



Стратегијата за развој на енергетиката на Република Северна Македонија до 2040 година (Стратегијата) е изготвена според барањата на новиот Закон за енергетика, кој беше донесен на крајот на мај 2018 година. Сеопфатната цел на Стратегијата е да обезбеди носење на политики во енергетскиот сектор врз база на докази преку робустна аналитичка работа и консултација со широко учество, која го поддржува одржливиот развој и која ја разбираат сите чинители, а ја спроведува Владата на Република Северна Македонија. Стратегијата обезбедува платформа за целокупната модернизација и трансформација на енергетскиот сектор во согласност со енергетските трендови на ЕУ, придонесувајќи за зголемен пристап, интеграција и достапност на енергетските услуги, намалување на локалното и на глобалното загадување, и зголемено учество на приватниот сектор, земајќи ги предвид развојниот потенцијал на Северна Македонија и домашните специфики. Со тоа, Стратегијата ги интегрира климатските и околинските аспекти на енергетскиот сектор, истовремено предлагајќи достапна, сигурна и одржлива енергија за иднината. Паралелно, развиена е стратешка оцена на влијанијата врз животната средина (SEA) како посебен документ за процена на околински остварливите и одржливите опции за постигнување на целите.

Владата, претставена од Кабинетот на заменик-претседател на Владата на РМ задолжен за економски прашања и релевантните министерства: Министерството за економија и Министерството за животна средина и просторно планирање, искажаа јасна потреба за развој на Стратегијата. Покрај тоа, другите чинители во енергетиката вклучувајќи ги енергетските регулатори, енергетските здруженија и енергетските претпријатија (и јавни и приватни) активно беа вклучени, а Секретаријатот на Енергетската заедница редовно беше информиран низ целиот процес на развојот на Стратегијата. За процесот да биде транспарентен и сеопфатен, како и да се стекне разбирање од јавноста и од невладиниот сектор, беше вклучена репрезентативна група од невладини организации.

Техничката работа на Стратегијата ја спроведоа PricewaterhouseCoopers (PwC), Strategy& (part of PwC network) и Истражувачкиот центар за енергетика и одржлив развој на Македонската академија на науките и уметностите (МАНУ). Проектот следи инклузивен процес со придонеси од чинителите и одржани работилници што создадоа силна сопственост над Стратегијата и резултираа со усогласен поглед низ целиот енергетски синџир на вредности. Чинителите учествуваа во идентификувањето на прашањата, одобрувањето на методологиите, утврдувањето на целите, ревидирањето и дискутирањето на наодите.

Овој проект е подготвен во склоп на програмата Good Governance Fund (GGF) финансиран од Владата на Обединетото Кралство.

 <p>British Embassy Skopje</p>  <p>Funded by UK Government</p>	<p><i>This product is prepared within the programme Good Governance Fund (GGF) funded by the UK Government with the support of the British Embassy Skopje. The content of this publication does not necessarily reflect the position or the opinions of the UK Government.</i></p> <p><i>Овој производ е подготвен во рамки на проектот</i></p> <p><i>Good Governance Fund (GGF) финансиран од Владата на Обединето Кралство, со поддршка на Британската амбасада Скопје. Мислењата и ставовите наведени во оваа содржина не ги одразуваат секогаш мислењата и ставовите на Британската Влада.</i></p> <p><i>Ky produkt është përgatitur në kuadër të programit Good Governance Fund (GGF) i financuar nga Qeveria e Mbretërisë së Bashkuar me mbështetjen e Ambasadës Britanike Shkup. Përmbajtja e këtij publikimi nuk pasqyron domosdoshmërisht qëndrimin ose mendimet e Qeveria e Mbretërisë së Bashkuar.</i></p>
--	---

Врз основа на член 11 став (1) од Законот за енергетика („Службен весник на Република Македонија“ бр. 96/18 и „Службен весник на Република Северна Македонија“ бр. 96/19) Владата на Република Северна Македонија на седницата одржана на 28.12.2019 година донесе

СТРАТЕГИЈА

ЗА РАЗВОЈ НА ЕНЕРГЕТИКАТА ВО РЕПУБЛИКА СЕВЕРНА МАКЕДОНИЈА ДО 2040 ГОДИНА

ИЗВРШНО РЕЗИМЕ

Стратегијата за развој на енергетиката на Република Северна Македонија до 2040 година ги дава можните правци на развојот на енергетиката во Северна Македонија земајќи ги предвид движењата на енергетските политики во светски и европски рамки и особено во рамките на Енергетската заедница. Енергетските трендови ја нагласуваат поамбициозната транзиција кон нискојаглеродна економија, при што, обновливите извори на енергија (ОИЕ, листата на кратенки е дадена во Прилог 3 кој е составен дел на оваа стратегија) и енергетската ефикасност (ЕЕ) се меѓу најважните фактори што ја овозможуваат транзицијата. Стратегијата ги следи добрите практики на политиките на ЕУ за ОИЕ и ЕЕ, како и декарбонизацијата, земајќи ги предвид целите и траекториите со реална динамика што се приспособени на домашните специфики и приоритети на Владата на Република Северна Македонија.

Стратегијата го трасира патот за остварување на следната визија:

Сигурен, ефикасен, еколошки и конкурентен енергетски систем што е способен да го поддржи одржливиот економски раст на земјата.

Стратегијата дефинира шест стратешки цели за Северна Македонија, мапирани по пет енергетски столбови и како таква е во склад со рамката од пет димензии на енергетската унија на ЕУ. Овие стратешки цели имаат важна улога во планирањето на енергетскиот систем и може да се постигнат со различни пристапи.

Стратегијата е развиена врз основа на следните клучни влезни податоци, претпоставки и принципи:

1. Просечен годишен раст на БДП од 3,3%, позиционирајќи ја Северна Македонија во 2040 година на денешните нивоа на БДП по глава на жител на земјите од Централна и Источна Европа (ЦИЕ).
2. Најниска цена на чинење на вкупниот енергетски систем во текот на разгледуван период, земајќи ги предвид инвестициите, трошоците за пренос, дистрибуција и испорака, цените на енергенти, цената на CO₂, како и различните механизми и политики за поддршка.
3. Воведување на јаглеродна цена која, за различно сценарио, ќе започне да се применува во различна година и постепено ќе го достигне новото од Системот за тргување со емисии (ETS). Исто така, во зависност од сценариото, се користат различни проекции за цената на CO₂ од WEO 2017, а најпрогресивно од тој аспект е Зеленото сценарио.

Моделирањето во Стратегијата се реализира со помош на софтверските алатки - MARKAL и Power2Sim. Целта на моделот MARKAL е да дефинира оптимален развој на целокупниот енергетски систем во Северна Македонија врз основа на најниска цена, додека моделот Power2Sim се користи за симулирање на пазарот на електрична енергија и утврдување на резултатите од сеопфатниот модел MARKAL.

Со цел да се постигне визијата од 2040 година, Стратегијата усвојува три сценарија: Референтно, Умерена транзиција и Зелено сценарио (Слика 0.1).

Слика 0.1 Преглед на сценарија за развој на македонскиот енергетски систем до 2040 година

	Референтно сценарио	Сценарио за умерена транзиција	Зелено сценарио	
Визија	Премин од конвенционални извори на енергија врз основа на сегашните политики и принципот на оптимален развој при најниски трошоци	Прогресивна транзиција од конвенционални извори на енергија врз основа на нови политики и принципот на оптимален развој при најниски трошоци	Радикална транзиција од конвенционални извори на енергија врз основа на нови политики и укинување на лигнитот	
Главни претпоставки	Двигатели на побарувачката	<ul style="list-style-type: none"> Ист раст на БДП како за Референтното Енергетска ефикасност заснована на политика во согласност со директивите на ЕУ/ Насоките на ЕпС Поголема пенетрација на ЕВ 	<ul style="list-style-type: none"> Ист раст на БДП како за Референтното Енергетска ефикасност иста како Сценариото за умерена транзиција, но со повеќе стимулации и напредни технологии Најголема пенетрација на ЕВ 	
	Фокус на инвестиции во технологии за производството	<ul style="list-style-type: none"> Избор за ревитализација на ТЕЦ на лигнит врз основа на принципот на најниски трошоци Фокус на ОИЕ 	<ul style="list-style-type: none"> Избор за ревитализација на ТЕ на лигнит врз основа на принципите на најниски трошоци Значителен фокус на ОИЕ 	
	Јаглеродна цена на ниво од ETS	2027	2025	2023
	Цени на енергенти (WEO 2017) ¹	Врз основа на сценариото на тековни политики	Врз основа на сценариото на нови политики	Врз основа на сценариото за одржлив развој
	Набавка на гориво / Достапност	<ul style="list-style-type: none"> Производството на лигнит е ограничено на максимално ниво на очекувано годишно снабдување (~ 5 милиони тони 2018-2035, ~ 3 милиони тони 2035-2040) Хидропроизводство и ветернал/соларна енергија во согласност со историските трендови и прилагодени за нови електрани вклучени во системот Развој на прекугранични капацитети (електрична енергија и гас) во согласност со ENTSO-E, ENTSO-G и ЕпС Одржлива потрошувачка на биомаса² Складирање во батерии (ЕВ и топлински пумпи) 		

Извор: анализа на проектниот тим

Стратегијата ги оценува резултатите од стратешките цели (Слика 0.2) преку шест индикатори поврзани за секоја стратешка цел. Интегрираните енергетски резултати покажуваат прогресивна енергетска транзиција кон 2040 година за сите три сценарија (Слика 0.3).

Слика 0.2 Стратешки цели во 2040 година

Енергетски столб	Индикатор	СТРАТЕШКИ ЦЕЛИ	Метрика
1 Енергетска ефикасност	Енергетска ефикасност 	Да се максимизира заштедата на енергија	<ul style="list-style-type: none"> Намалување на потрошувачката на примарна и финална енергија во однос на BAU сценариото
2 Интеграција и безбедност на енергетските пазари	Енергетска зависност 	Да се задржи енергетската зависност околу денешното ниво (54% нето-увоз), а во исто време да се придонесе кон интеграција на европските пазари	<ul style="list-style-type: none"> Удел на нето-увозот во потрошувачката на примарна енергија
3 Декарбонизација	Емисии на GHG 	Да се ограничи зголемувањето на GHG емисиите	<ul style="list-style-type: none"> Апсолутно количество на GHG емисии (CO₂, CH₄ и NO₂) во однос на BAU сценариото и во однос на 2005 година
	Удел на ОИЕ 	Значително зголемување на уделот на ОИЕ во бруто потрош. на финалната енергија во однос на денешното ниво (19% ОИЕ) на одржлив начин	<ul style="list-style-type: none"> Удел на ОИЕ (греење и ладење, електрична енергија, транспорт) во бруто потрошувачката на финална енергија
4 И&И и конкурентност	Вкупни трошоци на системот 	Да се минимизираат трошоците на системот врз принципот на оптимизација при најмали трошоци	<ul style="list-style-type: none"> Годишни и кумулативни трошоци на системот во евра вклучувајќи вкупни годишни инвест., трошоци за O&M, за испорака и за набавка на гориво
5 Правни & регулаторни аспекти	Правна и регулаторна усогласеност 	Да се обезбеди континуирано усогласување со „acquis“ на ЕпС и нивна имплементација	<ul style="list-style-type: none"> Усогласување на националното законодавство со „acquis“ на ЕпС и нивно спроведување во пракса

Извор:Анализа на проектниот тим

Слика 0.3. Резиме на интегрираните резултати во 2030 и 2040 година

Енергетски столб	Индикатор	Метрика	2030 година			2040 година		
			Референтно	Умерена транзиција	Зелено	Референтно	Умерена транзиција	Зелено
1	Енергетска ефикасност	% намалување на потрошувачката на примарна и финална енергија во однос на BAU	-15,3% примарна -10,3% финална	-31,2% примарна -16,6% финална	-34,5% примарна -20,8% финална	-34,9% примарна -14,2% финална	-47,9% примарна -21,7% финална	-51,8% примарна -27,5% финална
2	Интеграција и безбедност на енергетските пазари	% на нето увозот во потрошувачката на примарна енергија	48,7%	61,9%	59,1%	51,0%	61,9%	55,3%
3	Емисии на GHG	% намалување во однос на 2005 год. и во однос на BAU	-20,9% -22,9% vs. BAU	-57,2% -58,3% vs. BAU	-64,7% -65,3% vs. BAU	-8,1% -35,6% vs. BAU	-43,3% -60,2% vs. BAU	-61,5% -72,8% vs. BAU
	Удел на ОИЕ	% на ОИЕ во бруто потрошувачката на финална енергија	33%	38%	40%	35%	39%	45%
4	И&И и конкурентност	Милј. EUR во 2030 и 2040 и кумулативно	3,8 41,0	3,3 38,3	3,2 37,3	5,1 86,5	4,8 81,2	4,5 78,1
5	Правни & регулаторни аспекти	Усогласување и спроведување на EnC „acquis“	Целосна усогласеност			Целосна усогласеност		

Извор:Анализа на проектниот тим

Во однос на индикативните цели на Енергетската заедница во 2030 година, Стратегијата е на пат истите да ги постигне (Слика 0.4).

