Битола 180** ФЕЦ Битола 1 ФЕЦ Битола 2 ФЕЦ Битола 3	ФЕЦ	Битола	180	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
10	**ФЕЦ Дуброво ИГМ**	ФЕЦ	Дуброво	80	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
11	**ФЕЦ Долнени**	ФЕЦ	Прилеп	310	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
12	**ФЕЦ Арматуш**	ФЕЦ	Битола	29	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
13	**ФЕЦ Скандалци**	ФЕЦ	Штип	450	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
14	**ФЕЦ Стипион**	ФЕЦ	Штип	400	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
15	**ФЕЦ Долни Балван**	ФЕЦ	Штип	85	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
16	**ФЕЦ Сушево 1**	ФЕЦ	Штип	100	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
17	**ФЕЦ Добромири**	ФЕЦ	Битола	30	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
18	**ФЕЦ Пехчево**	ФЕЦ	Пехчево	70	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
19	**ФЕЦ Готен**	ФЕЦ	Берово	80	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
20	**ФЕЦ Сушево 2**	ФЕЦ	Штип	30	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
21	**ФЕЦ Слатина**	ФЕЦ	Штип	75	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
22	**ФЕЦ Димонце**	ФЕЦ	Кратово	40.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
23	**ФЕЦ Бања**	ФЕЦ	Кочани	17.6	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
24	**ФЕЦ Сушево ГИМ**	ФЕЦ	Штип	50.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
25	**ФЕЦ Арматуш 2**	ФЕЦ	Битола	30.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
26	**ФЕЦ Пробиштип 2**	ФЕЦ	Пробиштип	200.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
27	**ФЕЦ Битола 4**	ФЕЦ	Битола	50.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
28	**ФЕЦ Балдовенци**	ФЕЦ	Битола	120.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
29	**ФЕЦ Убого**	ФЕЦ	Штип	600.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
30	**ФЕЦ Стругово**	ФЕЦ	Сопотница	24.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
31	**ФЕЦ Неготино**	ФЕЦ	Неготино	99.4	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
32	**ФЕЦ Демир Капија**	ФЕЦ	Демир Капија	52.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
33	**ФЕЦ Дуброво 2**	ФЕЦ	Дуброво	40.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
34	**ФЕЦ Пелагонија 1**	ФЕЦ	Битола	33.6	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност

	МЕПСО	Тип на приклучок	Регион	Инсталирана моќност		Фаза
	ОБНОВЛИВИ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА (ОИЕ)					
	ФЕЦ - Фотонапонски Електрични Централи					
35	ФЕЦ Трооло	ФЕЦ	Пробиштип	100.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
36	ФЕЦ Фотоника	ФЕЦ	Битола	35.5	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
37	ФЕЦ Сушево 3	ФЕЦ	Штип	35.1	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
38	ФЕЦ Мегленци	ФЕЦ	Битола	261.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
39	ФЕЦ Соколарци	ФЕЦ	Кочани	400.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
40	ФЕЦ Чардаклија	ФЕЦ	Штип	244.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
41	ФЕЦ Кривогаштани	ФЕЦ	Прилеп	69.3	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
42	ФЕЦ Брод Гнеотино	ФЕЦ	Битола	100.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
43	ФЕЦ Гнеотино	ФЕЦ	Битола	29.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
44	ФЕЦ Пелагонија	ФЕЦ	Битола	63.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
45	ФЕЦ Свети Николе	ФЕЦ	Штип	130.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
46	ФЕЦ Сушица	ФЕЦ	Струмица	40.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
47	ФЕЦ Копаница	ФЕЦ	Скопје	120.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
48	ФЕЦ Пелагонија 2	ФЕЦ	Битола	40.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
49	ФЕЦ Веселчани	ФЕЦ	Прилеп	20.2	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
50	ФЕЦ Дебрца	ФЕЦ	Охрид	54.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
51	ФЕЦ Амзабегово	ФЕЦ	Штип	40.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
			Вкупно	5,057	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
52	ФЕЦ Нова Брезница	ФЕЦ	Скопје	391.0	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
53	ФЕЦ Извор	ФЕЦ	Велес	400.0	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
54	ФЕЦ Куманово 1	ФЕЦ	Куманово	100.0	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
55	ФЕЦ Куманово 2	ФЕЦ	Куманово	100.0	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
56	ФЕЦ Бистренци	ФЕЦ	Кавадарци	20.8	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
57	ФЕЦ Дабиље - Струмица	ФЕЦ	Струмица	126.0	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
58	ФЕЦ Гарниково	ФЕЦ	Прилеп	7.8	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
59	ФЕЦ Пенуш	ФЕЦ	Штип	83.4	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
60	ФЕЦ Осломеј 20	ФЕЦ	Кичево	20	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
61	ФЕЦ Штип	ФЕЦ	Штип	60.0	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
62	ФЕЦ Долани	ФЕЦ	Штип	56.1	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
			Вкупно	1365	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
	Број на предмети:	ФЕЦ	Вкупно	6,828	MW	
	ВЕЦ - Ветерни Електрични Централи					
1	ВЕЦ Богданци	ВЕЦ	Богданци	37.0	MW	6 Фаза - Завршна фаза
2	ВЕЦ Богословец	ВЕЦ	Свети Николе	36.0	MW	6 Фаза - Завршна фаза
			Вкупно	73	MW	6 Фаза - Завршна фаза
3	ВЕЦ Демир Капија - Дрен 2	ВЕЦ	Демир Капија	44.0	MW	5 Фаза - Изградба и ставање под напон
			Вкупно	44	MW	5 Фаза - Изградба и ставање под напон
4	ВЕЦ Миравци 1А	ВЕЦ	Валандово	14.0	MW	4 Фаза - Договор за приклучување и техничка документација
			Вкупно	14	MW	4 Фаза - Договор за приклучување и техничка документација

	МЕПСО	Тип на приклучок	Регион	Инсталирана моќност		Фаза
ОБНОВЛИВИ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА (ОИЕ)						
ВЕЦ - Ветерни Електрични Централи						
5	ВЕЦ Рамно	ВЕЦ	Куманово	50.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
6	ВЕЦ Казандол	ВЕЦ	Валандово	59.4	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
7	ВЕЦ Кичево	ВЕЦ	Кичево	35.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
8	ВЕЦ Штип	ВЕЦ	Штип	400.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
9	ВЕЦ Вирови	ВЕЦ	Куманово	414.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
10	ВЕЦ Плаке	ВЕЦ	Ресен	70.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
11	ВЕЦ Копришница	ВЕЦ	Демир Капија	40.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
12	ВЕЦ Петрово	ВЕЦ	Демир Капија	40.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
13	ВЕЦ Крушево	ВЕЦ	Крушево	105.0	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
			Вкупно	1213	MW	2 Фаза - Анализа за приклучување и прелиминарна согласност
14	ВЕЦ Дојран 1	ВЕЦ	Дојран	50.0	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
15	ВЕЦ Дојран 2	ВЕЦ	Дојран	50.0	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
16	ВЕЦ Прилеп	ВЕЦ	Прилеп	47.2	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
17	ВЕЦ Подгарина	ВЕЦ	Скопје	50.0	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
18	ВЕЦ Вирово	ВЕЦ	Ресен	50.0	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
19	ВЕЦ Пелагонија	ВЕЦ	Прилеп	50.2	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
20	ВЕЦ Скопска Црна Гора	ВЕЦ	Скопје	193.0	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
			Вкупно	490	MW	1 Фаза - Барање за приклучување, ВП
	Број на предмети:	ВЕЦ	Вкупно	1,835	MW	
	Број на предмети ОИЕ:	**ОИЕ**	**Вкупно**	**8,663**	**MW**	

Табела 8. Стратешки инвестициски проекти (ФЕЦ и ВЕЦ)

Бр.	Стратешки инвестициони проекти	Инсталиран капацитет	Инвеститор	Одлука на ВРСМ
Започнати постапки за приклучување на преносна мрежа				
1.	ФЕЦ Ерџелија	80 MW	ЕФТ Солар	14.09.2021 – 106 седница
2.	ВЕЦ Вирови	414 MW	ВЕЦ Вирови	14.09.2021 – 106 седница
3.	ФЕЦ Стипион	400 MW	ОСТРО СОЛАР	23.11.2021 - 120 седница
4.	ФЕЦ Пехчево	70 MW	ХЕК СОЛАР МК	07.12.2021 - 125 седница
5.	ФЕЦ Долни Балван	85 MW	РИНУАБЛ ПАУЕР ИНТЕРНАТИОНАЛ	07.12.2021 - 125 седница
6.	ФЕЦ Балдовенци	138 MW	Балкан Реневабле Инвестментс ДОО	25.11.2022 - 103 седница
7.	ВЕЦ Прилеп	47.2 MW	Енимас ДООЕЛ Скопје	25.11.2022 - 103 седница
8.	ФЕЦ Чардаклија	244 MW	РИНУАБЛ ПАУЕР ИНТЕРНАТИОНАЛ	
	ВКУПНО со постапки:	**1478.2 MW**		
Нема започнато постапки за приклучување на преносна мрежа				
9.	ТЕТО Митилинеос Когенеративна Постројка	105 MW	Митилинеос ДООЕЛ Скопје	25.11.2022 - 103 седница
10.	ФЕЦ и Гасни мотори	150 MW 50 MW	АИМ Греен	02.05.2023 - 151 седница
	ВКУПНО без постапки:	**305 MW**		
	ВКУПНО:	**1783.2 MW**		

10.3. Состојба на приклучоци на ОИЕ по подрачја

I. **Скопско подрачје** - за ова подрачје се водат 5 постапки за приклучување на ОИЕ на преносна мрежа со вкупно инсталиран капацитет од 766 MW, од кои 3 постапки се за ФЕЦ со вкупно инсталиран капацитет од 523 MW и 2 постапки за ВЕЦ со вкупно инсталиран капацитет од 243 MW.

СКОПСКО ПОДРАЧЈЕ 766 MW - ФЕЦ 523 MW и ВЕЦ 243 MW			
ОКТА - рафинерија, Скопје (ФЕЦ ОКТА)	Скопје	12	MW
ФЕЦ Копаница	Скопје	120	MW
ФЕЦ Нова Брезница	Скопје	391	MW
ВЕЦ Подгарина	Скопје	50	MW
ВЕЦ Скопска Црна Гора	Скопје	193	MW
	Вкупно	766	MW

II. **Кумановско подрачје (Куманово, Крива Паланка)** - за ова подрачје се водат 4 постапки за приклучување на ОИЕ на преносна мрежа со вкупно инсталиран капацитет од 664 MW, од кои 2 постапки се за ФЕЦ со вкупно инсталиран капацитет од 200 MW и 2 постапки за ВЕЦ со вкупно инсталиран капацитет од 464 MW.

КУМАНОВСКО ПОДРАЧЈЕ (Куманово, Крива Паланка) 664 MW - ФЕЦ 200 MW и ВЕЦ 464 MW			
ВЕЦ Рамно	Куманово	50	MW
ВЕЦ Вирови	Куманово	414	MW
ФЕЦ Куманово 1	Куманово	100	MW
ФЕЦ Куманово 2	Куманово	100	MW
	Вкупно	664	MW

III. **Централно подрачје (Велес, Кавадарци, Неготино, Дуброво, Демир Капија)** - за ова подрачје се водат 10 постапки за приклучување на ОИЕ на преносна мрежа со вкупно инсталиран капацитет од 841 MW, од кои 7 постапки се за ФЕЦ со вкупно инсталиран капацитет од 717 MW и 3 постапки за ВЕЦ со вкупно инсталиран капацитет од 124 MW.

ЦЕНТРАЛНО ПОДРАЧЈЕ (Велес, Кавадарци, Неготино, Дуброво, Д.Капија) 840,96 MW - ФЕЦ 716,962 MW и ВЕЦ 124 MW			
ФЕЦ Извор	Велес	400	MW
фабрика ИГМ ТРЕЈД (ФЕЦ ИГМ (КРОВНА))	Кавадарци	24.8	MW
ФЕЦ Бистренци	Кавадарци	20.8	MW
ФЕЦ Неготино	Неготино	99.362	MW
ФЕЦ Дуброво ИГМ	Дуброво	80	MW
ФЕЦ Дуброво 2	Дуброво	40	MW
ФЕЦ Демир Капија	Демир Капија	52	MW
ВЕЦ Демир Капија - Дрен 2	Демир Капија	44	MW
ВЕЦ Копришница	Демир Капија	40	MW
ВЕЦ Петрово	Демир Капија	40	MW
	Вкупно	840.962	MW

IV. **Штипско подрачје (Штип, Свети Николе, Пробиштип, Кратово)** - за ова подрачје се водат 22 постапки за приклучување на ОИЕ на преносна мрежа со вкупно инсталиран капацитет од 3405 MW, од кои 20 постапки се за ФЕЦ со вкупно инсталиран капацитет од 2969 MW и 2 постапки за ВЕЦ со вкупно инсталиран капацитет од 436 MW.