Слика 0.4 Преглед резултатите наспроти индикативните цели на Енергетската заедница во 2030

Енергетски столб	Индикатор	2030 година (релативни услови)				2030 година (апсолутни услови)			
		Цел на EnC	Референтно	Умерена транзиција	Зелено	Цел на EnC	Референтно	Умерена транзиција	Зелено
1	Енергетска ефикасност	-32,5% примарна ИЛИ финална во однос на BAU	-15,3% примарна -10,3% финална	-31,2% примарна -16,6% финална	-34,5% примарна -20,8% финална	2,862 ktoe примарна 1,996 ktoe финална	2,975 ktoe примарна 2,301 ktoe финална	2,414 ktoe примарна 2,138 ktoe финална	2,300 ktoe примарна 2,030 ktoe финална
3	Емисии на GHG	+13% vs. 2005	-11,4% (-20,9%)	-37,6% (-57,2%)	-43,0% (-64,7%)	14,7 Mt CO ₂ -eq	11,5 Mt (7,4 Mt) CO ₂ -eq	8,1 Mt (4,0 Mt) CO ₂ -eq	7,4 Mt (3,3 Mt) CO ₂ -eq
	Удел на ОИЕ	33,9% најмалку	33%	38%	40%	n/a	n/a	n/a	n/a

Резултати наспр. цели на EnC EnC 2030 постигнати EnC 2030 речиси постигнати EnC 2030 не се постигнати Целите не се достапни

Забелешка: За време на изработката на Стратегијата, индикативните цели на EnC за 2030 не беа формално усвоени. Целта за GHG емисиите дефинирана во EnC студијата ги опфаќа сите економски сектори (сите сектори опфатени во IPCC методологијата - Енергетика, IPPU, Отпад и Земјоделство без FOLU). За Северна Македонија предлог-целта во 2030 година е зголемување на вкупните GHG емисии за не повеќе од 13% во однос на нивото во 2005 година. Користејќи ги резултатите од Стратегијата за GHG и претпоставувајќи дека сите останати сектори ќе ги зголемат емисиите за 13% во однос на 2005 година, пресметани се вкупните GHG емисии за 2030 година. Горните вредности во квадратите за емисии на GHG одговараат на вкупните емисии, додека бројките во заградите соодветствуваат на цели за енергетскиот сектор.

Извор:Анализа на проектниот тим

Стратегијата обезбедува насоки, каде што за секоја политика и стратешка мерка се специфицирани нивото на приоритет за различен сценарио, проценетата временска рамка и одговорното административно ниво за имплементација. Секое сценарио е составено од различни политики и мерки за постигнување на стратешките цели. Развиените политики и мерки се категоризирани по петте енергетски столбови и даваат одговори како да се решаваат специфичните предизвици и поттикнат нови можности. Политиките и стратешките мерки исто така се во согласност со приоритетите утврдени во Законот за енергетика, со цел да се потенцира нивната релевантност и придонес.

1. **Енергетска ефикасност: Стратегијата ги максимизира заштедите на енергија кои достигнуваат 51,8% од примарната и 27,5% од финалната енергија во зеленото сценарио во 2040 година.** Во периодот до 2017 година може да се забележи тренд на опаѓање на потрошувачката на примарна енергија додека потрошувачката на финална енергија останува стабилна. Во столбот енергетска ефикасност со Стратегијата се препорачува:

- **Максимизирање на политиките и мерки за енергетска ефикасност** во секторите згради, јавен, индустрија, транспорт, греење и ладење, трансформација, пренос, дистрибуција и одговор на побарувачката на енергија, како и хоризонтални мерки. Сите овие мерки директно влијаат на намалувањето на емисиите, ја намалуваат зависноста од увозот на енергија и ја стимулираат домашната економија со локалните можности за вработување. Во сите три сценарија, Северна Македонија ќе користи помалку ресурси за покривање на истите потреби, што придонесува кон одвојување на потрошувачката на енергија од БДП почнувајќи од 2020 година.
- **Усвојување на уредба за нивото на амбиција на националните цели за ЕЕ за 2030 година** пропишана во Законот за енергетска ефикасност, земајќи ги предвид резултатите од Стратегијата.
- **Изразување на целите за енергетска ефикасност во однос на заштедите на примарна енергија.** Намалувањето на потрошувачката на јаглен како и подобрувањето на ЕЕ при производство на енергија придонесуваат за најголема заштеда на примарна енергија во Сценариото за умерена транзиција и во Зеленото сценарио.
- **Континуирано намалување на загубите во дистрибутивната мрежа** што дополнително ќе ја намали потрошувачката на примарна енергија.
- **Подобрување на ефикасноста на системите за централно греење** со систематски реконструкции на дистрибутивната мрежа и заложби за враќање на исклучените корисници како и зголемување на бројот на ново приклучени.
- **Следење на планираните мерки за ЕЕ** и поголемо стимулирање на оние кои имаат најголемо влијание врз потрошувачката на енергија.

2. **Интеграција и сигурност на енергетските пазари: Стратегијата цели кон поголема интеграција на Северна Македонија во енергетските пазари во Европа не зголемувајќи ја енергетската зависност и овозможувајќи ја потребната флексибилност за поголема интеграција на ОИЕ.** Сегашната потрошувачка на електрична енергија се потпира на ~30% увоз, додека остатокот се испорачува од домашните производни капацитети, главно термо електроцентралите на лигнит (ТЕЦ Битола и ТЕЦ Осломеј) и големите хидроелектроцентрали. Двете термо електроцентрали се релативно стари и се соочуваат со предизвици за идното снабдување со јаглен. Во столбот интеграција и сигурност на енергетските пазари со Стратегијата се препорачува:

- **Реализирање на новата интерконеција со Албанија и континуирано инвестирање во преносната и дистрибутивната мрежа** за:
 - поголема интеграција на ОИЕ за производство на електрична енергија, особено од ветер и сонце,
 - овозможување на механизмот производителите-потрошувачи („prosumer“),
 - поголем продор на електричните возила,
 - задоволување на зголемената побарувачка на електрична енергија во регионот во сите три сценарија.
- **Воспоставување на организиран пазар ден однапред во Северна Македонија, поврзување со пазарот со Бугарија, и учество во иницијативите за воспоставувањето на регионален пазар.** Во Стратегијата, увозната цена е користена како контролен механизам за тоа дали да се изградат или да се ревитализираат домашни производствени капацитети.
- **Ревитализирање на ТЕЦ Битола, но само во Референтното сценарио** со отворањето на рудниците Живојно и обезбедувањето на континуирано снабдување со јаглен по конкурентни цени како потребни предуслови.
- **Престанување на работата на ТЕЦ Битола во Сценариото за умерена транзиција и во Зеленото сценарио,** што се надополнува со комбинација со нови капацитети на ОИЕ и природен гас.
- **Престанување на работата на ТЕЦ Осломеј во сите три сценарија.** Во низата мерки во трансформацијата се планира и изградба на фотонапонски електроцентрали (80 – 120 MW) кои ќе ги користат истата инфраструктура (локација и преносна мрежа) и вработени. Истиот пристап може да се примени и за ТЕЦ Битола.
- **Следење и прилагодување на инвестициските планови** за да се избегне ризикот од заробени и недоволно искористени технологии и инфраструктура имајќи ги предвид очекуваните барања за локалните загадувачи и можно воведување на цена на CO₂.

- **Развивање на програми за општествено одговорна и праведна транзиција** за да се елиминираат негативните ефекти од загубите на работни места со преквалификација и прераспределба на вработените и стимулирање на нови работни места во нискојаглеродни технологии и услуги.
 - **Управување со флексибилноста на системот** со воспоставување механизам за балансирање за краток период, SMM контролен блок за прекугранично балансирање, како и користење на постојните и изградба на нови централи (на пр. хидроакumulации, пумпно-акumulациони и капацитети на природен гас) на среден и долг рок. Употребата на опциите за одговор на побарувачката исто така ќе биде важна и во иднина („возила на мрежа“, „претворање на електрична енергија во топлинска“ и складирање во батерии).
 - **Креирање на регулаторната рамка и поддршка на релевантните јавни институции** овозможување на нови инвестиции во дистрибутивната мрежа и услугата „зад броилото“.
 - **Реализирање на планираните интерконекции на системот за пренос на природен гас** со Грција и другите земји, како и планот за гасификација. Со ова се очекува природниот гас, како транзициско гориво до 2050 година, во комбинација со ОИЕ да добие важна улога во замената на јагленот кој се користи во производствените капацитети за електрична енергија и индустријата во Сценариото за умерена транзиција и Зеленото сценарио. Новата прекугранична инфраструктура ќе ги диверзифицира рутите за снабдување со природен гас и ќе ја зголеми неговата конкурентноста на пазарот со енергенти.
 - **Овозможување на потребната инфраструктура за складирање резерви на нафтените продукти.**
3. **Декарбонизација:** во Зеленото сценарио во 2040 година емисиите на GHG се намалуваат за 61,5% во однос на 2005 година или 72,8% во однос на BAU сценариото, истовремено значително зголемувајќи го користењето на ОИЕ на одржлив начин достигнувајќи нивно учество од 45% во бруто потрошувачка на финална енергија. И покрај тоа што Северна Македонија има пониски емисии на стакленички гасови по глава на жител за ~ 30% во споредба со ЕУ, емисиите на стакленички гасови по БДП се пет пати повисоки од ЕУ во 2014 година. Две третини од вкупните емисии на стакленички гасови произлегуваат од согорувањето во енергетскиот сектор, при што трансформацијата на енергијата, индустријата и транспортот имаат најголемо учество. Сценариото за умерена транзиција и Зеленото сценарио покажуваат дека користењето на јагленот по 2025 година е неисплатливо, поради што воведувањето на јаглеродната цена треба да се смета за еден од важните фактори за намалувањето на CO₂ емисиите во производството на електрична и топлинска енергија. Во столбот декарбонизација со Стратегијата се препорачува:
- **Промовирање на користењето на ОИЕ на начин кој обезбедува одржлив развој.** Уделот на ОИЕ во вкупната потрошувачка на финална енергија се зголемува во сите сценарија, достигнувајќи 35-45% во 2040 година. Фотонапонските (ФН) и ветерните електроцентрали ќе бидат најбрзорастечки технологии за производство на електрична енергија во сите сценарија (до 1.400 MW ФН и 750 MW ветер), додека изградбата на нови мали хидроелектроцентрали треба внимателно да се проценат во однос на влијанијата врз животната средина наспроти придобивките од произведената електрична енергија.
 - **Стимулирање на ОИЕ за производство на електрична енергија** преку повластени тарифи и премии со аукции (доделени во тендерска постапка) во сите три сценарија, особено за периодот од 2020 до 2025 година.
 - **Електрифицирање на секторот греење и ладење** со примена на поефикасни топлински пумпи и системи за централно греење од термоелектрани-топлани на природен гас и биомаса (вклучувајќи и отпадна биомаса). Користење на големи топлински пумпи, отпадна топлина и капацитети за складирање на топлина во производството на топлинска енергија кај системите за централно греење. Електрификацијата во комбинација со мерките за ЕЕ ќе овозможи постепено намалување на неефикасната употреба на биомаса.
 - **Промовирање на комбинирани систем за топла вода** со користење на централно греење, електрична енергија и соларни термални системи.
 - **Зголемување на учеството на биогоривата до 10% во 2030 година и зголемен удел на електричните возила.** Се предвидуваат финансиски стимулации за купување на електрични возила, како и изградба на потребната инфраструктура на национално и на локално ниво.
 - **Зајакнување на улогата на општините и Град Скопје во енергетското планирање** со цел подобро пренесување на националните цели на локално ниво (на пример, повеќе ОИЕ и ЕЕ, производител-потрошувач („prosumer“), локалните загадувачи и сл.).
 - **Инсталирање опрема за контрола на локалните загадувачки материји** за да се исполнат барањата од Директива за големи постројки за согорување и Директивата за индустриски емисии, во случај на ревитализација на ТЕЦ Битола.
4. **Истражување, иновации и конкурентност:** Стратегијата ги минимизира вкупните трошоци на енергетскиот систем врз основа на оптимизација при најниски трошоци, земајќи ги предвид

специфичните услови во земјата. Во столбот истражување, иновации и конкурентност со Стратегијата се препорачува:

- **Вклучување на технологиите за енергетска транзиција во националните приоритети за истражување и развој** и стимулирање на соработката на научноистражувачките центри (институти, универзитети, развојни оддели и др.) со носителите на политики, индустријата, комуналните претпријатија, општините и здруженијата.
 - **Прилагодување на наставните планови поврзани со енергијата на сите образовни нивоа**, како и стимулирање на географската и меѓусекторската мобилност на истражувачите.
 - **Стимулирање на нови услуги и работни места, особено за малите и средни претпријатија (МСП)** во областа на ОИЕ и ЕЕ. Северна Македонија има позитивно деловно опкружување, што е многу добар предуслов за поддршка на овие МСП во зајакнувањето на нови инвестиции, намалување на невработеноста и стимулирање на севкупниот раст. Сепак, потребно е дополнително обезбедување на финансиска и техничка помош за МСП во енергетскиот сектор со цел да се олесни пристапот на претпријатијата кон надворешни услуги.
 - **Ревидирање на бизнис моделите на ЕСМ и другите клучни енергетски компании со поддршка на Владата** со цел справување со предизвиците што ги носи декарбонизацијата и либерализацијата на енергетскиот сектор и да се обезбеди конкурентност во иднина.
 - **Зголемување на капацитетите за повлекување на меѓународните донаторски фондови.** Во прв ред, ова се однесува на одговорните министерства кои треба да обезбедат ефективни единици за планирање, управување, мониторинг и оценување на донаторските проекти. Ова ќе овозможи и искористување на многуте непотрошени средства од меѓународните донатори и финансиските институции на кои земјата има право да ги користи, вклучително и искористување на фондовите поврзани со исполнување на обврските од Парискиот договор.
- 5. Законски и регулаторни аспекти: Стратегијата ја нагласува потребата од целосната усогласеност со *acquis* на Енергетската заедница (EnC *acquis*).** Донесениот Закон за енергетика во 2018 година го транспонира Третиот енергетски пакет во секторот за електрична енергија и природен гас, како и Директивата за ОИЕ. Во однос на ЕЕ, релевантните обврски од Договорот за Енергетската заедница за обезбедување усогласеност со *acquis* за ЕЕ се на различни нивоа на имплементација. Во столбот законски и регулаторни аспекти со Стратегијата се препорачува:
- **Усвојување на Законот за енергетска ефикасност како и на сите подзаконски акти кои произлегуваат од него.**
 - **Имплементирање на четири области од групата на климатска акција на Енергетската заедница** - Регулатива за механизам за следење, вградување на обврските поврзани со климатските промени во соодветните сектори, интегрирани национални енергетски и климатски планови, како и поставување цели за 2030 година (и евентуално понатаму). Продолжување со работа на работната група за клима и енергија, за да обезбеди подобра соработка меѓу институциите и поефикасно донесување одлуки.
 - **Имплементирање на *acquis* за животна средина на Енергетската заедница** кое ги вклучува:
 - Спроведување во пракса на Директивата за големи постројки за согорување.
 - Донесување на Законот за контрола на емисиите од индустријата како и транспозиција и имплементација на релевантните барања од Директивата за индустриски емисии (со краен рок 1 Јануари 2028 за постојните постројки).

Со цел да се постигне економски конкурентна транзиција, системот ќе има потреба од кумулативни капитални инвестиции кои се плаќаат веднаш (*overnight investments*) во опсег од 9,4 до 17,5 милијарди евра во периодот до 2040 година, во зависност од избраното сценарио. Енергетската ефикасност и инвестициите во ОИЕ се главен фокус на сите сценарија, што отвора можност за зголемен пристап до фондови кои ја признаваат важноста на проектите за енергетската транзиција - првенствено фондовите на ЕУ, како и меѓународните финансиски институции и донатори. Националниот буџет, исто така, ќе има улога како важна опција за финансирање на проектите за ОИЕ и ЕЕ, но и за ревитализацијата на ТЕЦ Битола. Најисплатливо сценарио е Зеленото сценарио. Кумулативните заштеди во Сценариото на умерена транзиција се проценети на 5,4 милијарди евра, додека во Зеленото сценарио проценката изнесува 7,4 милијарди евра.

Од гледна точка на реализација на трите сценарија, критична година е 2025, а одлуката за тоа што ќе се случи во оваа година треба да се донесе во 2020 најкасно во 2021 година. Ова бара итни дејства од релевантните чинители во енергетиката за да се започнат активности на сите нивоа на управување. Стратегијата препорачува да се формира Управен комитет, со кој ќе претседава заменик-претседател на Владата на РМ задолжен за економски прашања кој ќе биде одговорен за нејзино спроведување. Како прв чекор, Владата треба да изготви Програма за реализација на Стратегијата, во рок од шест месеци од денот на донесувањето на Стратегијата.

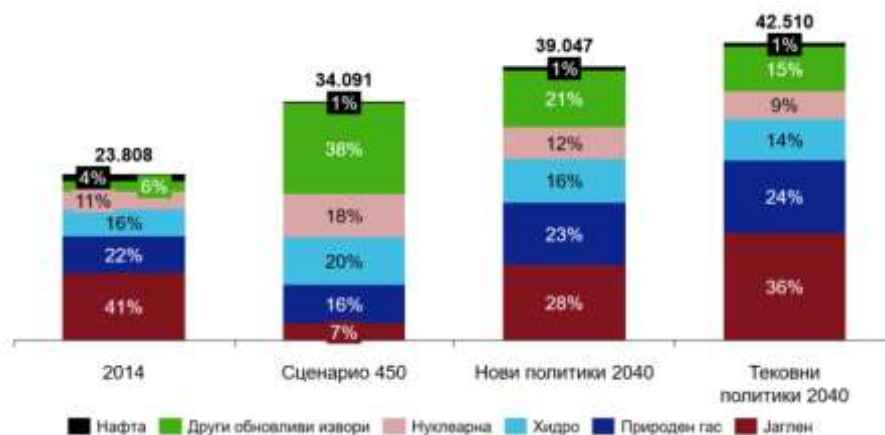
1 КОНТЕКСТ ЗА МАКЕДОНСКАТА СТРАТЕГИЈА ЗА ЕНЕРГЕТИКА ДО 2040

1.1 Релевантни глобални енергетски трендови

Глобалните енергетски трендови ги ставаат во преден план климатските промени и недостигот на ресурси. Паралелно со растот на глобалните потреби за достапна и сигурна енергија, светот се движи кон поголема употреба на ниско-јаглеродна енергија. По потпишувањето на Парискиот договор, светската енергетска индустрија почна да се менува. Како почист извор на енергија природниот гас го истиснува јагленот, а во исто време, обновливата енергија покажува брз раст како дел од светската енергетска трансформација. Се очекува земјите да дефинираат сè поамбициозни климатски цели за да не се дозволи пораст на глобалната температура поголем од 2°C, како и да вложат дополнителни напори за ограничување на тој пораст до 1,5 °C.

Ефикасна употреба на енергијата и обновливите извори се основа на енергетската транзиција. Горивата без јаглерод се очекува да имаат многу поголема улога во идната потрошувачка на примарна енергија, при што обновливите извори на енергија (ОИЕ) ќе имаат најголем пораст. Според Меѓународната агенција за енергетика (IEA) (Слика 1.1), Сценариото 450 претпоставува поефикасно користење на енергијата и повеќе ОИЕ кои ќе резултираат со значително помала потрошувачка на јаглен во споредба со 2014 година, а според Меѓувладиниот панел за климатски промени (IPCC), глобалната заедница ќе ја исполни својата минимална обврска од Парискиот договор (да го задржи глобалното затоплување до граница од 2°C). Сценариото за нови политики е сценарио што ги проектира идните трендови не само врз основа на постојното законодавство, туку, исто така, ја зема предвид и посветеноста на владите и на регионалните економски организации да ги трансформираат своите енергетски политики во периодот до 2040 година. Сценариото на тековни политики ги проектира идните трендови врз основа на постојното законодавство не претпоставувајќи значајни промени во глобалните политики за обновливите извори на енергија, климатските промени, фосилните горива, инвестициите во технологии итн.

Слика 1.1 Производство на енергија во светот по извори, 2014 - 2040, TWh



Извор: IEA World Energy Outlook, анализа на проектниот тим

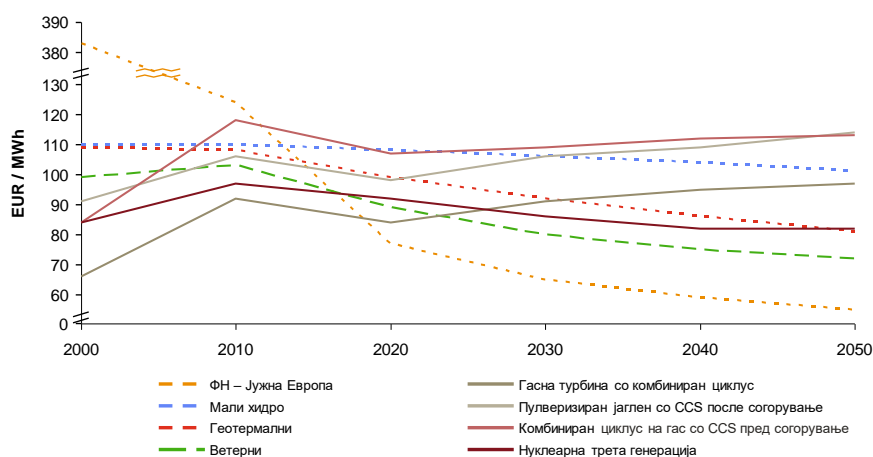
Сепак, има уште многу што треба да се направи според последниот специјален извештај на IPCC, што во 2018 година, претстави четири различни можни сценарија за да не дозволи поголем пораст на глобалната температура од 1,5 °C:

1. **Радикална промена:** побарувачката на енергија драматично се намалува како резултат на промените во општеството, бизнисот и технологијата, постигнувајќи скоро општество без јаглерод до 2050 година. Освен промените во земјоделските техники и пошумувањето, нема потреба од други технологии за отстранување на јаглеродот;
2. **Подобрена одржливост:** светот се фокусира на одржливост што ја прави побарувачката на енергија стабилна и покрај економскиот раст, и овозможува широка примена на ОИЕ со користењето на технологии за „зафаќање на јаглеродот“ за да се компензираат преостанатите емисии;
3. **Управуван раст:** општествениот и технолошкиот напредок продолжуваат во согласност со историските трендови, каде што побарувачката за енергија продолжува да расте, но со умерено темпо, при што, емисиите првенствено се намалуваат со преминот кон ОИЕ;
4. **Интензивна економија:** светската економија брзо расте трошејќи енергија со жестоко темпо, каде што големата потреба од енергија во транспорт и зголемената популација на добиток за прехранбени потреби емитуваат големи количини на емисии, додека технолошките подобрувања и агресивната употреба на технологиите за „зафаќање и отстранување на јаглеродот“ ги одржуваат нето емисиите под контрола.

Технолошкиот напредок ќе ја забрза енергетската транзиција. Напредокот во технологијата е заснован на нови случувања што се фокусираат на унапредување на енергетската ефикасност, ниско-јаглеродни технологии и складирање на енергија. Интензивното унапредување на енергетската ефикасност ќе ја забави побарувачката на енергија што ќе доведе до заштеда на енергија од 20% (Сценарио 450 vs Сценариото на тековни политики, Слика 1.1) со што се постигнува одвојување на Бруто домашниот производ (БДП) од потрошувачката на енергија со различен интензитет за развиените земји и за земјите во развој. Брзото инсталирање на капацитети од обновливи извори на енергија низ светот, особено ветерни и фотонапонски електроцентрали, ќе овозможи поголема улога на ОИЕ во глобалниот енергетски состав. Со таков удел на обновливи извори, складирањето на електричната енергија ќе има зголемена улога во енергетските системи.¹

Намалувањето на трошоците на технологиите за производство на електрична енергија од ОИЕ ги прави конкурентни на традиционалните извори на енергија. Од 2009 година, цената на произведената електрична енергија од фотонапонски и од ветерни електроцентрали се намалила речиси за 70% и 20%, соодветно. Според Референтното сценарио на ЕУ во периодот после 2020, произведената електричната енергија од ОИЕ ќе биде повеќина од електричната енергија од конвенционалните извори (Слика 1.2).