ШТИПСКО ПОДРАЧЈЕ (Штип, Св.Николе,Пробиштип, Кратово) 3.404,60 MW - ФЕЦ 2.968,60 MW и ВЕЦ 436 MW			
ФЕЦ Ерџелија	Свети Николе	80	MW
ФЕЦ Амзабегово	Свети Николе	40	MW
ФЕЦ Штип	Штип	60	MW
ФЕЦ Скандалци	Штип	450	MW
ФЕЦ Стипион	Штип	400	MW
ФЕЦ Долни Балван	Штип	85	MW
ФЕЦ Сушево 1	Штип	100	MW
ФЕЦ Сушево 2	Штип	30	MW
ФЕЦ Слатина	Штип	75	MW
ФЕЦ Сушево ГИМ	Штип	50	MW
ФЕЦ Убого	Штип	600	MW
ФЕЦ Сушево 3	Штип	35.1	MW
ФЕЦ Чардаклија	Штип	244	MW
ФЕЦ Свети Николе	Штип	130	MW
ФЕЦ Пенуш	Штип	83.4	MW
ФЕЦ Пробиштип 1 ФЕЦ Пробиштип ФЕЦ Чашица ФЕЦ Бучиште	Пробиштип	110	MW
ФЕЦ Пробиштип 2	Пробиштип	200	MW
ФЕЦ Трооло	Пробиштип	100	MW
ФЕЦ Димонце	Кратово	40	MW
ФЕЦ Долани	Штип	56.1	MW
ВЕЦ Богословец	Свети Николе	36	MW
ВЕЦ Штип	Штип	400	MW
	Вкупно	3404.6	MW

V. **Источно подрачје (Кочани, Пехчево, Берово)** - за ова подрачје се водат 4 постапки за приклучување на ОИЕ (односно само ФЕЦ) на преносна мрежа со вкупно инсталиран капацитет од 568 MW.

ИСТОЧНО ПОДРАЧЈЕ (Кочани, Пехчево , Берово) 567,55 MW - ФЕЦ 567,55 MW			
ФЕЦ Бања	Кочани	17.55	MW
ФЕЦ Соколарци	Кочани	400	MW
ФЕЦ Пехчево	Пехчево	70	MW
ФЕЦ Готен	Берово	80	MW
	Вкупно	567.55	MW

VI. **Струмичко подрачје** - за ова подрачје се водат 2 постапки за приклучување на ОИЕ (односно само ФЕЦ) на преносна мрежа со вкупно инсталиран капацитет од 166 MW.

СТРУМИЧКО ПОДРАЧЈЕ 166 MW - ФЕЦ 166 MW			
ФЕЦ Сушица	Струмица	40	MW
ФЕЦ Дабиље - Струмица	Струмица	126	MW
	Вкупно	166	MW

VII. **Валандовско подрачје** - за ова подрачје се водат 5 постапки за приклучување на ОИЕ (односно само ВЕЦ) на преносна мрежа со вкупно инсталиран капацитет од 210 MW.

ВАЛАНДОВСКО ПОДРАЧЈЕ (Валандово,Богданци, Дојран) 210,40 MW - ВЕЦ 210,40 MW			
ВЕЦ Богданци	Богданци	37	MW
ВЕЦ Миравци 1А	Валандово	14	MW
ВЕЦ Казандол	Валандово	59.4	MW
ВЕЦ Дојран 1	Дојран	50	MW
ВЕЦ Дојран 2	Дојран	50	MW
	Вкупно	210.4	MW

VIII. **Кичевско подрачје** - за ова подрачје се водат 4 постапки за приклучување на ОИЕ на преносна мрежа со вкупно инсталиран капацитет од 155 MW, од кои 3 постапки се за ФЕЦ со вкупно инсталиран капацитет од 120 MW и една постапка за ВЕЦ со вкупно инсталиран капацитет од 35 MW.

КИЧЕВСКО ПОДРАЧЈЕ (Осломеј) 155 MW - ФЕЦ 120 MW и ВЕЦ 35 MW			
ФЕЦ Осломеј 3а (ЈПП со ЕСМ)	Осломеј	50	MW
ФЕЦ Осломеј 3б (ЈПП со ЕСМ)	Осломеј	50	MW
ФЕЦ Осломеј 20	Осломеј	20	MW
ВЕЦ Кичево	Кичево	35	MW
	Вкупно	155	MW

IX. **Прилепско подрачје (Крушево, Сопотница, Прилеп)** - за ова подрачје се водат 8 постапки за приклучување на ОИЕ на преносна мрежа со вкупно инсталиран капацитет од 634 MW, од кои 5 постапки се за ФЕЦ со вкупно инсталиран капацитет од 431 MW и 3 постапки за ВЕЦ со вкупно инсталиран капацитет од 202 MW.

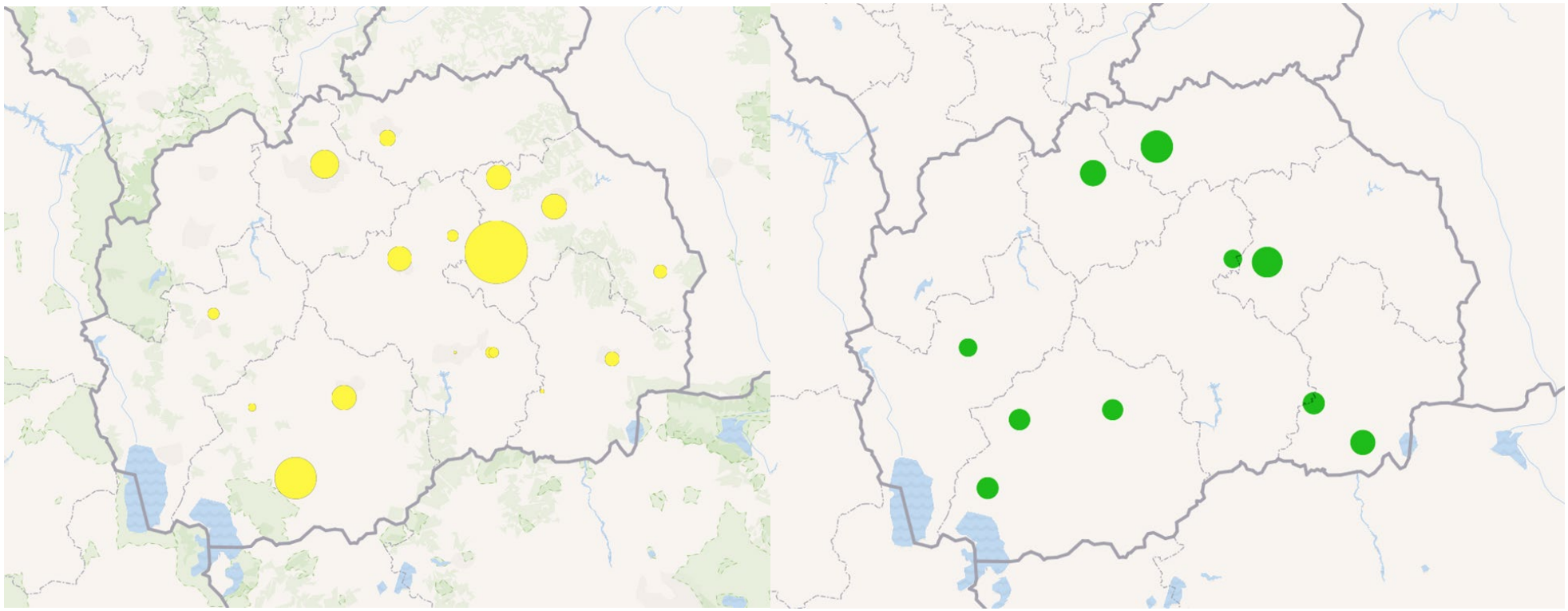
ПРИЛЕПСКО ПОДРАЧЈЕ (Крушево, Сопотница, Прилеп) 633,7 MW - ФЕЦ 431,3 MW и ВЕЦ 202,4 MW			
ФЕЦ Стругово	Сопотница	24	MW
ФЕЦ Долнени	Прилеп	310	MW
ФЕЦ Гарниково	Прилеп	7.8	MW
ФЕЦ Веселчани	Прилеп	20.2	MW
ФЕЦ Кривогаштани	Прилеп	69.3	MW
ВЕЦ Крушево	Крушево	105	MW
ВЕЦ Прилеп	Прилеп	47.2	MW
ВЕЦ Пелагонија	Прилеп	50.2	MW
	Вкупно	633.7	MW

X. **Битолско подрачје -** за ова подрачје се водат 15 постапки за приклучување на ОИЕ (односно само ФЕЦ) на преносна мрежа со вкупно инсталиран капацитет од 1081 MW.

БИТОЛСКО ПОДРАЧЈЕ 1.081,1 MW - ФЕЦ 1.081,1 MW			
ФЕЦ Новаци	Битола	50	MW
ФЕЦ Новаци 2	Битола	30	MW
ФЕЦ Битола 180	Битола		
ФЕЦ Битола 1		20	MW
ФЕЦ Битола 2		60	MW
ФЕЦ Битола 3		100	MW
ФЕЦ Арматуш	Битола	29	MW
ФЕЦ Добромири	Битола	30	MW
ФЕЦ Арматуш 2	Битола	30	MW
ФЕЦ Битола 4	Битола	50	MW
ФЕЦ Балдовенци	Битола	120	MW
ФЕЦ Пелагонија 1	Битола	33.6	MW
ФЕЦ Фотоника	Битола	35.5	MW
ФЕЦ Мегленци	Битола	261	MW
ФЕЦ Брод Гнеотино	Битола	100	MW
ФЕЦ Гнеотино	Битола	29	MW
ФЕЦ Пелагонија	Битола	63	MW
ФЕЦ Пелагонија 2	Битола	40	MW
	Вкупно	1081.1	MW

XI. **Југозападно подрачје -** за ова подрачје се водат 3 постапки за приклучување на ОИЕ на преносна мрежа со вкупно инсталиран капацитет од 174 MW, од кои една постапка за ФЕЦ со вкупно инсталиран капацитет од 54 MW и 2 постапки за ВЕЦ со вкупно инсталиран капацитет од 120 MW.

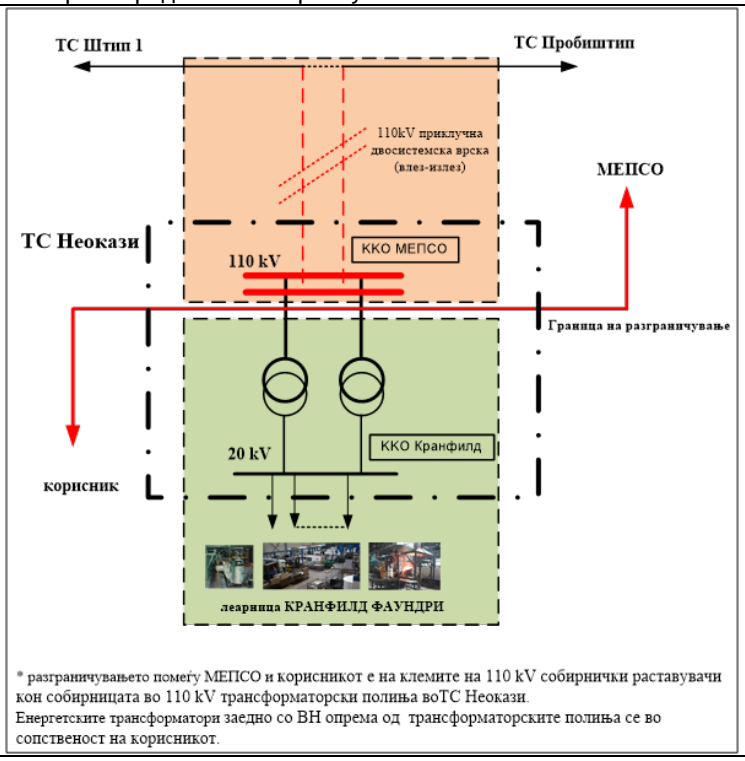
ЈУГОЗАПАДНО ПОДРАЧЈЕ (Дебрца, Ресен) 174 MW - ФЕЦ 54 MW и ВЕЦ 120 MW			
ФЕЦ Дебрца	Дебрца	54	MW
ВЕЦ Плаке	Ресен	70	MW
ВЕЦ Вирово	Ресен	50	MW



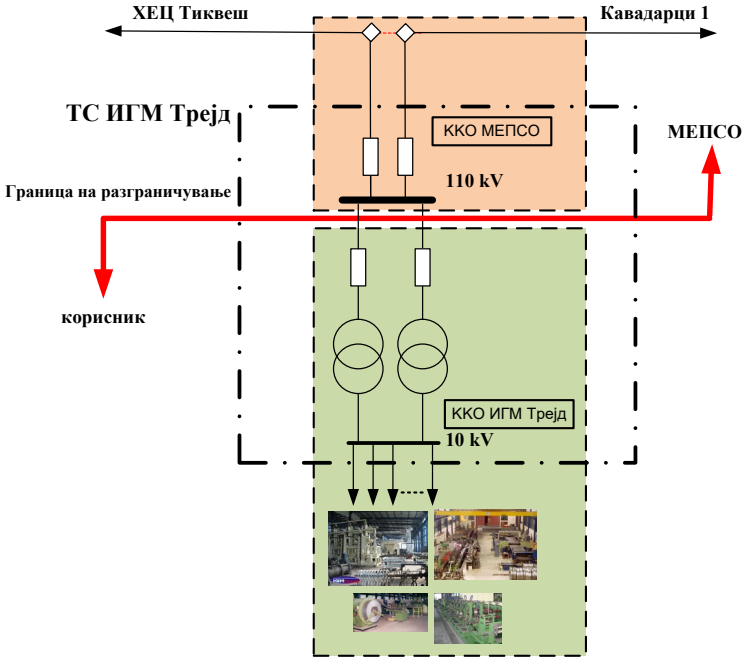
Слика 24. Барања за приклучување на сончеви (лево) и ветерни (десно) електрани во Македонија

10.4. ПОТРОШУВАЧИ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНА МРЕЖА

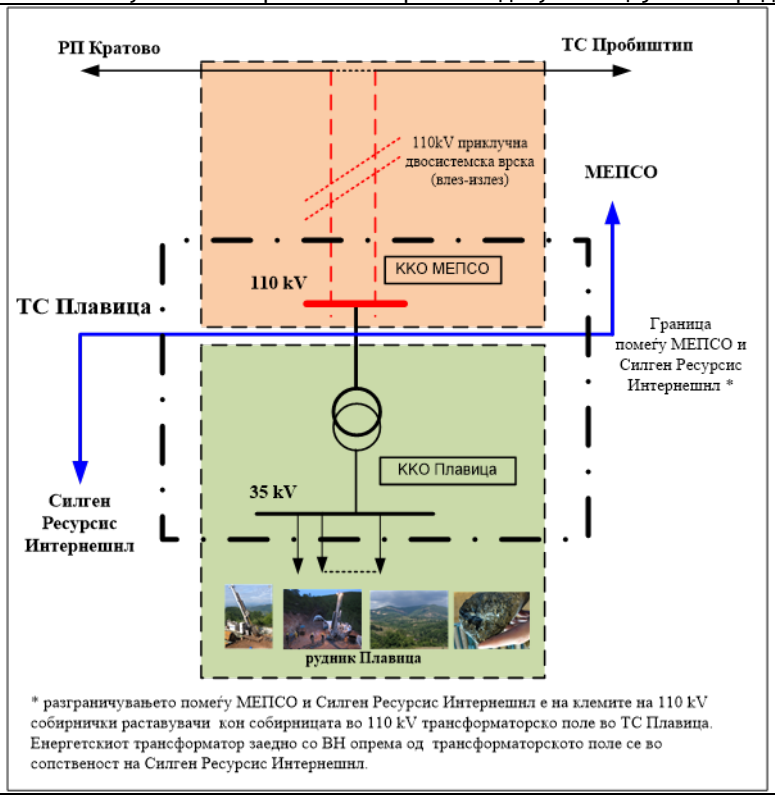
10.4.1. Приклучок на директен потрошувач Кранфилд Фаундри

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
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 - решение имотно-правни работи за приклучокот - добиена употребна дозвола
Идни активности:	- наплата на супервизија на изградба на приклучокот - примопредавање на приклучокот на МЕПСО
	 * разграничувањето помеѓу МЕПСО и корисникот е на клемите на 110 kV собирнички раставувачи кон собирниците во 110 kV трансформаторски полиња воТС Неокази. Енергетските трансформатори заедно со ВН опрема од трансформаторските полиња се во сопственост на корисникот.

10.4.2. Приклучок на директен потрошувач ИГМ Трејд

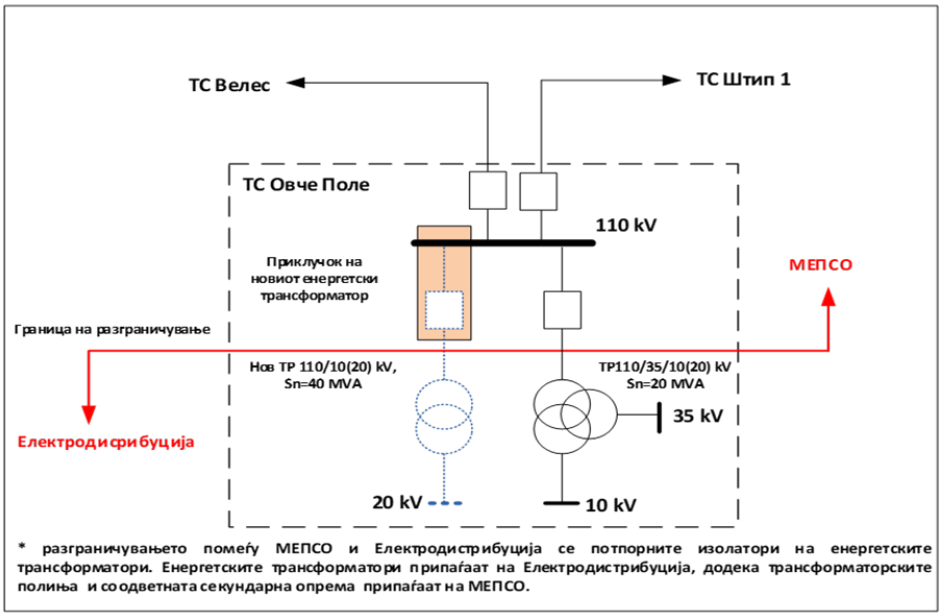
Име на објект:	Фабрика ИГМ Трејд
Локација на објектот:	Кавадарци
Инсталирана моќност:	27,3 MVA
Приклучок:	1.Приклучна 110kV врска 2.110 kV РП и ККО на МЕПСО во ТС ИГМ Трејд 3.Доопремување на 110kV ДВ поле во ТС Кавадарци
Завршени активности:	- изработена, одобрена од инвеститорот и наплатена Студија за приклучување - издадено Решение за согласност за приклучување - потпишан Договор за приклучување - одобрена и наплатена супервизија на проектна документација - приклучокот е изграден и е извршена супервизија при изградба на приклучокот - извршен интерен технички преглед на приклучокот - потпишан Договор за користење на преносна мрежа - ставен под напон приклучокот - ставен под напон директниот потрошувач
Идни активности:	- наплата на супервизија на изградба на приклучокот - примопредавање на приклучокот
	 * разграничувањето помеѓу МЕПСО и корисникот е на клемите на 110 kV собирнички раставувачи кон собирницата во 110 kV трансформаторски полиња во ТС ИГМ Трејд. Енергетските трансформатори заедно со ВН опрема од трансформаторските полиња се во сопственост на корисникот.

10.4.3. Приклучок на директен потрошувач рудник Плавица

Име на објект:	Рудник Плавица
Локација на објектот:	Кратово
Инсталирана моќност:	15 MW
Приклучок:	1.Приклучен 2x110kV вод 2.110 kV РП и ККО на МЕПСО во ТС Плавица
Завршени активности:	- изработена и одобрена од инвеститорот Студија за приклучување - доставена е фактура за наплата на Студијата за приклучување - исплатена Студијата за приклучување - издадено Решение за согласност за приклучување на преносна мрежа
Идни активности:	- потпишување Договор за приклучување - започнување на изработка на проектна документација за изградба на приклучокот
	

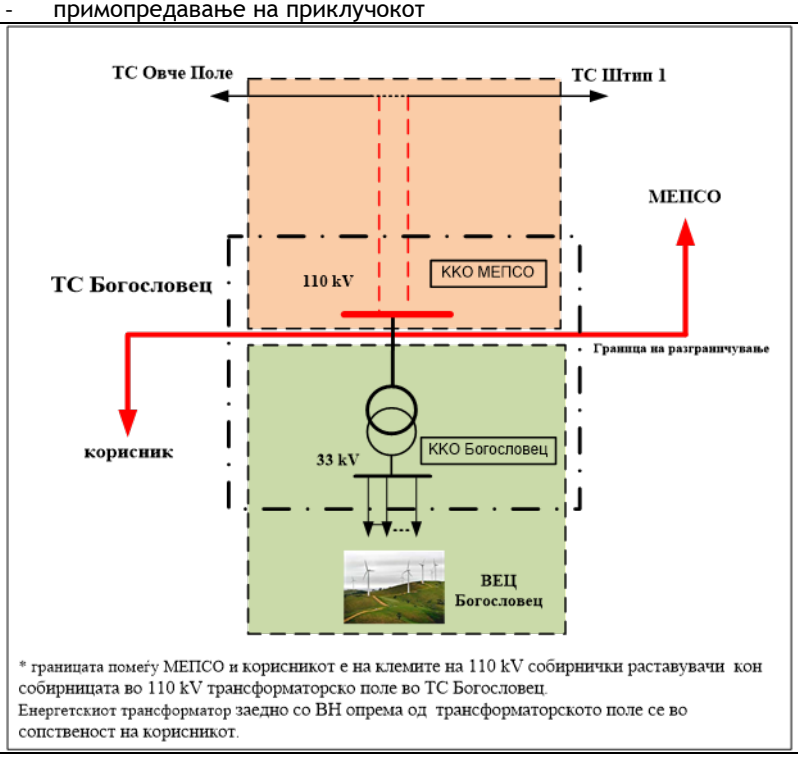
10.5. ДИСТРИБУТИВНИ ПОТРОШУВАЧИ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНА МРЕЖА

10.5.1. Приклучок на втор трансформатор во ТС Овче Поле

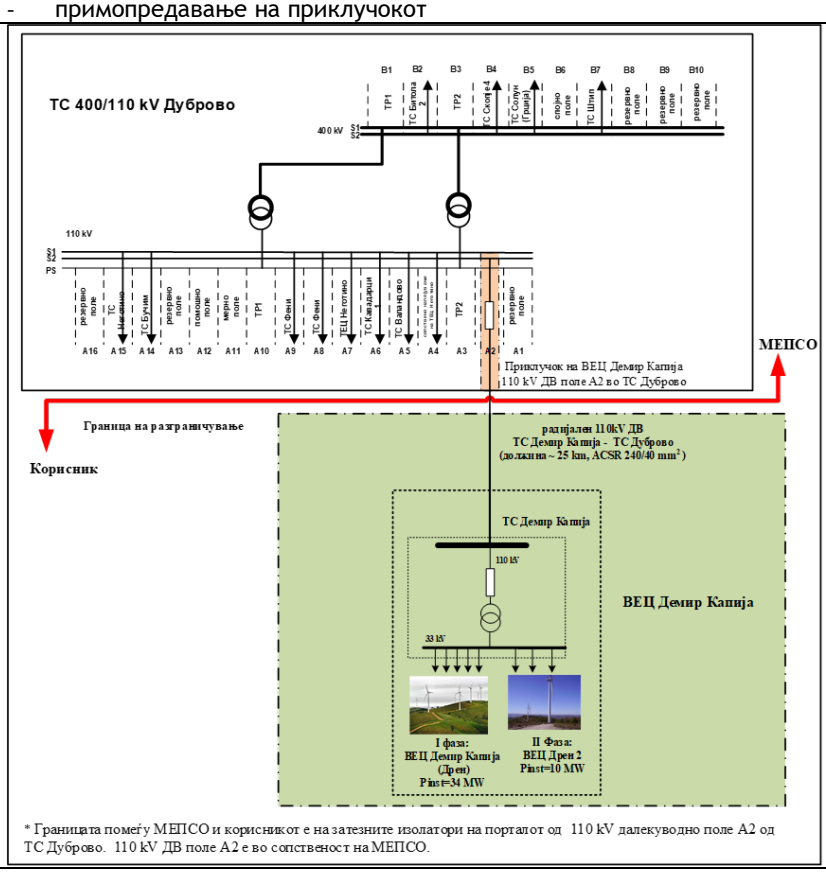
Име на објект:	ТС Овче Поле
Локација на објектот:	Свети Николе
Инсталирана моќност:	40 MVA
Приклучок:	110kV трансформаторско поле во ТС Овче Поле
Завршени активности:	- изработена и наплатена Студија за приклучување, - издадено Решение за согласност за приклучување, - потпишан Договор за приклучување - одобрена проектна документација - изградба на приклучокот и супервизија на изградба на приклучокот - извршен интерен технички преглед на приклучокот - потпишан Договор за приклучување на преносна мрежа - доставен депозит за гаранција на Договорот за приклучување - ставен под напон приклучокот
Идни активности:	- примопредавање на приклучокот
	