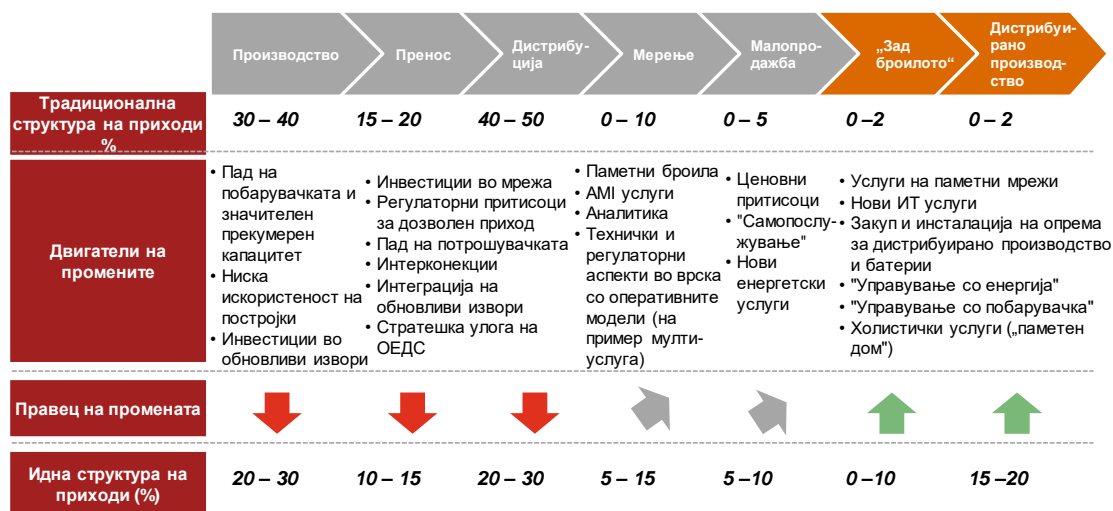
Слика 1.2 Трошоци за производство на електрична енергија, 2000 – 2050



Извор: Референтно сценарио на ЕУ 2016, анализа на проектниот тим

Новите енергетски трендови бараат иновации, агилност и нови бизнис модели низ целиот синџир на вредности. Според анкетата спроведена од консултантската компанија PwC, повеќе од 70% од извршните директори на енергетските компании во Европа сметаат дека постојните бизнис-моделите не се одржливи. Исто така, договорено е промените во бизнис-моделите да се воведуваат постепено, но континуирано, бидејќи трансформацијата на енергетскиот сектор е комплексна и влијае на голем број економски и социјални фактори. Новите трендови веќе започнаа со префрлување на фокусот од традиционалното централизирано производство, кон услуги на страната на потрошувачите („зад броилото“) и дистрибуирано производство (вклучувајќи ги и производителите-потрошувачи) (Слика 1.3).

Слика 1.3 Промени низ синџирот на вредности



Извор: Анализа на проектниот тим

¹ Складирањето на електрична енергија и обновливите извори на енергија: трошоци и пазари до 2030 година, IRENA











1.2 Цели и трендови на ЕУ

Европската енергетска унија е проект на Европската унија што обезбедува премин кон нискојаглеродна и конкурентна економија. Соочени со неизвесната побарувачка за енергија, нестабилните цени, нарушувањата во мрежата, и најважно, климатските промени, Европската унија (ЕУ) постави амбициозна политика за клима и ја усвои Стратегијата за енергетска унија, која се заснова на пет тесно поврзани столбови и димензии што меѓусебно се зајакнуваат:

1. Сигурност, солидарност и доверба: диверзификација на европските извори на енергија и обезбедување енергетска сигурност преку солидарност и соработка меѓу земјите-членки;
2. Целосно интегриран внатрешен енергетски пазар: овозможување слободен проток на енергија низ ЕУ преку соодветна инфраструктура и без никакви технички или регулаторни бариери;
3. Енергетска ефикасност: подобрената енергетска ефикасност ќе ја намали зависноста од увоз на енергија, ќе ги намали емисиите и ќе влијае на создавањето на нови работни места, како и на економскиот раст;
4. Климатска акција - декарбонизирање на економијата: активностите вклучуваат политики за да се биде светски лидер во ОИЕ, Шема за тргување на емисии (ETS), национални цели за сектори надвор од ETS, патоказ за мобилноста со ниски емисии;
5. Истражување, иновации и конкурентност: приоритизација и поддршка на истражувањето и иновациите во нискојаглеродните технологии и технологиите на чиста енергија, како двигател на транзицијата и унапредувањето на конкурентноста.

Како дел од долгорочната енергетска стратегија, ЕУ има поставено цели за 2020 и за 2030 година. Тие ги опфаќаат намалувањето на емисиите на стакленички гасови (GHG), подобрувањето на енергетската ефикасност и зголемениот удел на обновливите извори. ЕУ, исто така, има создадено Патоказ за енергија до 2050 година, за да ја постигне својата цел за намалување на GHG емисиите за 80-95% во споредба со нивото во 1990 година (Слика 1.4). Важно е да се напомене дека ако целите за ЕЕ и ОИЕ бидат целосно спроведени до 2030, намалувањето на емисии во 2030 ќе биде многу поголемо (речиси 45% наспроти сегашната цел од 40%) во однос на 1990 година.

Слика 1.4 Клучни карактеристики и насоки на енергетската политика

2020		2030		2050	
Цели  <p>20% намалување на емисиите на стакленички гасови</p>	Приоритети <ul style="list-style-type: none"> Забрзување на инвестициите во поефикасни објекти, транспорт и производи Градење паневропски енергетски пазар преку промоција на преносната мрежа, гасовите, терминали за CNG и друга инфраструктура Заштита на правата на потрошувачите и постигнување високи стандарди за енергетска сигурност Имплементација на системи за складирање на енергија Обезбедување добри односи со чинители кои не се од ЕУ 	Цели  <p>Најмалку 40% намалување на емисиите на стакленички гасови</p>	Нови политики и механизми <p>Нов ETS систем за тргување со емисии</p>	Цели  <p>80 - 95% намалување на емисиите на стакленички гасови</p>	Визија <ul style="list-style-type: none"> Трошоците за енергија се зголемуваат до 2030 година, а потоа се намалуваат 5 сценарија: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Висока ефикасност ✓ Диверзифицира на технологии за снабдување ✓ Високо ниво на ОИЕ ✓ Одложено CCS ✓ Нема нуклеарна енергија
 <p>20% енергија од обновливи извори</p>	 <p>Најмалку 32% енергија од обновливи извори</p>	 <p>50% енергија од обновливи извори</p>	Нов начин на управување базиран на националните планови за сигурност, конкурентност, економичност и одржливост	 <p>41% подобрување на енергетската ефикасност</p>	
 <p>20% подобрување на енергетската ефикасност</p>	 <p>Најмалку 32,5% подобрување на енергетската ефикасност</p>	 <p>Нов КPI За конкурентен, почист и сигурен енергетски систем</p>			

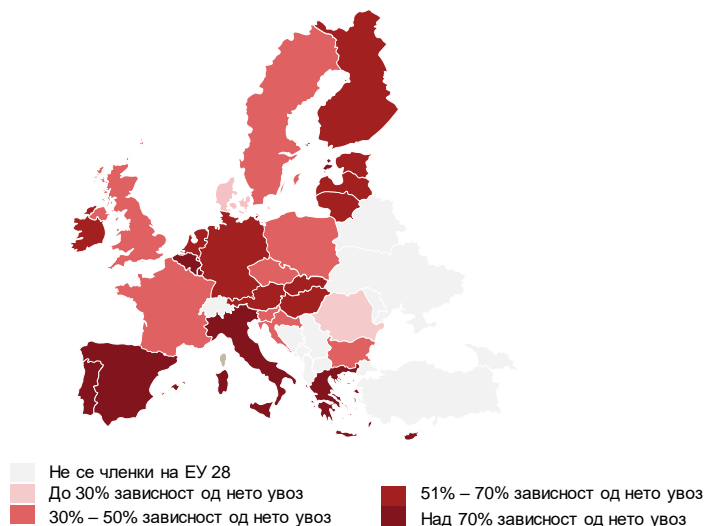
Извор: Европска комисија, анализа на проектниот тим

1.2.1 Сигурност, солидарност и доверба

Сите земји во Европската унија се изложени на одредено ниво на ризик во однос на сигурноста на снабдувањето. Клучните двигатели на енергетската сигурност се довршувањето на внатрешниот енергетски пазар на ЕУ, поголемата транспарентност и солидарност меѓу земјите-членки, како и поефикасната потрошувачка на енергија. Диверзификацијата на изворите на енергија, снабдувачите на енергија, како и правците на движење на енергијата се клучни за обезбедување сигурно и отпорно снабдување со енергија за европските граѓани и компании, кои очекуваат пристап до прифатлива и конкурентна цена на енергија во секое време. Во периодот 2000 - 2016 година, производството на примарна енергија е намалено за речиси 20%, додека во исто време потрошувачката на примарна енергија е намалена за околу 5%. Во 2016 година, зависноста на ЕУ од увозот на

примарна енергија изнесуваше 55%, особено на фосилните горива (60% нафта и 30% природен гас) со што се изврши притисок врз сигурноста на снабдувањето (Слика 1.5). Ова се однесува на секоја земја-членка, меѓутоа тоа е понагласено во помалку интегрираните и поврзани региони како Балтички и Источна Европа. Шест земји-членки (Бугарија, Естонија, Финска, Словачка, Латвија и Литванија) се 100% зависни од еден единствен извор на снабдување со природен гас, од Русија, додека три земји-членки (Естонија, Латвија и Литванија) зависат од надворешен оператор на електропреносен систем.

Слика 1.5 Нето увоз на енергија на земјите од ЕУ-28, 2016 година



*Забелешка: стапката на зависност го покажува степенот до кој економијата се потпира на увозот за да ги задоволи своите енергетски потреби. Се мери со учеството на нето-увозот (увоз-извоз) во потрошувачката на примарната енергија
Извор: Еуростат; Европска стратегија за енергетска сигурност; анализа на проектниот тим*

ЕУ се справува со предизвикот на сигурност во снабдувањето преку развивање механизми за солидарност, физичка инфраструктура и усогласување на надворешните енергетски политики. Една од мерките е зајакнување на механизмот за итни случаи/солидарност со фокус на резервите на сурова нафта и нафтени продукти, спречување и ублажување на ризикот од снабдување со природен гас, физичка заштита на критичната инфраструктура и воведувањето механизми на солидарност меѓу земјите-членки. Втората приоритетна област вклучува диверзификација на изворите за увоз на природен гас преку гасоводи и течен природен гас (LNG), како и диверзификација на снабдувањето со нуклеарно гориво за производство на електрична енергија. Третиот пакет мерки е да се има единствен пристап во надворешните енергетски политики што се целосно во согласност со законодавството и политиките на ЕУ за сигурност во снабдувањето, како и да се користи ангажманот на политичко ниво на ЕУ за поддршка на комерцијалните договори од областа на енергетиката, особено на природниот гас.

1.2.2 Целосно интегриран внатрешен енергетски пазар

ЕУ ја усвои политиката на TEN-E и финансира проекти од заеднички интерес. Рамката TEN-E е фокусирана на шест региони, кои покриваат инфраструктура за електрична енергија, природен гас и нафта (Слика 1.6). Секои две години, почнувајќи од 2013 година, Европската комисија подготвува листа на Проекти од заеднички интерес (PCI) кои се клучните проекти за прекугранична инфраструктура што ги поврзуваат енергетските системи на ЕУ. Последната, трета листа на PCI се состои од 173 проекти: 106 за пренос на електрична енергија и складирање, 4 за паметни мрежи, 53 за природен гас, 6 за нафта и 4 за прекугранични мрежи за транспортирање на јаглероден диоксид.

Интегрираниот пазар на електрична енергија овозможува намалување на големопродажната цена на електричната енергија и соработка меѓу земјите во случај на криза. ЕУ поставува цел за интерконекција за да обезбеди развој на електропреносната мрежа, така што секоја земја треба да има преносни капацитети што овозможуваат најмалку 10% од електричната енергија произведена од нејзините електроцентрали да се пренесе надвор од границите кон соседните земји. Оваа цел веќе ја достигнаа 17 земји-членки.

Потребен е понатамошен развој и интеграција на мрежата за природен гас на Балтикот и во Југоисточна Европа. Покрај развојот на критичната инфраструктура, потребни се мрежни правила за регулирање на прекуграничната трговија и користење на инфраструктурата.