10.6. ВЕТЕРНИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ

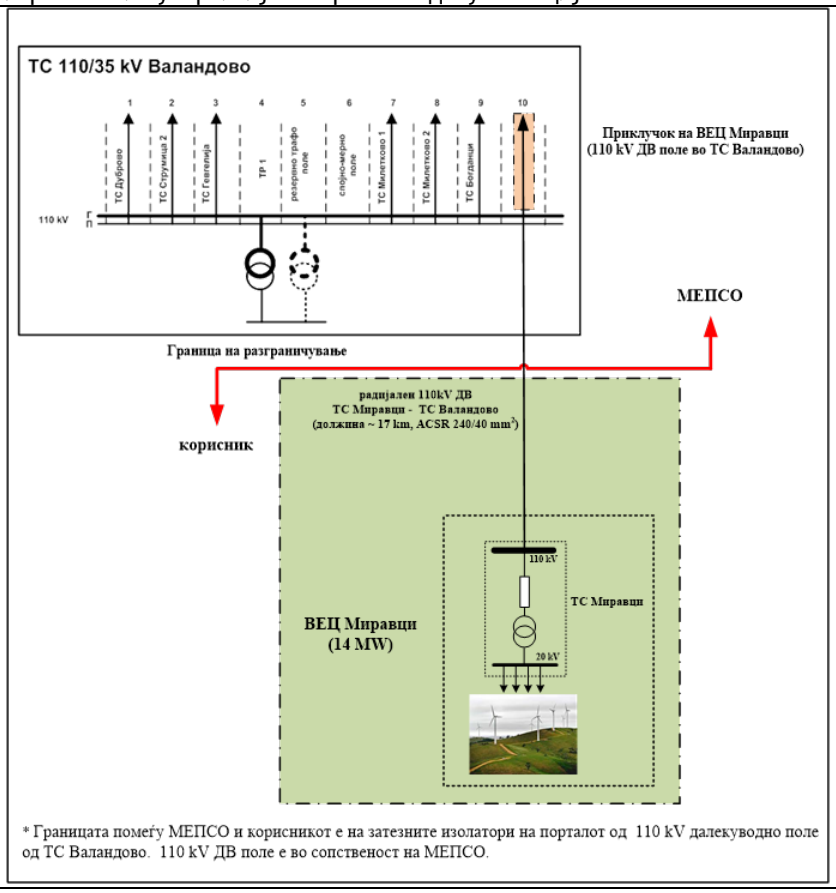
10.6.1. Приклучок на ВЕЦ Богословец

Име на објект:	ВЕЦ Богословец
Локација на објектот:	с. Богословец, Светониколски 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
Завршени активности:	- изработена, одобрена од инвеститорот и наплатена Студија за приклучување, - издадено Решение за согласност за приклучување - потпишан Договор за приклучување - одобрена и наплатена супервизија на проектна документација - изградба на приклучокот и извршена супервизија при изградба на приклучокот - извршен интерен технички преглед на приклучокот - потпишан Договор за користење на преносна мрежа - ставен под напон приклучокот - ставен под напон ВЕЦ Богословец - завршено тестирање и усогласеност на ветрогенераторите - ставен во пробна работа ВЕЦ Богословец - добиена употребна дозвола на ВЕЦ Богословец и приклучокот
Идни активности:	- наплата на супервизија на изградба на приклучокот - примопредавање на приклучокот
	 * границата помеѓу МЕПСО и корисникот е на клемите на 110 kV собирнички раставувачи кон собирницата во 110 kV трансформаторско поле во ТС Богословец. Енергетскиот трансформатор заедно со ВН опрема од трансформаторското поле се во сопственост на корисникот.

10.6.2. Приклучок на ВЕЦ Демир Капија (ДРЕН) и ВЕЦ Дрен 2

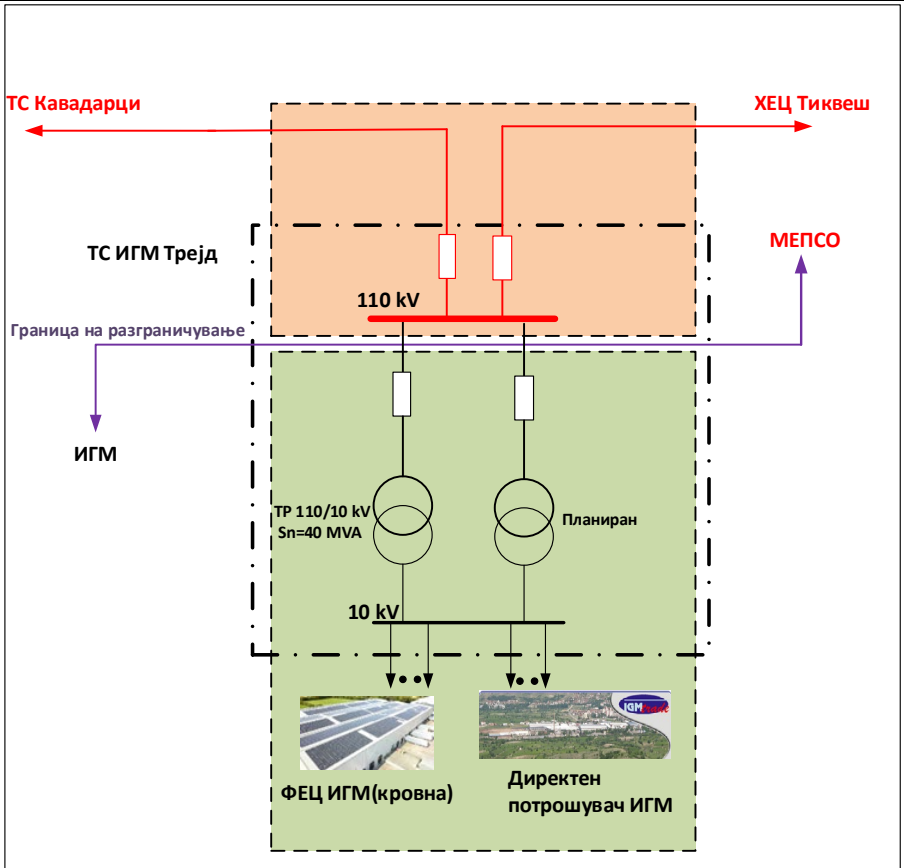
Име на објект:	ВЕЦ Демир Капија (Дрен)
Локација на објектот:	с. Дрен, Демиркаписки Регион
Инсталирана моќност:	I фаза ВЕЦ Демир Капија (Дрен): 34 MW, II фаза ВЕЦ Дрен 2: 10 MW
Приклучок:	110 kV далекуводно поле Е1 во ТС Дуброво
Завршени активности:	- изработена, одобрена од инвеститорот и наплатена Студија за приклучување - издадено Решение за согласност за приклучување – I фаза - потпишан Договор за приклучување - издадено Решение за согласност за приклучување – II фаза - одобрена и наплатена супервизија на проектна документација - добиено одобрение за градење на ВЕЦ Демир Капија(Дрен) и ВЕЦ Дрен 2 - во течение е изградба и супервизија на изградба на приклучокот
Идни активности:	- интерен технички преглед на приклучокот - потпишување Договор за користење на преносна мрежа - ставање под напон на приклучокот - ставање под напон на ВЕЦ Демир Капија(Дрен) и ВЕЦ Дрен 2 - наплата на супервизија на изградба на приклучокот - примопредавање на приклучокот
	

10.6.3. Приклучок на ВЕЦ Миравци 1А

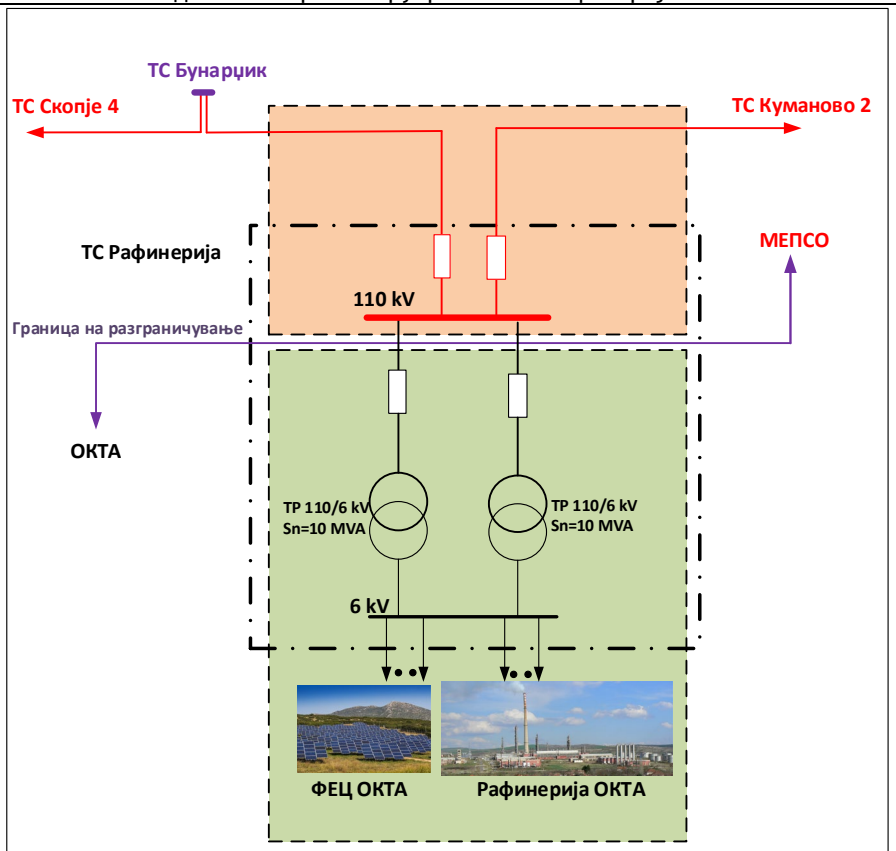
Име на објект:	ВЕЦ Миравци 1А
Локација на објектот:	с. Миравци, валандовски регион
Инсталирана моќност:	14 MW
Приклучок:	110 kV далекуводно поле во ТС Валандово
Завршени активности:	- изработена, одобрена од инвеститорот и наплатена Студија за приклучување - издадено Решение за согласност за приклучување
Тековни активности:	- инвеститорот ја обезбедува финансиската конструкција
Идни активности:	- припрема и потпишување Договор за приклучување - изработка и супервизија на проектна документација
	

10.7. ФОТОНАПОНСКИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ

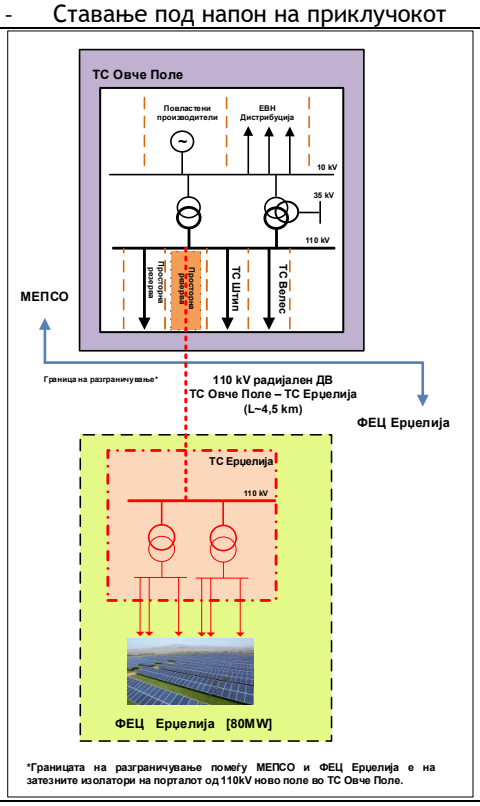
10.7.1. Приклучок на ФЕЦ ИГМ (кровна) – комбиниран приклучок (директен потрошувач и ФЕЦ)

Име на објект:	ФЕЦ ИГМ (кровна)
Локација на објектот:	Кавадарци
Инсталирана моќност:	24,8 MW
Приклучок:	ТС 110/10kV ИГМ Трејд
Завршени активности:	- изработен анекс на Студија за приклучување на директен потрошувач ИГМ Трејд - издадено Решение за согласност за приклучување на преносна мрежа – измена на постоен приклучок на директниот потрошувач ИГМ Трејд - ставен под напон дел од ФЕЦ ИГМ (кровна) со инсталиран капацитет од 9MW - влезен во пробна работа дел од ФЕЦ ИГМ (кровна)
Идни активности:	- ставање под напон на останатиот дел од ФЕЦ ИГМ (кровна) - влегување во пробна работа на останатиот дел од ФЕЦ ИГМ (кровна) - тестирање и усогласеност на ФЕЦ ИГМ(лровна) со електропреносниот систем - финална работа на ФЕЦ ИГМ(кровна)
	 * границата помеѓу МЕПСО и ИГМ е на клемите на 110 kV собирнички раставувачи кон собирницата во 110 kV трансформаторски полиња во ТС ИГМ Трејд. Енергетските трансформатори заедно со ВН опрема од трансформаторските полиња се во сопственост на ИГМ Трејд.

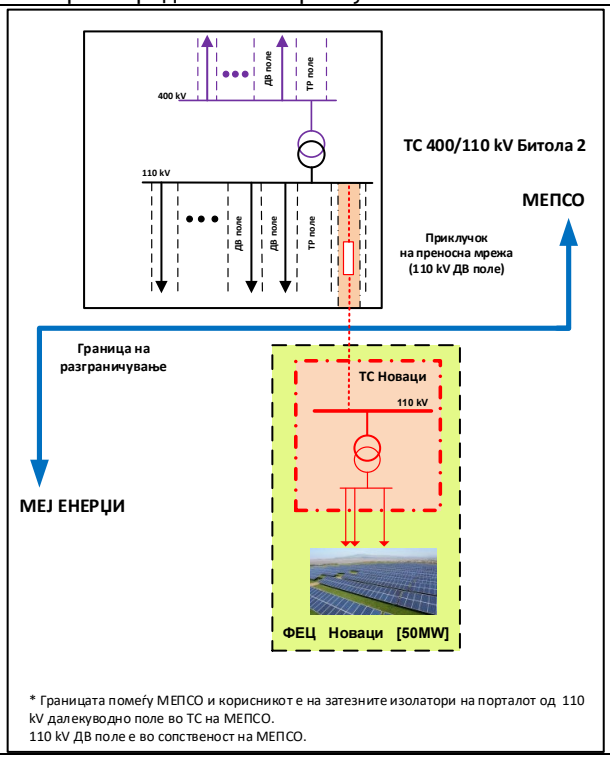
10.7.2. Приклучок на ФЕЦ ОКТА – комбиниран приклучок (директен потрошувач и ФЕЦ)

Име на објект:	ФЕЦ Окта
Локација на објектот:	Рафинерија Окта, с.Петровец
Инсталирана моќност:	12 MW
Приклучок:	Измена на постоен приклучок за приклучување на ФЕЦ ОКТА
Завршени активности:	- Доставено е барање за приклучување на ФЕЦ Окта, - Изготвена и усвоена Анализа за приклучување на преносна мрежа - Изработена , одобрена од инвеститорот и наплатена Студија за приклучување - Издадено Решение за согласност за приклучување - Одобрен проектант, ревидент , изведувач и надзор на реконструкција на приклучокот - Одобрена опрема на приклучокот - Формирање на работна група за супервизија на реконструкција на приклучокот - Започната реконструкција на ТС Рафинерија
Идни активности:	- Потпишување Договор за приклучување, - Одобрување и наплата на одобрување на проектна документација за реконструкција на ТС Рафинерија - Интерен технички преглед на реконструкцијата на ТС Рафинерија - Ставање под напон на реконструираната ТС Рафинерија
	 * границата помеѓу МЕПСО и ОКТА е на клемите на 110 kV собирнички раставувачи кон собирницата во 110 kV трансформаторски полиња во ТС Рафинерија. Енергетските трансформатори заедно со ВН опрема од трансформаторските полиња се во сопственост на ОКТА.

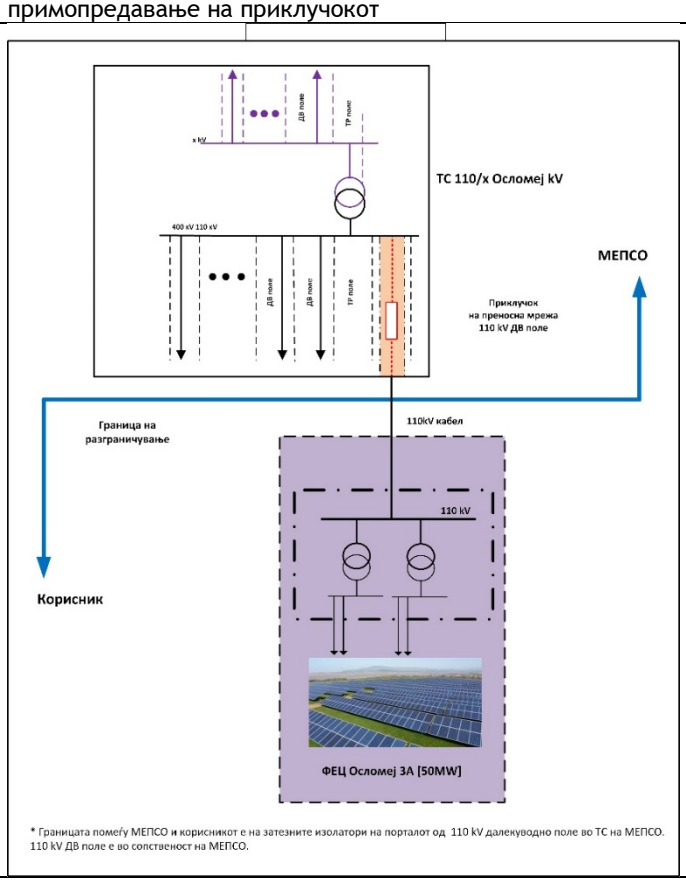
10.7.3. Приклучок на ФЕЦ Ерџелија (стратешки инвеститор)

Име на објект:	ФЕЦ Ерџелија
Локација на објектот:	непосредно до село Ерџелија, светиниколски регион
Инсталирана моќност:	80 MW
Приклучок:	- Ново 110 kV далекуводно поле во ТС Овче Поле
Завршени активности:	- Доставено е барање за приклучување на ФЕЦ Ерџелија, - Направен теренски увид на локацијата на ФЕЦ Ерџелија - Изработка на предлог варијантни решенија за приклучување - Изготвена и усвоена Анализа за приклучување на преносна мрежа - Изработена , одобрена од инвеститорот и наплатена Студија за приклучување - Издадено Решение за согласност за приклучување
Идни активности:	- Потпишување Договор за приклучување, - Одобрување на проектант, ревидент , изведувач и надзор на изведба на приклучокот - Одобрување на опрема на приклучокот - Одобрување и наплата на одобрување на проектна документација за приклучокот - Формирање на работна група за супервизија на изградба на приклучокот - Изградба и супервизија на изградба на приклучокот - Интерен технички преглед на приклучокот - Потпишување на Договор за користење на преносна мрежа - Ставање под напон на приклучокот
	

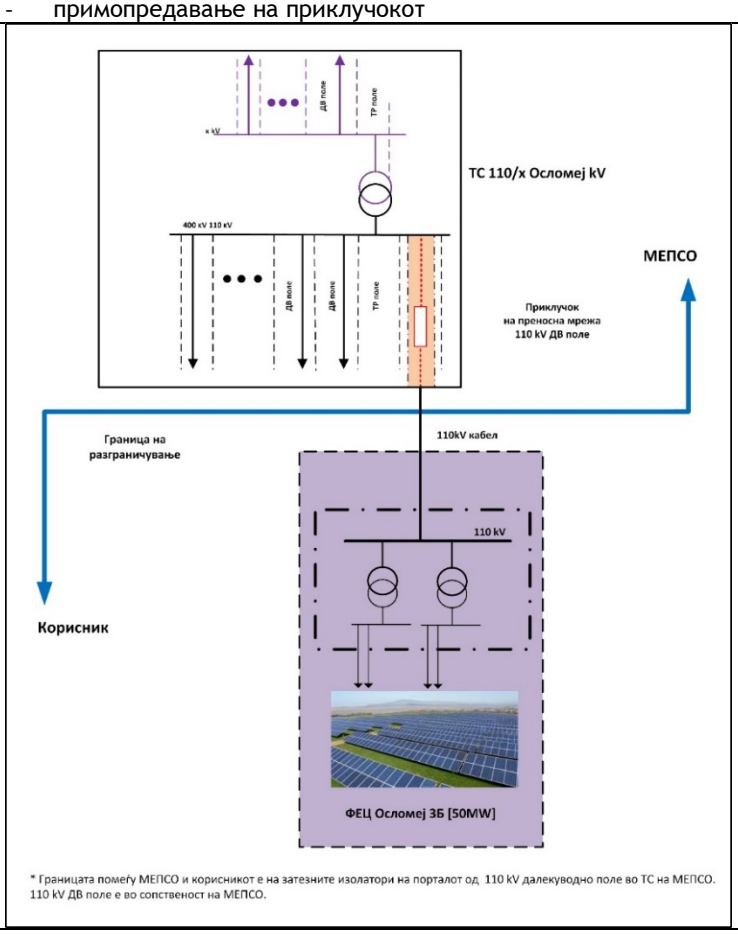
10.7.4. Приклучок на ФЕЦ Новаци

Име на објект:	ФЕЦ Новаци
Локација на објектот:	с. Рибарци, Општина Новаци, Битолско
Инсталирана моќност:	50 MW
Приклучок:	- 110 kV ДВ поле А6 во ТС Битола 2
Завршени активности:	- Доставено е барање за приклучување на ФЕЦ Новаци - Изработена Анализа за приклучок на преносна мрежа - Изработена, одобрена од инвеститорот и наплатена Студија за приклучување - Издадено Решение за согласност за приклучување - Потпишан Договор за приклучување - Одобрен проектант, ревидент , изведувач и надзор на изведба на приклучокот - Одобрена опрема на приклучокот - Одобрена и наплатена супервизија на проектна документација за приклучокот - Формирана работна група за супервизија на изградба на приклучокот - Изградба на приклучокот и извршена супервизија при изградба на приклучокот - Извршен интерен технички преглед на приклучокот - Потпишан Договор за користење на преносна мрежа - Ставен под напон приклучокот - Ставена под напон ФЕЦ Новаци - Ставена во пробна работа ФЕЦ Новаци
Идни активности:	- Примопредавање на приклучокот
	 * Границата помеѓу МЕПСО и корисникот е на затезните изолатори на порталот од 110 kV далекуводно поле во ТС на МЕПСО. 110 kV ДВ поле е во сопственост на МЕПСО.

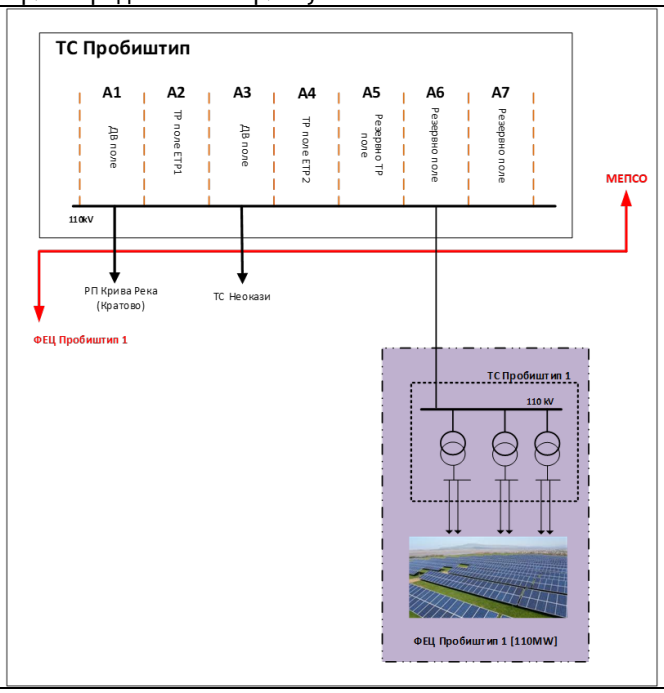
10.7.5. Приклучок на ФЕЦ Осломеј 3а (ЈПП со АД ЕСМ)

Име на објект:	ФЕЦ Осломеј 3а
Локација на објектот:	с. Осломеј, Кичево
Инсталирана моќност:	50 MW
Приклучок:	- 110 kV ДВ полеЕ4 во ТС Осломеј
Завршени активности:	- Доставено е барање за приклучување на ФЕЦ Осломеј 3а - Изработена Анализа за приклучок на преносна мрежа - Изработена, одобрена од инвеститорот и наплатена Студија за приклучување - Издадено Решение за согласност за приклучување - Потпишан Договор за приклучување - Одобрен проектант, ревидент , изведувач и надзор на изведба на приклучокот - Одобрена опрема на приклучокот - Одобрена проектна документација за приклучокот - Формирана работна група за супервизија на изградба на приклучокот - Изградба на приклучокот и извршена супервизија при изградба на приклучокот - Извршен интерен технички преглед на приклучокот - Потпишан Договор за користење на преносна мрежа - Ставен под напон приклучокот - Ставена под напон ФЕЦ Осломеј 3а - Ставена во пробна работа ФЕЦ Осломеј 3а
Идни активности:	- наплата на супервизија на проектна документација за приклучокот - наплата на супервизија при изградба на приклучокот - примопредавање на приклучокот
	

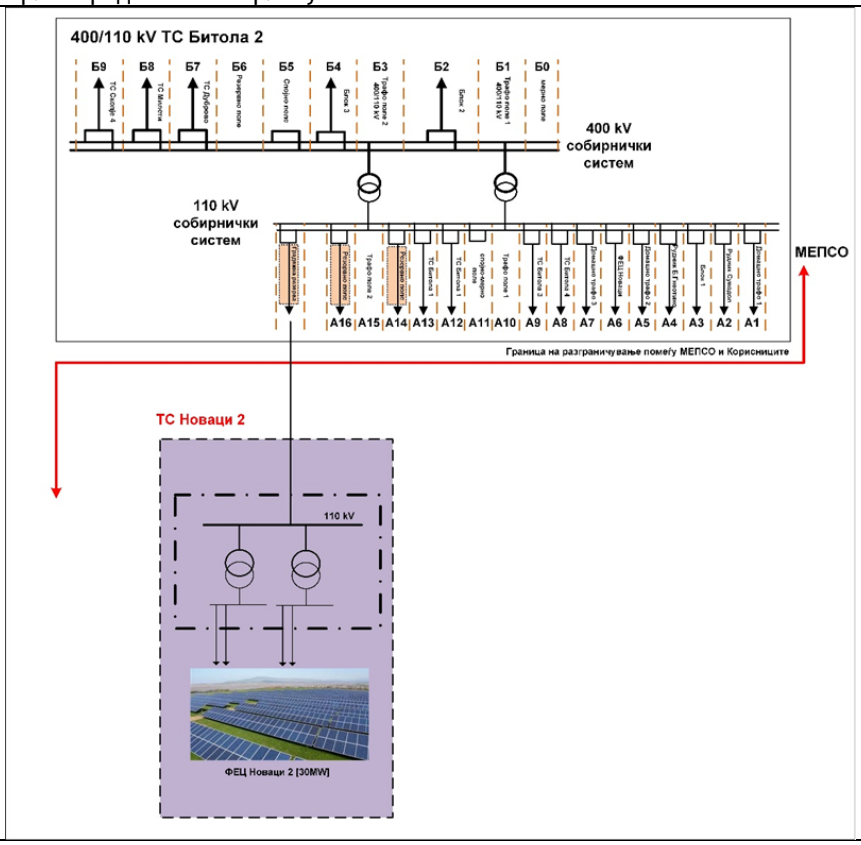
10.7.6. Приклучок на ФЕЦ Осломеј 3б (ЈПП со АД ЕСМ)

Име на објект:	ФЕЦ Осломеј 3б
Локација на објектот:	С. Осломеј, Кичево
Инсталирана моќност:	50 MW
Приклучок:	- 110 kV ДВ поле Е5 во ТС Осломеј
Завршени активности:	- Доставено е барање за приклучување на ФЕЦ Осломеј 3б - Изработена Анализа за приклучок на преносна мрежа - Изработена, одобрена од инвеститорот и наплатена Студија за приклучување - Издадено Решение за согласност за приклучување - Потпишан Договор за приклучување - Одобрен проектант, ревидент , изведувач и надзор на изведба на приклучокот - Одобрена опрема на приклучокот - Одобрена проектна документација за приклучокот - Формирана работна група за супервизија на изградба на приклучокот - Изградба на приклучокот и извршена супервизија при изградба на приклучокот - Извршен интерен технички преглед на приклучокот - Потпишан Договор за користење на преносна мрежа - Ставен под напон приклучокот - Ставена под напон ФЕЦ Осломеј 3б - Ставена во пробна работа ФЕЦ Осломеј 3б
Идни активности:	- наплата на супервизија на проектна документација за приклучокот - наплата на супервизија при изградба на приклучокот - примопредавање на приклучокот
	

10.7.7. Приклучок на ФЕЦ Пробиштип 1 – (споени ФЕЦ Буниште, ФЕЦ Чашица и ФЕЦ Пробиштип)

Име на објект:	ФЕЦ Пробиштип 1
Локација на објектот:	пробиштипски регион
Инсталирана моќност:	110 MW
Приклучок:	110 kV ново далекуводно поле во ТС Пробиштип
Завршени активности:	- Доставени се барање за приклучување на ФЕЦ Бучиште, ФЕЦ Чашица и ФЕЦ Пробиштип - Изработени се Анализи за приклучување на преносна мрежа на ФЕЦ Бучиште, ФЕЦ Чашица и ФЕЦ Пробиштип - Нотарски заверен Договор за спојување на трите проекти: ФЕЦ Пробиштип, ФЕЦ Чашица и ФЕЦ Бучиште во еден проект ФЕЦ Пробиштип 1 - Издадена е една прелиминарна согласнсот за приклучување на ФЕЦ Пробиштип 1 на преносна мрежа (арх.бр. 11-5842 од 02.10.2023 година) - Добиен допис од Министерство за економија дека не е потребно овластување за градење на ФЕЦ Пробиштип 1 - Авансна уплата за изработка на Студија за приклучување - Во течение е изработка на Студијата за приклучување -
Идни активности:	- Одобрување од страна на инвеститорот и наплата на Студија за приклучување - Издавање на Решение за согласност за приклучување - Потпишување на Договор за приклучување - Изградба на приклучокот и вршење на супервизија при изградба на приклучокот - Интерен технички преглед на приклучокот - Потпишување на Договор за користење на преносна мрежа - Ставање под напон приклучокот и ФЕЦ Пробиштип 1 - Примопредавање на приклучокот
	

10.7.8. Приклучок на ФЕЦ Новаци

Име на објект:	ФЕЦ Новаци 2
Локација на објектот:	с.Новаци, битолски регион
Инсталирана моќност:	30 MW
Приклучок:	110 kV ново далекуводно поле во ТС Битола 2
Завршени активности:	- Доставено е барање за приклучување на ФЕЦ Новаци 2 - Изработена е Анализи за приклучување на преносна мрежа на ФЕЦ Новаци 2 - Издадена е прелиминарна согласнсот за приклучување на ФЕЦ Новаци 2 на преносна мрежа (арх.бр.11-5005 од 17.08.2023 година) - Добиен допис од Министерство за економија дека не е потребно овластување за градење на ФЕЦ Новаци 2 - Авансна уплата за изработка на Студија за приклучување - Во течение е изработка на Студијата за приклучување
Идни активности:	- Одобрување од страна на инвеститорот и наплата на Студија за приклучување - Издавање на Решение за согласност за приклучување - Потпишување на Договор за приклучување - Изградба на приклучокот и вршење на супервизија при изградба на приклучокот - Интерен технички преглед на приклучокот - Потпишување на Договор за користење на преносна мрежа - Ставање под напон приклучокот и ФЕЦ Новаци 2 - Примопредавање на приклучокот
	

11. РЕАЛИЗАЦИЈА НА ПРОЕКТИ ВО ПЕРИОДОТ ОД 2025 ДО 2035 ГОДИНА

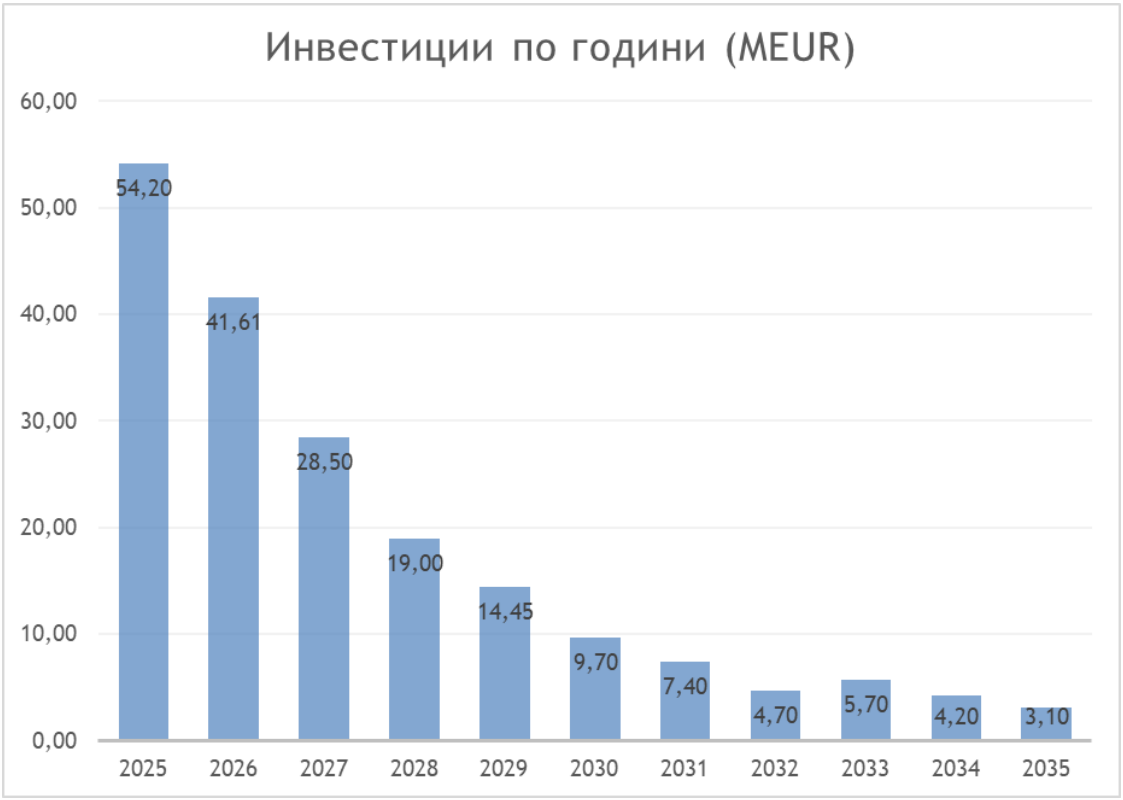
Земајќи ги предвид сите промени кои се предвидени во периодот од 2025 до 2035 година од аспект на изградба на нови објекти во македонскиот електроенергетски систем и во соседните системи (нови интерконективни поврзувања во регионот, приклучувањата на нови потрошувачи и производители на македонската преносна 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 9 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 2025 – 2035 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.