Слика 1.6 Транс-европска енергетска мрежа

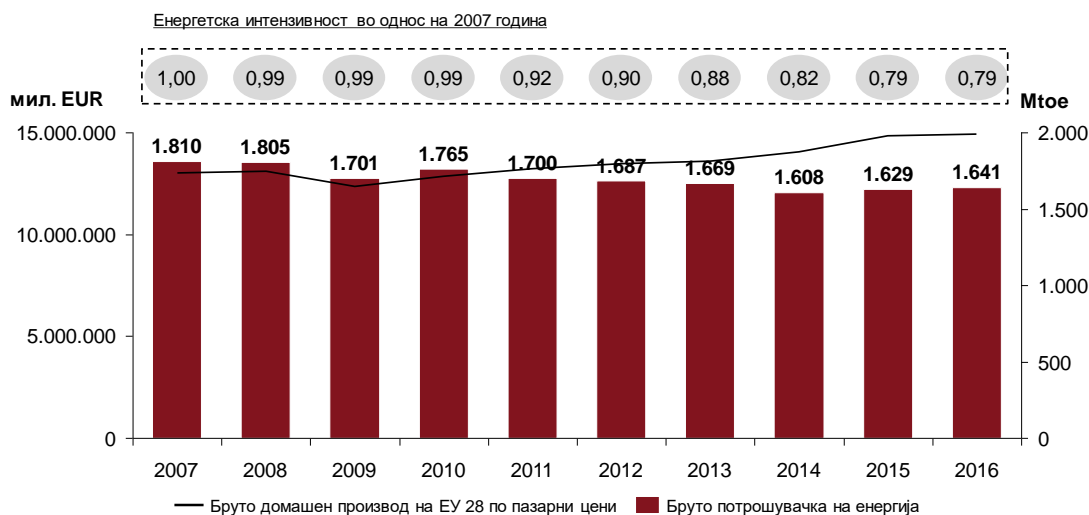


Извор: Европска Комисија, Транс-европски енергетски мрежи

1.2.3 Енергетска ефикасност

Мерките за енергетска ефикасност доведуваат до намалување на енергетскиот интензитет. Бруто потрошувачката на енергија се одвојува од БДП, што резултира со помал енергетски интензитет на ниво на ЕУ (21% помало ниво во 2016 година споредено со 2007 година) (Слика 1.7). Најголемите заштеди на енергија се постигнати во секторите индустрија и домаќинства, додека заштедите во комерцијалниот и услужен сектор, транспортот и секторот за производството на електрична енергија и топлина се помали. Бидејќи секторот за греење и ладење изнесува ~50% од потрошувачката на енергија во ЕУ, Комисијата во 2016 година предложи Стратегија за поефикасно и одржливо греење и ладење. Дополнително, постојат три главни директиви кои промовираат енергетска ефикасност: Директивата за енергетска ефикасност, Директивата за енергетски карактеристики на згради, како и Директивата за означување и стандардни информации за потрошувачката на енергија и други ресурси на производите кои користат енергија.

Слика 1.7 Потрошувачката на енергија во ЕУ и БДП



Извор: Еуростат Комплетни енергетски биланси - годишни податоци; Еуростат - примарен домашен производ по пазарни цени; анализа на проектниот тим

1.2.4 Климатска акција – декарбонизација на економијата

ETS и механизмот за споделување напори се главните мерки за намалување на GHG емисиите. За да ги исполни обврските за намалување на GHG емисиите, ЕУ има поставено цели за ETS секторите и оние што не се во ETS (Слика 1.8). Целта на ETS е поставена на европско ниво, додека целите за секторите кои не се во ETS се спроведуваат на ниво на земја-членка на ЕУ. Земајќи го предвид својот економски раст секоја земја има поставено сопствени цели за секторите кои не се во ETS. Ова значи дека земјите од ЕУ со помал БДП по глава на жител имаат помали придонеси, бидејќи нивниот очекувано повисок економски раст веројатно ќе придонесе за создавање на повеќе емисии, додека наспроти тоа, поразвиените земји во ЕУ имаат поголеми придонеси во намалувањето на емисии.

Слика 1.8 Мерки и цели за намалување на емисиите на стакленички гасови (GHG)

	Шема за тргување на емисии на ЕУ (ETS)	Споделување напори
Опис	<ul style="list-style-type: none"> Шемата е систем „ограничи и тргувај“ (cap-and-trade), кој обезбедува економски стимулации за главните сектори - емитери на CO₂ во секоја земја-членка 	<ul style="list-style-type: none"> Законодавството за споделување напори утврдува задолжителни годишни цели за GHG емисиите за земјите-членки за периодите 2013-2020 и 2021-2030
Вклучени сектори	<ul style="list-style-type: none"> Производство на електрична енергија Енергетски интензивни индустриски сектори¹ Авијација 	<ul style="list-style-type: none"> Сектори што не се вклучени во ETS <ul style="list-style-type: none"> Транспорт Земјоделство Градежништво Отпад
% од GHG емисии на ЕУ	45%	n/a
Цел на ЕУ за намалување на емисиите, 2020 vs 2005	-21%	-10%
Цел на ЕУ за намалување на емисиите, 2030 vs 2005	-43%	-30%

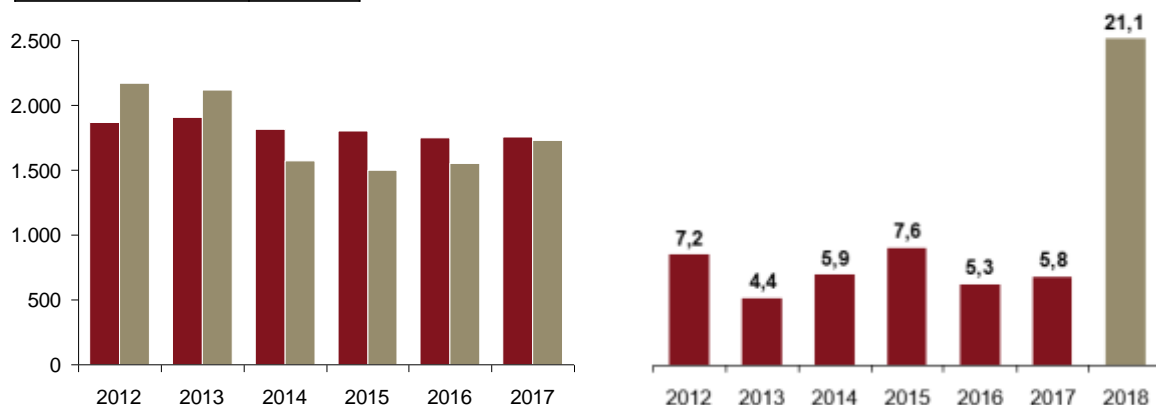
Забелешка: 1) Енергетски интензивните индустриски сектори вклучуваат големи локации за согорување, рафинерии за нафта, челичарници и производство на железо, алуминиум, метали, цемент, вар, стакло, керамика, пулпа, хартија, картон, киселини и големи количества органски хемикалии

Извор: Избор на сектори и покриеност на стакленички гасови под ETS Некои погледи од ЕУ; анализа на проектниот тим

Во изминатите неколку години, високото ниво на алоцирани дозволи предизвикаа ниски аукциски цени на јаглерод. Со цел да се зголемат цените на јаглеродот, ЕУ го намали обемот на аукција за 400 милиони дозволи во 2014 година, што доведе до тројно зголемување на цената на јаглерод во 2018 година. Трендот на пораст на цените на јаглерод се очекува да продолжи и во иднина, предизвикувајќи дополнителен притисок врз капацитетите кои користат конвенционалните извори на енергија (Слика 1.9 и Слика 1.10).

Слика 1.9 ETS - Алоцирани дозволи наспроти верификувани емисии, Mt CO₂ eq

CAGR 2012 - 2017 (%)	
Верификувани емисии	-1,2%
Алоцирани дозволи	-4,4%

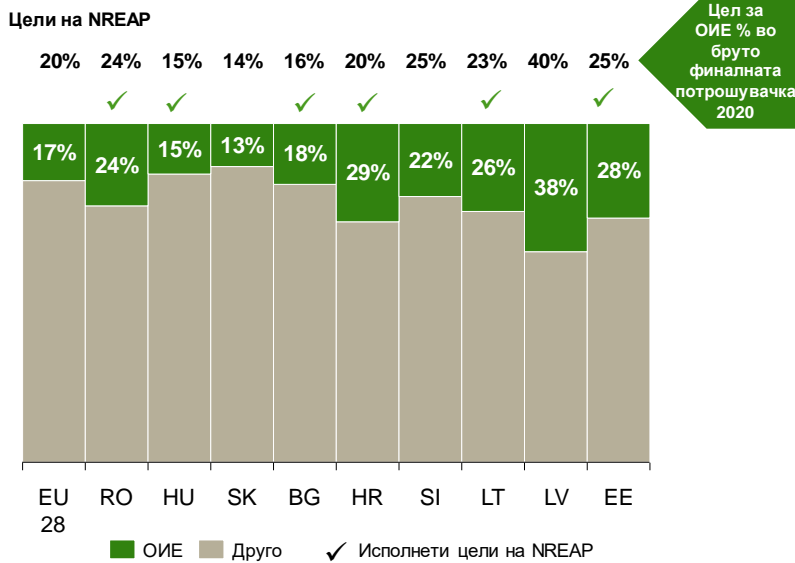


Source: Еуростат, Европска енергетска берза, анализа на проектниот тим

Зголемување на обновливите извори се овозможува со помош на механизми за поддршка кои се засновани на пазарни принципи. Секоја земја-членка си поставува своја сопствена цел (Слика 1.11) и индикативна траекторија во својот Национален акциски план за ОИЕ (NREAP). ЕУ усвои насоки за шеми за поддршка на енергија од ОИЕ, што укажува на тоа дека финансиската поддршка за ОИЕ треба да се ограничи на она ниво што е неопходно за зголемување на нивната конкурентност на пазарот на енергија. ЕУ, исто така, сугерира дека шемите за поддршка треба да бидат флексибилни и да одговорат на намалувањето на цената на технологиите. Со усовршувањето на технологиите, шемите за поддршка треба постепено да се трансформираат

од повластени тарифи во повластени премии со аукции и други инструменти за поддршка кои ќе ги поттикнат производителите да одговорат на развојот на пазарот.

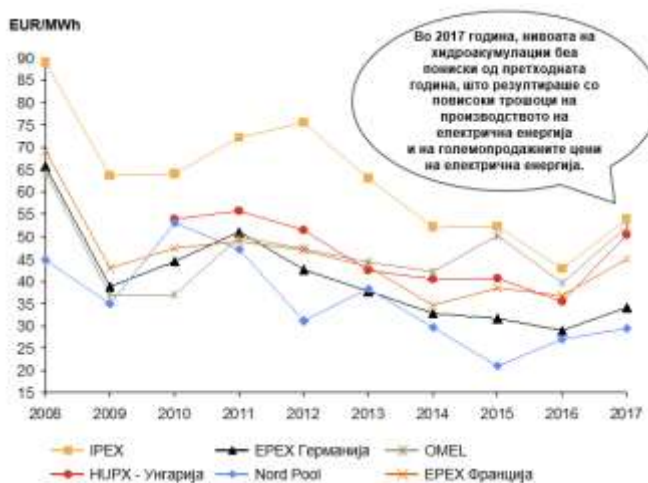
Слика 1.11 Преглед на исполнувањата на целите на ЕУ за ОИЕ во земјите-членки во Централна и Источна Европа (ЦИЕ), 2016



Извор: Еуростат, анализа на проектниот тим

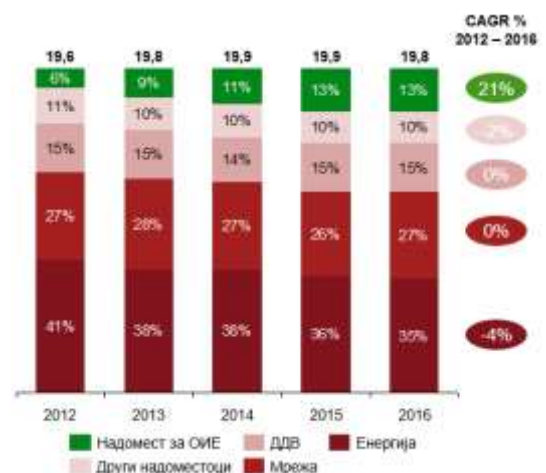
Падот на големопродажните цени на електричната енергија предизвикан од пониските маргинални трошоци за ОИЕ не се одрази на крајните корисници поради зголемувањето на надоместоците за ОИЕ. Ниските маргинални трошоци за електрична енергија произведена од фотонапонски и ветерни електроцентрали, овозможуваат овие технологии да бидат на високо место на листата со приоритетно подредување (Мерит ордер), што прави електрична енергија произведена од конвенционални извори во одредени моменти да биде надвор од побараните количини на електрична енергија на пазарот. Цената на електричната енергија за домаќинствата во 2016 година се зголеми за 1,5% во однос на 2012 година, достигнувајќи 19,83 €/kWh. Во истиот период, падот на големопродажната цена беше надополнет со надоместоци за ОИЕ (Слика 1.12 и Слика 1.13).

Слика 1.12 Тренд во големопродажната цена на електричната енергија во ЕУ 2008 - 2017 EUR/MWh



Извор: GME(Gestori Mercati Energetici), HUPX, анализа на проектниот тим

Слика 1.13 Просечни малопродажни цени на електрична енергија во ЕУ за домаќинствата, 2012 – 2016, €/kWh



Извор: ACER Market Monitoring Report 2016 – Пазари на електрична енергија и гас, анализа на проектниот тим

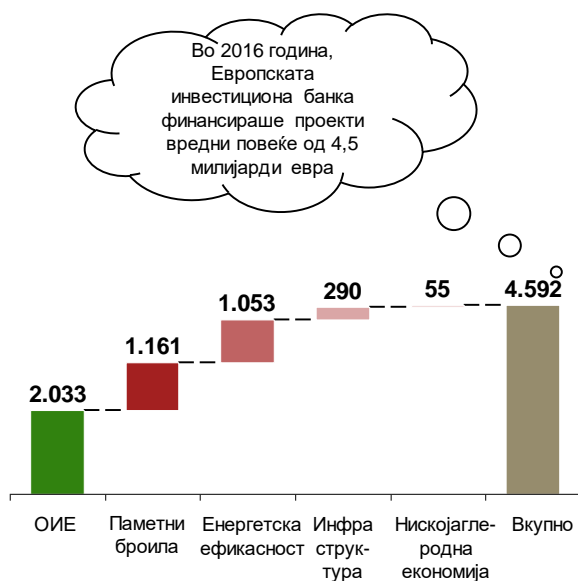
1.2.5 Истражување, иновации и конкурентност

Хоризонт 2020 е клучен финансиски механизам за енергетски истражувања и иновации во ЕУ. Хоризонт 2020 е најголемата европска програма за истражувања и иновации со речиси 80 милијарди EUR достапни средства во текот на 7 години (2014-2020). Тој опфаќа седум општествени предизвици, вклучувајќи сигурна, чиста и ефикасна енергија, паметен, зелен и интегриран транспорт, како и климатска акција, животна средина,

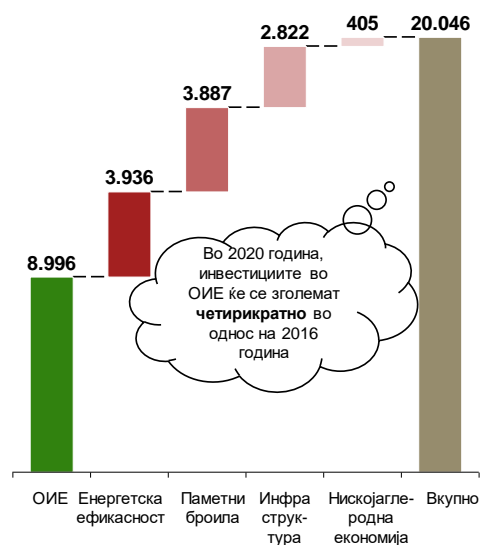
ефикасност на ресурси и суровини. Главниот фокус на општествениот предизвик поврзан со енергијата е на енергетската ефикасност, нискојаглеродните технологии, паметните градови и заедници, како и на Стратешкиот план за енергетски технологии (SET План) како централен дел од политиката за истражувања и иновации.

Целта на активностите на ЕУ за истражување, развој и иновации е да ја следат агендата за декарбонизација на економичен начин и да го зајакнат своето лидерство во производството на нискојаглеродни и енергетско ефикасни технологии. Финансиските инструменти треба да играат сè поважна улога за да го исполнат овој предизвик. Во 2016 година, најголемиот дел од инвестициите во енергетски проекти беа поврзани со ОИЕ, што исто така се очекува да биде најголемата инвестициска област во 2020 година (Слика 1.14 и Слика 1.15). Како дел од Третиот енергетски пакет, земјите-членки се обврзани да обезбедат имплементација на паметни мерни системи. И покрај тоа што во енергетски проекти веќе се инвестирани огромни финансиски ресурси, се проценува дека за постигнување на целите на ЕУ за енергија и клима, годишниот износ неопходен за потребното производство на електрична енергија е 54-80 милијарди EUR во периодот од 2021 до 2050 година.

Слика 1.14 Инвестиции во енергетски проекти во 2016 година, мил. EUR



Слика 1.15 Очекувани инвестиции до 2020 година, мил. EUR



Source: Европска комисија - Инвестицискиот план за Европа и енергетика

1.3 Макроекономски преглед на Северна Македонија

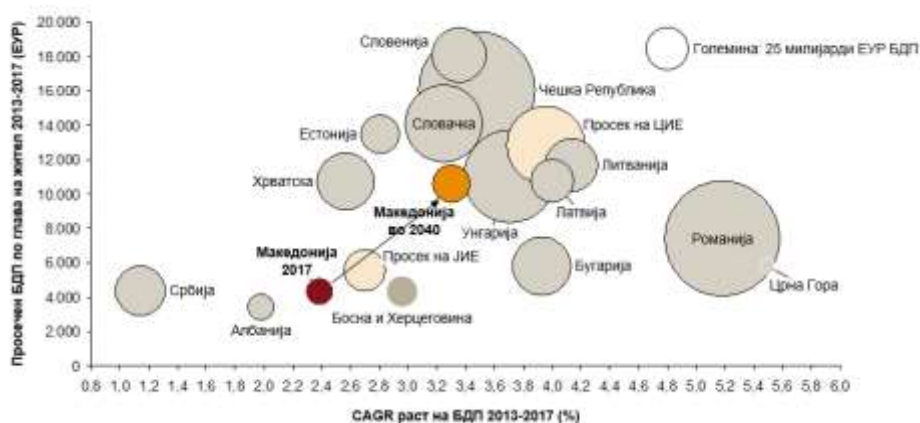
1.3.1 Вовед

Северна Македонија како Договорна страна на Енергетската заедница и земја-кандидат за ЕУ е подготвена да ја следи Европската енергетска политика и се обврзува да ги транспонира и имплементира директивите и регулативите на ЕУ за енергетика. На Северна Македонија ѝ беше доделен кандидатскиот статус за влез во Европската унија во 2005 година. Од 2009 година, Комисијата му препорача на Советот да отпочне преговори за членство со Северна Македонија. Во 2018 година, Комисијата, препорача преговорите со Северна Македонија за пристапување да бидат отворени во 2019 година.

1.3.2 Бруто домашен производ и невработеност

Развојот на БДП до 2040 година е така проектиран да ја приближи Северна Македонија до денешните економии во регионот на Централна и Источна Европа (ЦИЕ). БДП, како најважна мерка за економска активност на земјата, покажува дека Северна Македонија во 2017 годна е релативно блиску до просекот на ЈИЕ, но заостанува зад регионот на ЦИЕ. Земајќи ги предвид проекциите на Меѓународниот монетарен фонд и Министерството за финансии, се предвидува во периодот до 2040 година просечна стапка на пораст на БДП од 3,3%. Оваа стапка на пораст на БДП може да се очекува за земја во развој и ќе овозможи приближување кон просечното ниво на БДП по глава на жител (период 2013-2017) во развиените земји од ЦИЕ (Слика 1.16).

Слика 1.16 Трендови на БДП во ЦИЕ и ЈИЕ

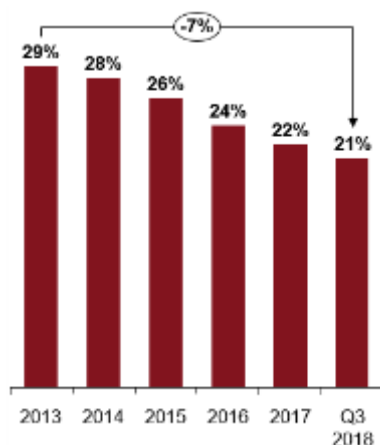


Забелешка: ЈИЕ ги вклучува AL, BA, BG, HR, MK, RS, ME, SI и RO; ЦИЕ ги вклучува HU, LV, LT, CZ, EE и SK; Проекциите за раст на БДП за Северна Македонија ги земаат предвид стапките на раст од 3,3% на годишно ниво.

Извор: Еуростат, СБ, проекции на БДП на Владата на Северна Македонија, анализа на проектниот тим

Северна Македонија е на второ место според стапката на невработеност во регионот, но во текот на годините покажува позитивен тренд (Слика 1.17 и Слика 1.18). Покрај тоа, вработеноста се карактеризира со неповолна полова структура, која останува непроменета во подолг временски период поради нестабилните економски и социјални услови, како и нерамнотежата помеѓу достапните и потребните профили на пазарот на трудот. Стапката на вработеност кај женската популација во вториот квартал од 2018 година изнесува 39,5% (298.618 жени) што е значително пониска од стапката на вработеност од 60,5% (456.455 мажи).

Слика 1.17 Стапка на невработеност во Северна Македонија, 2013–Q3 2018, %



Извор: Еуростат, економија на тргување; анализа на проектниот тим

Слика 1.18 Стапка на невработеност во ЦИЕ и во ЈИЕ, 2018, %



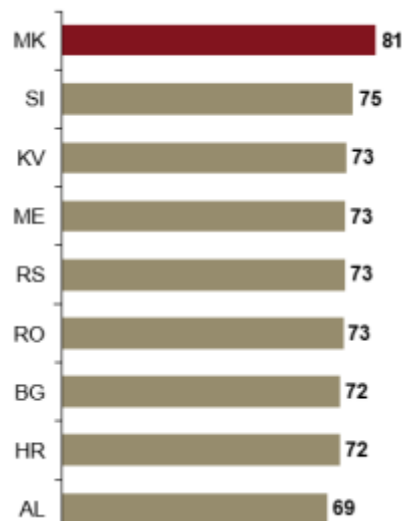
Северна Македонија има позитивно деловно опкружување за да обезбеди можности за малите и средните претпријатија во областите на ОИЕ и енергетска ефикасност. Според извештајот Doing Business 2018 на Светската банка, Северна Македонија е рангирана на 4-то место од 190 земји во започнувањето на бизнис, што е многу добар предуслов за поттикнување на нови инвестиции и зголемување на вработеноста. Таквите околности обезбедуваат нови можности за помалите и локалните бизниси. Северна Македонија има највисок кумулативен индекс за бизнис клима во споредба со земјите од регионот, а особено се истакнува во областа на отпочнување бизнис, плаќање даноци и справување со градежни дозволи. Сепак, има простор за подобрување при регистрација на имотот и спроведувањето договори, бидејќи нивното рангирање е најлошо во споредба со другите категории (Слика 1.19 и Слика 1.20). Се очекува дека идните инвестиции, вклучувајќи ги и инвестициите во енергетскиот сектор (особено ОИЕ и енергетската ефикасност), би можеле да имаат позитивно влијание врз намалувањето на стапката на невработеност во земјата, како и врз економскиот раст.

Слика 1.19 Бизнис клима по категорија, 2017

Категорија	Опис	Глобална позиција (од 190)
Започнување бизнис	Процедуре потребни за еден претприемател да започне бизнис (време и трошоци)	4
Справување со градежни дозволи	Процедуре потребни за усогласување со прописите за градба (време и трошоци)	11
Приклучување електрична енергија	Време и трошоци за добивање приклучок за електрична енергија, како и сигурност на снабдувањето и транспарентност на тарифите	29
Регистрација на имот	Ефикасна административна процедура во врска со земјиштето, потребна за формално пренесување на имотот	48
Добивање заем	Се однесува на детални информации за заемот и силата на законските права	16
Заштита на малцинските инвеститори	Заштита од конфликт на интереси и права на акционерите во корпоративното управување	13
Плаќање даноци	Се однесува на даночните стапки и комплексноста на даночната администрација	9
Презгранична трговија	Време и трошоци поврзани со логистичкиот процес на извоз и увоз	27
Спроведување на договори	Време и трошоци за решавање на стандарден комерцијален спор преку локалниот првостепен суд	36
Решавање на несолеветност	Време, трошоци и исход на поставите за несолеветност кои вклучуваат локални правни лица	32

Извор: Извештај на Светската банка – извештај Doing Business 2018, анализа на проектниот тим

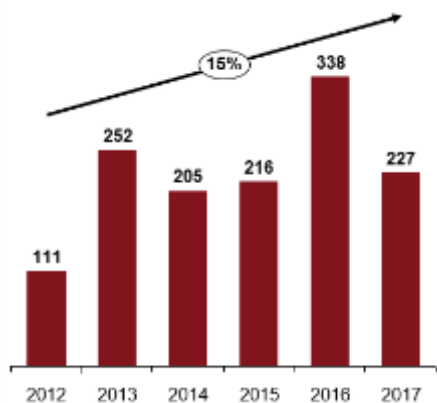
Слика 1.20 Бизнис клима во споредба со земјите во регионот, 2017



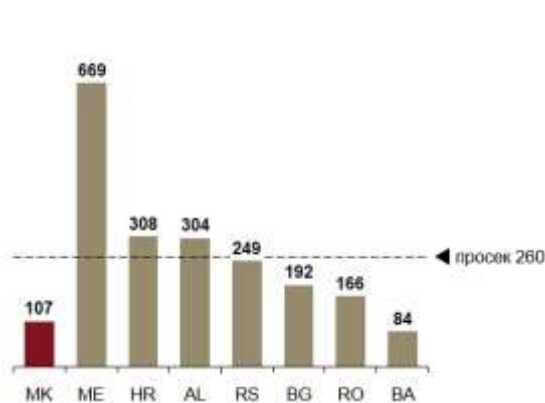
1.3.3 Странски директни инвестиции

Енергетскиот сектор може да придонесе за привлекување директни странски инвестиции. Процесот на глобализација ја зголеми важноста на директни странските инвестиции, особено за земјите во развој како што е Северна Македонија. Поради ограничениот внатрешен финансиски и инвестициски капацитет, интересот на сите земји во развој е да се постигне поповолна инвестициска клима и подобри работни услови. Дополнително, влезот на новите странски компании може да ги стимулира домашните компании да го подобрат нивниот бизнис, а со тоа значајно да се поттикне развојот на пазарот. На подолг рок, таквите економски трендови создаваат позитивни екстерналии. Странските директни инвестиции во Северна Македонија изнесуваат 225 мил. EUR годишно или 107 EUR по глава на жител, што е значително пониско од регионот (Слика 1.21 и Слика 1.22).