На Слика 25 е даден графички приказ на инвестициите по години. Вкупната инвестициска вредност на планот е 192,55 милиони евра. Ударната инвестиција од 54,2 милиони евра во 2025 година се должи на неколку фактори:

- Започнување на клучни проекти за зајакнување на мрежата со што ќе се овозможи интеграција на голема количина на енергија од обновливи извори,
- Завршување на веќе започнати реконструкции во мрежата кои беа одложени поради енергетската и економска криза,
- Модернизација на мрежата - МЕПСО планира да започне проекти кои значително ќе ја модернизираат и дигитализираат мрежата,
- Достапност до финансии од заеми и грантови – Во 2024 година МЕПСО потпиша договор за заем од ЕБОР во висина од 26,4 милиони евра, а доби и инвестициски грант од WBIF во висина од 7,6 милиони евра, средства кои ќе се почнат да се користат во 2025 година.

Од предвидените 54,2 милиони евра, 22,88 милиони евра се заем од ЕБОР, а 22,11 милиони евра се сопствени средства на МЕПСО, останатите 9,22 милиони евра се средства добиени од грантови.



Слика 25. Инвестиции по години

Според изворот на финансирање за целиот период од 2025 до 2035, најголем дел, односно 46%, од средствата се обезбедени од заеми од развојни банки, додека 44% од финансиите се сопствени пари на МЕПСО. Останатите 10% се средства од грантови. Оваа распределба на средствата е во согласност со воспоставената пракса. Имено, на краткорочен период, во случај кога нема обезбедено финансирање преку заем, средствата ги обезбедува МЕПСО. На среднорочен период, кога се очекува да има кредитно задолжување, средствата се распределени според принципот 70% од заем, 20% од грант и 10% сопствени средства на МЕПСО.

Слика 26. Извори на финансирање

Табела 9. Временска рамка и динамичка распределба на инвестиции за период 2025-2035

Бр.	Инвестиции	Буџет Договор (MEUR)	до 2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	План за реализација (MEUR)			
															заем	мепсо	грант	вкупно
Интерконективни врски																		
1	400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 – македонско/албанска граница	16,54	5,69	7,00	1,90										8,90	0,00	0,00	8,90
2	Надградба на 400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 – македонско/грчка граница	4,00				0,20	1,20	1,40	1,20						2,80	0,40	0,80	4,00
Нови далекуводи и трансформаторски станици																		
3	Трансформаторска станица 400/110 kV ТС Охрид и ново 400 kV ДВ поле во ТС Битола 2	19,78	10,07	7,76											7,76	0,00	0,00	7,76
4	Изградба на 110 kV ДВ ТС Бунарџик – ТС Миладиновци	3,00	0,60	0,50	1,00	0,90									0,00	2,40	0,00	2,40
5	Приклучување на 110 kV ДВ ХЕЦ Врутоκ - ТС Скопје 1 во една трансформаторска станица од полошки регион	6,00		0,10	1,90	2,00	2,00								0,00	6,00	0,00	6,00
6	Трансформаторска станица 400/110 kV ТС Милетково и приклучок со влез-излез на постоечкиот 400 kV ДВ Дуброво - Солун (ГР)	26,40		8,0	12,00	6,40									20,40	0,00	6,00	26,40
Ревитализација/реконструкција на далекуводи																		
7	Ревитализации на 110kV и 400kV далекуводи	10,70		0,70	0,80	1,20	1,70	1,70	1,10	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,00	10,70	0,00	10,70
8	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Скопје 4 – ТС Петровец - ТС Велес	3,72	0,68	3,04											1,61	1,43	0,00	3,04
9	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Битола 1 – ТС Прилеп 1	3,01	1,88	1,13											0,66	0,47	0,00	1,13
10	Ревитализација на ДВ 2x110kV делница Вапила - ТС Охрид 1	0,28	0,05	0,23											0,00	0,23	0,00	0,23
11	Реконструкција на ДВ 110 kV Гостивар (Буковиќ) - ТЕЦ Осломеј - Кичево - Сопотница - Битола 1 (должина ≈ 100 km HTLS)	8,28		2,18	2,10	2,00	2,00								0,00	8,28	0,00	8,28
12	Реконструкција на ДВ 110 kV Охрид – Струга – Глобочица – Шпиље – Врутоκ (должина ≈ 100 km, HTLS)	12,00			0,50	2,50	3,00	2,40	2,00	1,60					8,40	1,20	2,40	12,00
13	Реконструкција на ДВ 110 kV ТС Врутоκ - ТС Гостивар - ТС Јегуновце - ТС Скопје 3 - ТС Горче Петров - ТС Скопје 1	15,00					2,50	2,50	3,00	3,00	2,00	1,50	0,50		10,50	1,50	3,00	15,00
14	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Валандово - ТС Струмица 2 - ТС Струмица 1	8,10		3,10	3,00	2,00									6,00	0,00	2,10	8,10
15	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Кочани - ТС Штип 1	1,80		0,30	0,50	0,50	0,50								0,00	1,80	0,00	1,80
16	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Пробиштип - ТС Кратово	1,60			0,60	1,00									0,00	1,60	0,00	1,60
17	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Кратово - ТС Куманово 1	3,00				1,30	1,30	0,40							2,10	0,30	0,60	3,00
18	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Штип 1 - ТС Штип 2 - ТС Бучим	2,50							1,00	0,80	0,70				1,70	0,30	0,50	2,50
19	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Бучим - ТС Радовиш - ТС Берово	5,00										2,20	1,70	1,10	3,50	0,50	1,00	5,00
Ревитализација/реконструкција на трансформаторски станици																		
20	Ревитализација на трансформаторски станици	14,30		1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	0,00	14,30	0,00	14,30
21	ВН опрема - разделувачи	1,08	0,88	0,13	0,07										0,00	0,20	0,00	0,20
22	Сервис на енергетски трансформатори	6,00	0,60	3,00	2,40										0,00	5,40	0,00	5,40
Реконструкција и дигитализација на РП Крива Река (Кратово)																		
23	Изведба на 110 kV далекуводни полиња, целосна реконструкција и дигитализација на разводната постројка	1,50		0,10	1,40										0,00	1,50	0,00	1,50
Ревитализација на ТС Скопје 4																		
24	Енергетски трансформатор (5-СК4-1ТА)	5,00					1,00	4,00							0,00	5,00	0,00	5,00
Ревитализација на ТС Дуброво																		
25	Уред за корекција на напонски профил	7,94		4,00	3,94										0,00	7,94	0,00	7,94
Ревитализација на ТС Битола 2																		
26	Енергетски трансформатор (3-БТ-1ТА)	4,75	0,95	3,80											0,00	3,80	0,00	3,80
27	Промена на релејна заштита во ТС Битола 2	1,50		0,40	0,55	0,55									0,00	1,50	0,00	1,50
Реконструкција и санација на објекти																		
28	Реконструкција и санација на командни згради во трафостаници за подобрување на енергетски карактеристики, интеграција на ОИЕ и намалување на емисии на CO_2	1,80	0,80	0,80	0,20										0,00	1,00	0,00	1,00

Бр.	Инвестиции	Буџет Договор (MEUR)	до 2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	План за реализација (MEUR)			
															заем	мепсо	грант	вкупно
Модернизација на системи за управување																		
Ревитализација/реконструкција на системи за управување во трансформаторски станици																		
29	Инсталација на системи за управување во 5 трансформаторски станици	1,05	0,55	0,50											0,00	0,50	0,00	0,50
Системи за мерење на електрична енергија и AMR MDM систем																		
30	Статична испитна станица за контрола и верификација на класа на точност на бројила за мерење на електрична енергија	0,17		0,17											0,00	0,17	0,00	0,17
31	Паметни бројила за мерење на електрична енергија	0,30	0,15	0,15											0,00	0,15	0,00	0,15
32	Набавка и инсталација на нов AMR MDM систем	0,40						0,30	0,10						0,00	0,40	0,00	0,40
Системи за управување																		
33	Систем за променливо дозволено оптоварување на водови (Smart Grid: DLR - Dynamic Line Rating)	1,10		0,10	1,00										0,00	1,10	0,00	1,10
34	Набавка и инсталација на нов SCADA/EMS систем	9,00		1,80	3,60	3,60									9,00	0,00	0,00	9,00
35	ENTSO-E PCN Out Of Band System	0,17		0,17											0,00	0,17	0,00	0,17
Модернизација на електропреносниот систем																		
36	Дигитализација на ТС Битола 1 и ТС Сопотница	4,05			0,40	2,45	1,20								2,85	0,40	0,80	4,05
37	Подземна инсталација за оптичко поврзување	0,20	0,02	0,18											0,15	0,03	0,00	0,18
38	Набавка и инсталација на OPGW на 400 kV ДВ Скопје 4 - Битола 2	1,80			1,80										0,00	1,80	0,00	1,80
39	Примарен и секундарен центар за податоци (Disaster Recovery Site)	0,75		0,75											0,00	0,75	0,00	0,75
40	Сајбербезбедност	1,35		0,56	0,40	0,40									0,00	1,35	0,00	1,35
41	Smart Maintenance and Asset managment - Паметно одржување и менаџмент на опрема	1,13	0,13	1,00											0,90	0,10	0,00	1,00
42	Уреди за следење на квалитет на електрична енергија	0,35		0,10	0,25										0,00	0,35	0,00	0,35
43	Станицата за тестирање на столбови во Охрид и Тренинг центар за оператори на високонапонска опрема	1,95				0,20	1,30	0,45							1,35	0,20	0,40	1,95
Истражување на електропреносниот систем																		
44	Студија за развој на преносна мрежа	1,00		1,00											0,00	0,00	1,00	1,00
45	Сервер за Антарес	0,17		0,17											0,00	0,05	0,12	0,17
		219,50	**23,05**	**54,20**	**41,61**	**28,50**	**19,00**	**14,45**	**9,70**	**7,40**	**4,70**	**5,70**	**4,20**	**3,10**	**88,58**	**85,26**	**18,72**	**192,55**

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
Проекти финансирани од заем ЕБОР 54625, инвестициски грант WBIF, грант CIF и сопствени средства на АД МЕПСО
Проектот е кандидат за кредитирање од европскиот фонд за раст и кредитна линија од ЕБОР
Грант ЕБОР
Грант HORIZON 2020 и сопствени средства на АД МЕПСО

12. ПРЕДИЗВИЦИ И ПРИОРИТЕТИ ВО РЕАЛИЗАЦИЈАТА НА КЛУЧНИ 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 економската и енергетска криза, зголемување на цените на материјалите на светските берзи, комплексните административни процедури и прилагодување на локалните просторни и социолошки услови. Во планот се редефинирани одредени приоритети, а вклучува и неколку нови проекти идентификувани во планирачкиот циклус изминатата година.

Во Табела 10 е направена споредба на буџетот, како и предвидената динамика на активности и трошоци во новиот план (публикација 2024) со претходниот план за развој на електропреносниот систем (публикација 2022). За проектите кои имаат различна динамика и трошоци е дадено образложение за разликата во цена или период на нивна реализација. Во продолжение се истакнати битните разлики.

Заради побарувања од изведувачите за дополнително плаќање, изведбата на далекуводот Битола – Елбасан не е според планираната динамика што ќе ја пролонгира реализацијата на проектот до 2026 година. Трансформаторска станицата во Охрид е предвидена да се реализира во 2025 година.

За реализација на проектот за зајакнување на преносната мрежа во Југозападна Македонија, МЕПСО потпиша заем со Европската банка за обнова и развој во износ од 26,4 милиони евра. За овој проект добиен е и инвестициски грант во износ од 7,6 милиони евра од WBIF и грант од CIF фондот во износ од 0,5 милиони евра. Според новиот план проектот е предвиден да се реализира до 2027 година.

Поради зголемување на цените на материјалите на светските берзи, како и редефинирање на трасата, односно на планираниот буџет за реализација на реконструкцијата на 110 kV ДВ ТС Бунарџик – ТС Миладиновци, позиција 4, реализацијата на проектот е продолжена до 2027 година.

Реконструкциите на 110 kV водови ТС Скопје 4 – ТС Петровец - ТС Велес и ТС Битола 1 – ТС Прилеп 1, позиција 8 и 9, предвидено е да се реализираат во 2025 година поради административни процедури за добивање на одобрение за градба и застој во градежните активности поради економската криза.