Слика 1.21 Странски директни инвестиции – прилив во Северна Македонија, 2012 – 2017, мил. EUR



Слика 1.22 Странски директни инвестиции по глава на жител – прилив во регионот, просек 2012 – 2017, мил. EUR



Забелешка: Земји анализирани за регионот се БиХ, Романија, Бугарија, Србија, Албанија, Хрватска и Црна Гора
Извори: Обединети нации – World Investment Report 2018, анализа на проектниот тим

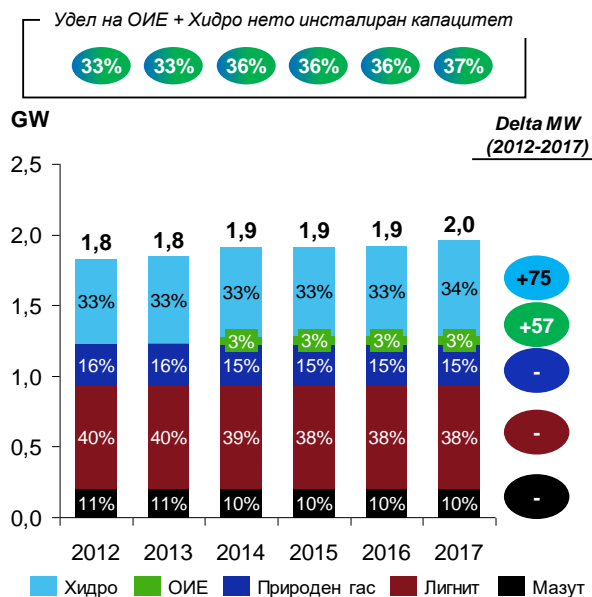
1.4 Преглед на македонскиот енергетски сектор

1.4.1 Интеграција и сигурност на енергетските пазари

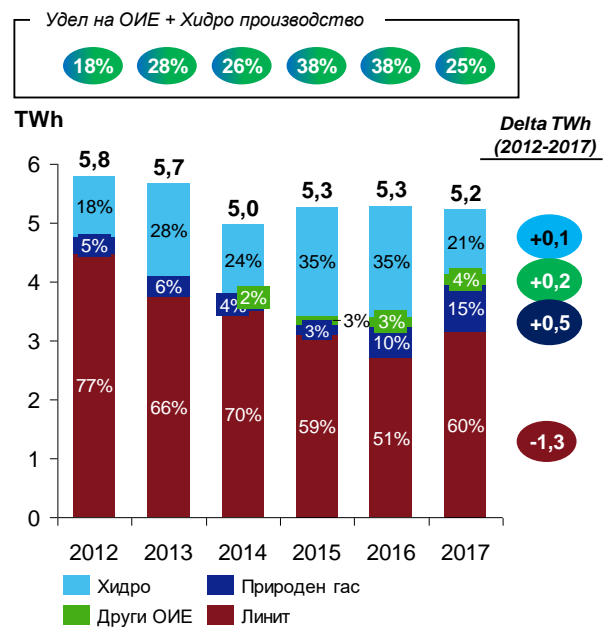
1.4.1.1 Електрична енергија

Термоелектроцентрали на јаглен и хидроелектроцентрали се главните производни капацитети во Северна Македонија. Вкупниот инсталиран капацитет за производство на електрична енергија во Северна Македонија изнесува 2,06 GW со ~48% термоелектроцентрали, ~ 34% големи и мали хидроелектроцентрали, ~ 15% комбинирани постројки на природен гас и ~ 3% други обновливи извори на енергија. Главен чинител во Северна Македонија за производство на електрична енергија е претпријатието во државна сопственост Електрани на Северна Македонија (ЕСМ), со ~70% од вкупниот инсталиран капацитет. ЕСМ е сопственик на двете големи термоелектроцентрали на јаглен, Битола и Осломеј. Во последниве години производството на електрична енергија од јаглен постепено се намалува до ~ 60% во 2017 година. Од друга страна, вкупниот капацитет на ОИЕ со текот на годините се зголемува и во 2017 година учествува со 37% во вкупниот инсталиран капацитет, што доведе до зголемување на производството на електрична енергија од ОИЕ до 25% во вкупното производство во 2017 година (Слика 1.23 и Слика 1.24).

Слика 1.23 Нето инсталиран капацитет, 2012 – 2017, MW



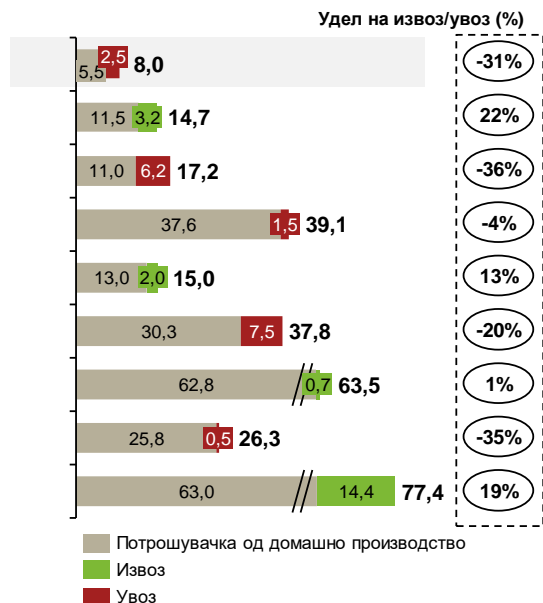
Слика 1.24 Нето производство, 2012-2017 (TWh)



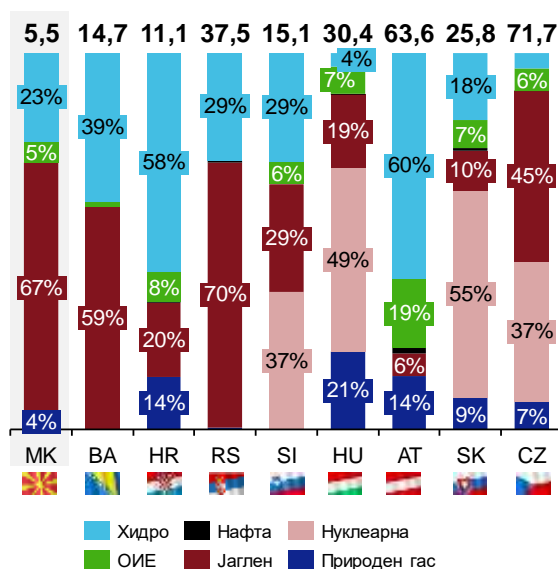
Забелешка: „Хидро“ ги вклучува и големите (главно акумулации) и малите хидроелектроцентрали (главно проточни)
Извор: РКЕ, МАНУ, анализа на проектниот тим

Северна Македонија има релативно висока зависност од увоз на електрична енергија во регионот. Потрошувачката на електрична енергија во Северна Македонија се намалува од 2010 до 2016 со просечна годишна стапка од 3,7%, најмногу како резултат на потрошувачката во индустријата. И покрај намалувањето на потрошувачката, просечниот удел на увозот во разгледуваниот период изнесува ~30% од вкупната потрошувачка на електрична енергија. Во споредба со земјите во регионот, Северна Македонија, заедно со Хрватска и Словачка, има еден од највисоките удели на увозот на електрична енергија во вкупните потреби од електрична енергија (Слика 1.25 и Слика 1.26).

Слика 1.25 Биланс на електрична енергија, просек за периодот 2010 – 2016, TWh/година



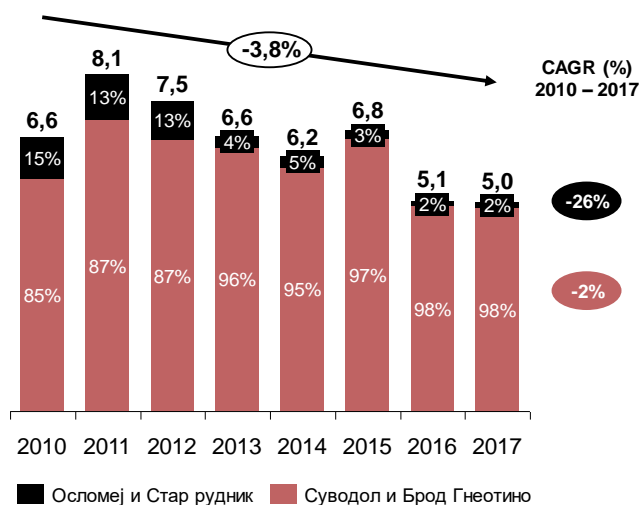
Слика 1.26 Домашно производство на електрична енергија, просек за периодот 2010 – 2016, TWh/година и учество по енергенти



Извор: Статистички извештај ENTSO-E 2015, PKE, анализа на проектниот тим

Суводол и Брод Гнеотино се најголемите рудници (~98% од вкупниот јаглен произведен за енергетска трансформација). Имајќи предвид дека електричната енергија произведена во термоелектроцентрали на јаглен сочинува ~60% од вкупното домашно производство, потребно е доволно и континуирано снабдување со јаглен. Производството на јаглен што се користи за енергетска трансформација се намалува со просечна годишна стапка од 3,8% од 2010 до 2017 година (Слика 1.27). Најзначајниот рудник за јаглен, во однос на произведената количина, е рудникот Суводол, кој произведува 68% до 88% од вкупниот јаглен произведен за енергетска трансформација во зависност од годината. Се состои од површински коп кој се искористува од 1979 година и се очекува да се затвори во 2020 година и Подинска јагленова серија (ПЈС) од понизок слој, чија експлоатација е започната. Вториот најзначаен рудник е Брод-Гнеотино, кој се наоѓа во близина на рудникот Суводол и произведува 10% - 30% од вкупниот јаглен за енергетска трансформација. Рудникот Осломеј моментално произведува помалку од 2% од вкупниот јаглен за енергетска трансформација (Слика 1.28).

Слика 1.27 Годишно производство на јаглен, 2010 – 2017, Mt



Забелешка: 1) Индикативна проценка врз основа на резервите што може да се експлоатираат во 2014 година и просечното годишно производство

Извор: Годишни извештаи на ЕЛЕМ 2010-2017 година, Анализа на достапноста на лигнит во Република Северна Македонија, Стратегија за развој на енергетиката во Република Северна Македонија за периодот до 2035 година; анализа на проектниот тим

Слика 1.28 Тековни резерви на лигнит за експлоатација, 2014, Mt

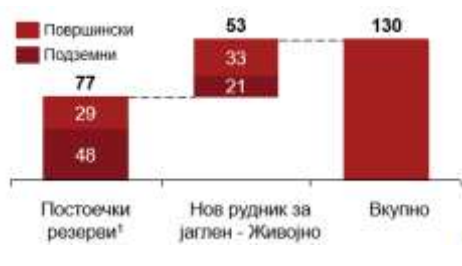


На среден рок ресурсите на јаглен за ТЕЦ Битола се ближат до исцрпување. Рудниците Суводол и Брод Гнеотино се користат за снабдување на ТЕЦ Битола. Со оглед на проценетите резерви на искористлив јаглен во 2014 година и годишниот капацитет за производство, новата ПЈС се проценува дека има преостанат произведен

капацитет од ~16 години, а Брод-Гнеотино ~11,5 години. Површинскиот рудник Суводол се приближува до исцрпување. Со оглед на проектиранта просечната годишна потрошувачка на јаглен на ТЕЦ Битола од ~5 Mt, се проценува дека преостанатиот резервите во областа се доволни за уште ~ 15,4 години. Според петгодишниот инвестициски план на ЕСМ 2018-2022, пуштањето во употреба на новиот рудник Живојно би можело да го зголеми снабдувањето со јаглен на ТЕЦ Битола за уште ~10,6 години (Слика 1.29).