Поради важноста на овој енергетски коридор, реконструкцијата на ДВ 110 kV Полог - ХЕЦ Врутоκ - ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Глобочица – Струга, позиција 12, планирана е да започне во 2026 година.

Реконструкцијата на разводната постројка Крива Река (Кратово) сè уште не е започната поради работа на други приоритетни проекти. Реализацијата на овој проект е предвидена во 2025 и 2026 година.

Кај проектот за набавка и инсталација на SCADA/EMS систем постои зголемување на цената поради проширување на обемот на работа. Според новиот проект покрај набавка на централен SCADA/EMS систем предвидена е и набавка на дистрибуирани системи за надзор и управување кои се лоцирани во трафостаниците на АД МЕПСО.

Табела 10. Споредба на проекти во плановите за развој (2024 и 2022)

Бр.	Проекти	Буџет Договор (MEUR)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	План за развој (2024)	План за развој (2022)	Образложение за разлика во цена или период на реализација
Интерконективни врски																
1	400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 – македонско/албанска граница	16,54												8,90	9,58	
2	Надградба на 400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 – македонско/грчка граница	4,00												4,00		Нов проект
Нови далекуводи и трансформаторски станици																
3	Трансформаторска станица 400/110 kV ТС Охрид и ново 400 kV ДВ поле во ТС Битола 2	19,78												7,76	9,33	
4	Изградба на 110 kV ДВ ТС Бунарџик – ТС Миладиновци	3,00												2,40	3,06	Периодот на реализација е поместен за една година поради специфичните на теренот и потешкотии со избор на пристапен коридор.
5	Приклучување на 110 kV ДВ ХЕЦ Вруток - ТС Скопје 1 во една трансформаторска станица од полошки регион	6,00												6,00	5,06	
6	Трансформаторска станица 400/110 kV ТС Милетково и приклучок со влез-излез на постоечкиот 400 kV ДВ Дуброво - Солун (ГР)	26,40												26,40		
Ревитализација/реконструкција на далекуводи																
7	Ревитализации на 110kV и 400kV далекуводи	10,70												10,70	7,00	
8	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Скопје 4 – ТС Петровец - ТС Велес	3,72												3,04	2,18	
9	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Битола 1 – ТС Прилеп 1	3,01												1,13	2,49	
10	Ревитализација на ДВ 2x110kV делница Валила - ТС Охрид 1	0,28												0,23	0,40	
11	Реконструкција на ДВ 110 kV Гостивар (Буковик) - ТЕЦ Осломеј - Кичево - Солотница - Битола 1 (должина = 100 km HTLS)	8,28												8,28	7,26	
12	Реконструкција на ДВ 110 kV Охрид – Струга – Глобочица – Шпилје – Вруток (должина = 100 km, HTLS)	12,00												12,00	6,55	Буџетот е зголемен поради зголемување на цените на материјалите на светските берзи.
13	Реконструкција на ДВ 110 kV ТС Вруток - ТС Гостивар - ТС Јегуновце - ТС Скопје 3 - ТС Горче Петров - ТС Скопје 1	15,00												15,00		Нов проект
14	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Валандово - ТС Струмица 2 - ТС Струмица 1	8,10												8,10		
15	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Кочани - ТС Штип 1	1,80												1,80		Нов проект
16	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Пробиштип - ТС Кратово	1,60												1,60		Нов проект
17	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Кратово - ТС Куманово 1	3,00												3,00		Нов проект
18	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Штип 1 - ТС Штип 2 - ТС Бучим	2,50												2,50	1,90	
19	Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Бучим - ТС Радовиш - ТС Берово	5,00												5,00		Нов проект
Ревитализација/реконструкција на трансформаторски станици																
20	Ревитализација на трансформаторски станици	14,30												14,30	13,00	
21	ВН опрема - разделувачи	1,08												0,20	1,08	Проектот е пролонгиран за една година.
22	Сервис на енергетски трансформатори	6,00												5,40		Нов проект
Реконструкција и дигитализација на РП Крива Река (Кратово)																
23	Изведба на 110 kV далекуводни полиња, целосна реконструкција и дигитализација на разводната постројка	1,50												1,50	0,93	Периодот на реализација е поместен за една година поради оптимизација на постапката за проектирање.
Ревитализација на ТС Скопје 4																
24	Енергетски трансформатор (5-СК4-1ТА)	5,00												5,00	5,00	
Ревитализација на ТС Дуброво																
25	Уред за корекција на напонски профил	7,94												7,94	6,05	Проектот е пролонгиран за една година.
Ревитализација на ТС Битола 2																
26	Енергетски трансформатор (3-БТ-1ТА)	4,75												3,80		
27	Промена на релејна заштита во ТС Битола 2	1,50												1,50		Нов проект
Реконструкција и санација на командни згради во трафостаници																
28	Реконструкција и санација на командни згради во трафостаници за подобрување на енергетски карактеристики, интеграција на ОИЕ и намалување на емисии на CO2	1,80												1,00	0,12	
Модернизација на системи за управување																
Ревитализација/реконструкција на системи за управување во трансформаторски станици																
29	Инсталација на системи за управување во 5 трансформаторски станици	1,05												0,50	0,85	
Системи за мерење на електрична енергија и AMR MDM систем																
30	Статична испитна станица и бројила за мерење на електрична енергија	0,17												0,17	0,10	
31	Паметни бројила за мерење на електрична енергија	0,30												0,15	0,20	
32	Набавка и инсталација на нов AMR MDM систем	0,40												0,40	0,40	
Системи за управување																
33	Систем за променливо дозволено оптоварување на водови (Smart Grid: DLR - Dynamic Line Rating)	1,10												1,10	1,23	
34	Набавка и инсталација на нов SCADA/EMS систем	9,00												9,00	4,50	
35	ENTSO-E PCN Out Of Band System	0,17												0,17	0,17	
Модернизација на електропреносниот систем																
36	Дигитализација на ТС Битола 1 и ТС Сопотница	4,05												4,05		Нов проект
37	Подземна инсталација за оптичко поврзување	0,20												0,18	0,13	
38	Набавка и инсталација на OPGW на 400 kV ДВ Скопје 4 - Битола 2	1,80												1,80	1,80	
39	Примарен и секундарен центар за податоци (Disaster Recovery Site)	0,75												0,75	0,70	
40	Сајбербезбедност	1,35												1,35		Нов проект
41	Smart Maintenance and Asset managment - Паметно одржување и менаџмент на опрема	1,13												1,00	0,76	
42	Уреди за следење на квалитет на електрична енергија	0,35												0,35	0,35	
43	Станицата за тестирање на столбови во Охрид и Тренинг центар за оператори на високонапонска опрема	1,95												1,95		Нов проект
Истражување на електропреносниот систем																
44	Студија за развој на преносна мрежа	1,00												1,00	0,06	
45	Сервер за Антарес	0,17												0,17		Нов проект

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
Проекти финансирани од заем ЕБОР 54625, инвестициски грант WBIF, грант CIF и сопствени средства на АД МЕПСО
Проектот е кандидат за кредитирање од европскиот фонд за раст и кредитна линија од ЕБОР
Грант ЕБОР
Грант HORIZON 2020 и сопствени средства на АД МЕПСО

Нови проекти кои се иницирани во процесот на интеграција на ОИЕ и се идентификувани во планот за развој се:

- Озеленување и дигитализација на преносната мрежа во Југозападна Македонија и Пелагонија кој ги содржи следниве инвестиции:
    1. Надградба на 400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 – македонско/грчка граница
    2. Реконструкција на ДВ 110 kV ТС Вруток - ТС Гостивар - ТС Јегуновце - ТС Скопје 3 - ТС Ѓорче Петров - ТС Скопје 1 (должина ≈ 75 km HTLS)
    3. Реконструкција на ДВ 110 kV Полог - ХЕЦ Вруток - ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Глобочица - Струга (должина ≈ 100 km, HTLS)
    4. Систем за променливо дозволено оптоварување на водови (Smart Grid: DLR - Dynamic Line Rating)
    5. Дигитализација на ТС Битола 1 и ТС Сопотница
    6. Станицата за тестирање на столбови во Охрид и Тренинг центар за оператори на високонапонска опрема
- Зајакнување на преносната мрежа во Североисточна Македонија кој ги содржи следниве инвестиции:
    1. Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Кочани - ТС Штип 1
    2. Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Пробиштип - ТС Кратово
    3. Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Кратово - ТС Куманово 1
    4. Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Штип 1 - ТС Штип 2 - ТС Бучим
    5. Реконструкција на 110 kV ДВ ТС Бучим - ТС Радовиш - ТС Берово
    6. Реконструкција/надградба на РП Крива Река (Кратово)
- Сервис на енергетски трансформатори
- Промена на релејна заштита во ТС Битола 2
- Сајбер безбедност
- Сервер за Антарес

13. ТРОШОЦИ ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРЕНОСНА МРЕЖА НА НОВИТЕ КОРИСНИЦИ

Табела 11. 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 (EUR 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	547,770.00	Приклучок на преносна мрежа составен од: 1. Приклучен 2x110kV вод 2. 110 kV РП и ККО на МЕПСО во ТС Неокази 3. Доопремување на 110kV ДВ поле во ТС Пробиштип	1,804,000.00
			2. Одобрување на техничка документација	54,777.00		
			3. Супервизија на градба	16.447,80 x T**		
			4. Тестови за усогласеност	согласно вистинските трошоци		
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	548,260.00	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
			2. Одобрување на техничка документација	54,826.00		
			3. Супервизија на градба	16.447,80 x T**		
			4. Тестови за усогласеност	согласно вистинските трошоци		
3	**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 Договор за приклучување на ИГМ Трејд на преносна мрежа, потпишано 20.09.2022 година	1. Студија за приклучување на преносна мрежа	286,280.00	Приклучок на преносна мрежа составен од 110 kV ДВ поле во ТС Овче Поле	325,000.00
			2. Одобрување на техничка документација	57,256.00		
			3. Супервизија на градба	256,652.00		
			4. Тестови за усогласеност	согласно вистинските трошоци		
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	1. Студија за приклучување на преносна мрежа	1,650,090.00	Приклучок на преносна мрежа составен од: 1. Приклучен 2x110kV вод 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	2,278,000.00
			2. Одобрување на техничка документација	55,003.00		
			3. Супервизија на градба	231,012.60		
			4. Тестови за усогласеност	согласно вистинските трошоци		
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	1,644,780.00	Приклучок на преносна мрежа составен од 110 kV ДВ поле во ТС Дуброво.	325,000.00
			2. Одобрување на техничка документација	54,826.00		
			3. Супервизија на градба	16.447,80 x T**		
			4. Тестови за усогласеност	согласно вистинските трошоци		
6	**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	1,644,780.00	Приклучок на преносна мрежа составен од 110 kV ДВ поле во ТС Валандово	325,000.00
			2. Одобрување на техничка документација	54,826.00		
			3. Супервизија на градба	16,447.80 x T**		
			4. Тестови за усогласеност	согласно вистинските трошоци		

* - 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

14. КОНФИГУРАЦИЈА НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ВО 2035 ГОДИНА

Слика 27. Преносна мрежа во 2035 година

15. КОРИСТЕНА ЛИТЕРАТУРА

[1] Енергетски Институт Хрвоје Пожар, Концепти за развој на преносната мрежа во одделни региони за долгорочен период, Скопје: МЕПСО, 2017.

[2] ФЕИТ, Стратегија за реконструкција/ревитализација на преносна мрежа, Скопје: МЕПСО, 2019.

[3] I. C. HILL International, Regional Feasibility Study for Voltage Profile Improvement, WBIF, 2020.

[4] МЕПСО, Студија за развој на преносната мрежа на Република Македонија во периодот 2010 - 2020 година, МЕПСО, 2011.

[5] C. I. Funds, Accelerating Coal Transition Investment Plan for the Republic of North Macedonia, Climate Investment Funds, 2024.

[6] ЕКС, Sizing of System Rezerves in the Macedonian power systems for scenarios with large scale RES, МЕПСО, 2023.

[7] “Fieasibility Study and ESIA for Elbasan - Bitola 400 kV Transmission line,” IPF, 2012.

[8] МЕПСО, Мрежни правила за пренос на електрична енергија, Скопје: МЕПСО, 2015.

[9] МЕПСО, План за развој на електропреносниот систем за период 2022-2031, Скопје: МЕПСО, 2021.