ТЕЦ Осломеј се соочува со предизвици за сигурно снабдување со јаглен. ТЕЦ Осломеј се снабдува исклучиво од рудникот Осломеј кој е речиси исцрпен и произведува помалку од 300 kt јаглен годишно. Поради слабото снабдување со јаглен, ТЕЦ Осломеј работи со ограничени капацитети. Според инвестицискиот план на ЕСМ 2018-2022, не се очекува пуштање во погон на нови резерви во близина на ТЕЦ Осломеј поради социо-еколошки причини (Слика 1.30). Поради тоа, се разгледувани и можности за други извори на снабдување, како што е увозот на висококалоричен јаглен, користењето на домашните ресурси од други рудници или премин на други енергенти.

Слика 1.29: Планиран развој на резерви за експлоатација – Битола, мил. t, 31.12.2014



Слика 1.30: Планиран развој на резерви за експлоатација – Осломеј, мил. t, 31.12.2014



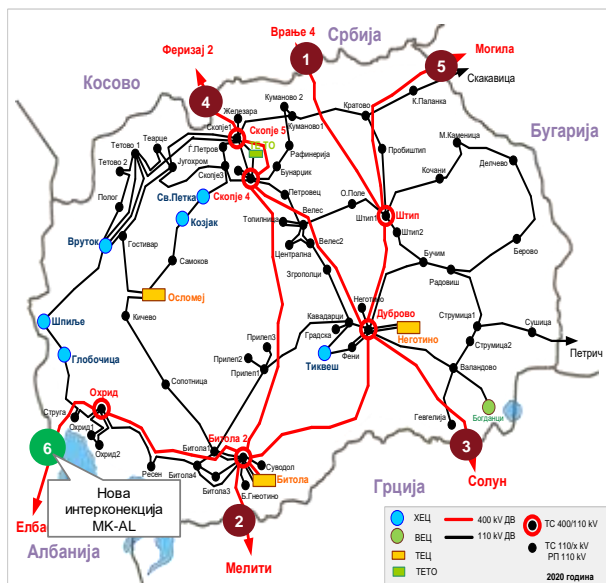
Забелешка: 1) Податоците за постоечките резерви се од 31.12.2014

Извор: План на ЕСМ за развој и инвестиција 2018-2022; Анализа на достапноста на лигнит во Република Северна Македонија, анализа на проектниот тим

Северна Македонија има добро развиена преносна мрежа со пет точки за интерконекција. Вкупната преносна мрежа е со должина од: 577 km на 440 kV и 1.601 km на 110 kV. Македонскиот електропреносен систем оператор (МЕПСО) како оператор на електропреносниот систем (ОЕПС) управува со 2.122 km. Далекуводите од 400 kV формираат прстен и ги поврзуваат најголемиот производител на електрична енергија, ТЕЦ Битола, директните потрошувачи и Северна Македонија со соседните земји. Северна Македонија има интерконекции со Србија, Косово и Бугарија и две со Грција. Преносната мрежа на 110 kV напонско ниво е добро развиена и ги поврзува големите хидроелектроцентрали, ТЕЦ Неготино и другите производители со сите урбани и индустриски области (Слика 1.31). Северна Македонија и другите договорни страни веќе се над прагот за нивото на интерконекција за 2020 година (10%) и 2030 година (15%).

Интерконективниот далекувод со Албанија ќе придонесе за регионална интеграција, додека постојната застарена преносна мрежа ќе треба да се ревитализира и реконструира или да се изгради нова. Реализацијата на новата интерконекција помеѓу Битола (МК) и Елбасан (AL) е од голема важност и е последниот сегмент од реализацијата на Коридорот 8 за пренос на електрична енергија помеѓу Бугарија, Северна Македонија, Албанија и Италија (Слика 1.31). Овој проект е од регионално значење и е наведен како проект од интерес на Енергетската заедница (PECI). Освен развојот на нови далекуводи и интерконекции, тековната застарена преносна мрежа има потреба од ревитализација. Целта е да се зголеми сигурноста на целокупната преносна инфраструктура, вклучувајќи ги надземните водови, трафостаниците, системите за заштита, системите за надзор и контрола итн. Според МЕПСО, најголем предизвик ќе биде замена и ревитализација на далекуводите на 110 kV напонско ниво. Со оглед на долгорочниот инвестициски план на МЕПСО до 2040 година, на системот му е потребна инвестиција од 163 мил. EUR, од кои 87 мил. EUR за нова мрежа и 76 мил. EUR за ревитализација на мрежата. Најголемите инвестиции во ревитализацијата од ~ 70% се очекува да бидат во периодот 2025-2040, додека ~ 98% од инвестициите во нова преносна мрежа треба да се извршат до 2030 година, базирано на најмали трошоци.

Слика 1.31: Инфраструктура за пренос на електрична енергија во Северна Македонија



Табела 1.1 Постојни интерконекицки линии со соседните земји и 5-год. инвестициски план на МЕПСО

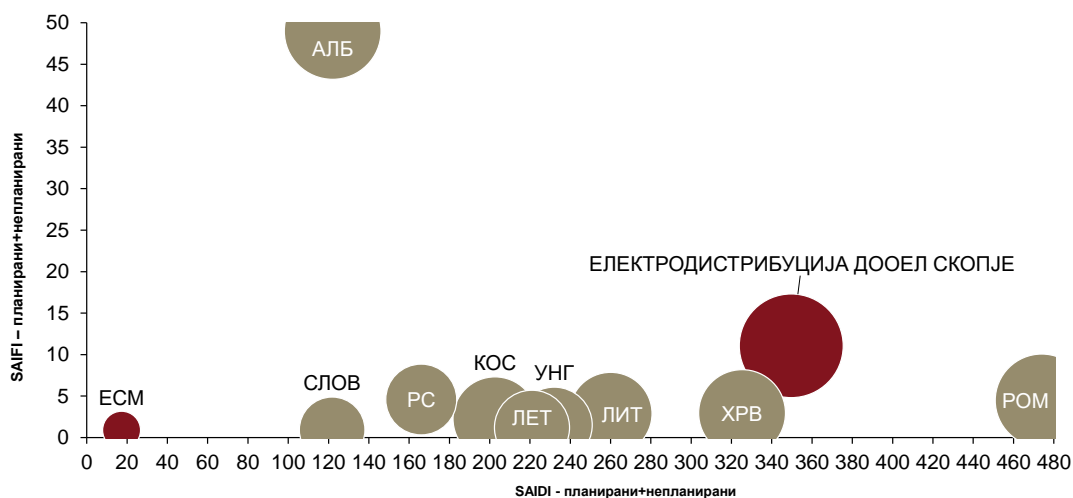
Интерконекицки линии		Тип на проводници	Должина (кп)	Година		
1	Србија	400 kV	ТС Штип 1 - ТС Вранје 4	ACSR 2x490/65 mm ²	70,2	2015
2	Грција	400 kV	ТС Битола 2 – ТС Мелити	ACSR 2x490/65 mm ²	17,3	2007
3	Грција	400 kV	ТС Дуброво – ТС Солун	ACSR 2x490/65 mm ²	54,7	1978
4	Косово	400 kV	ТС Скопје 5 – ТС Феризај 2	ACSR 2x490/65 v	22,7	1978
5	Бугарија	400 kV	ТС Штип 1 – ТС Могила	ACSR 2x490/65 mm ²	71,3	2009
		110 kV	ТС К. Паланка – ТС Скаквица	ACSR 240/40 mm ²	12,8	1994
		110 kV	ТС Сушица – ТС Петрич	ACSR 240/40 mm ²	11,1	1979

5-годишен план на МЕПСО за развој на мрежата		Година	Тековен статус	САРЕХ мил. EUR	
6	Интерконекиција со Албанија (ПЕС1 листа)	400 kV – ТС Битола 400/110 kV – ТС Охрид Далекуводно поле за новата интерконекиција 400 kV МК-AL	2018-2020	ЕИА/правни односи/проектна документација	36,92
	Нови далекуводи	Далекуводно поле во една од ТС во Полошкиот регион за постојниот далекуводот Вруток - Скопје на 110 kV	2018-2022	n/a	5,1
	Ревитализација / реконструкција на далекуводи	8 x 110 kV	2018-2022	n/a	24,44
	Ревитализација / реконструкција на трансформаторски станици		2018-2020	n/a	14,12
	Модернизација на електропреносниот систем		2018-2020	n/a	8,1
Вкупно САРЕХ					88,68

Извор: Стратешки план на МЕПСО за преносниот систем 2020-2040; МЕПСО - План за развој на електроенергетскиот систем на Република Северна Македонија за периодот 2018-2022; анализа на проектниот тим

Траењето и честотата на прекините на снабдувањето со електрична енергија во дистрибутивната мрежа во Северна Македонија се релативно високи во споредба со регионот. Земајќи ја предвид дистрибутивната мрежа, Северна Македонија има потенцијал за подобрување на сигурноста во снабдувањето со електрична енергија (Слика 1.32). Иако разликите помеѓу земјите може да варираат поради различните нивоа на напон и мрежната конфигурација (на пример, ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА има голем процент од надземните водови), како и поради различниот пристап во мерењето на индикаторите, инвестирањето во дистрибутивната мрежа е една од најважните активности за подобрување на сигурноста на снабдувањето. Главните фактори кои ги определуваат овие инвестиции се: инвестицискиот капацитет на операторот на електродистрибутивниот систем (ОЕДС), износот за инвестиции одобрени од регулаторот и улогата на државните институции за време на фазата на развој и фазата на изградба на инфраструктурата.

Слика 1.32: Планирани + непланирани SAIFI и SAIDI индикатори за дистрибуција (што ги исклучуваат екстремните временски услови) во 2016 година



Извор: CEER Benchmarking Report 6.1 за континуитет во снабдување со електрична енергија и гас; Регулаторна комисија за енергетика на Република Северна Македонија, Годишен извештај на АЕРС 2016, Годишен извештај за 2016 година на Регулаторната канцеларија за енергетика на Косово, анализа на проектниот тим

Северна Македонија има активна улога во прекуграничната размена на електрична енергија. Во периодот од 2010 до 2015 година, Северна Македонија оствари позитивен нето увозен биланс, што значително се зголеми

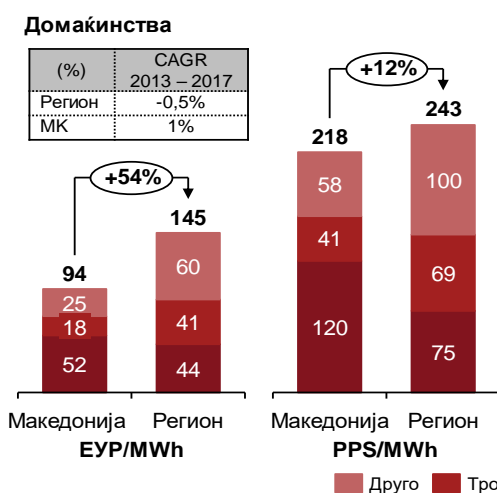
во 2014 година. Северна Македонија првенствено остварува увоз од Косово и Бугарија во износ од 4 TWh - 5,6 TWh, додека кон Грција е реализиран извоз од 1,5 TWh - 3,9 TWh. Дополнително, во 2016 година Северна Македонија стана основачки партнер на SEE CAO (Заедничка аукциска канцеларија за Југоисточна Европа). SEE CAO ја олеснува прекуграничната трговија со електрична енергија преку усогласување на техничките, финансиските и правните предуслови меѓу учесниците, што овозможува поедноставен и поекономичен процес на тргување. Од 2016 година, трговијата со електрична енергија на границата МК-GR е организирана од SEE CAO. За другите граници кои не се дел од договорот за SEE CAO, МЕРСО има соодветни Аукциски правила за доделување прекугранични преносни капацитети.

Поврзувањето на пазарот ден-однапред со Бугарија е следната иницијатива за регионална интеграција, со можност за формирање на организиран пазар во Северна Македонија. Во 2018 година, Владата на Северна Македонија усвои физибилити студија за воспоставување на организиран пазар на електрична енергија во Северна Македонија. За понатамошно унапредување на регионалната интеграција, Северна Македонија е на пат да постигне поврзување на пазарот ден-однапред со Бугарија. Новиот Закон за енергетика ја поставува правната основа за воспоставување организиран пазар ден-однапред и за негово спојување со соседните пазари. Со потпишаниот Меморандум за разбирање помеѓу Северна Македонија и Бугарија во 2018 година, Северна Македонија презема оперативни чекори за спроведување на иницијативата. Спојувањето на пазарот е еден од најважните трендови за интеграција на пазарот што е видлив во регионот. Во моментот, референтната цена за тргување со електрична енергија во регионот е цената на Унгарската енергетска берза (HUPX) поради нејзината ликвидност. Но, во иднина, како што се зголемува ликвидноста на локалните пазари преку регионална интеграција, се очекува конвергенција на цените меѓу земјите.

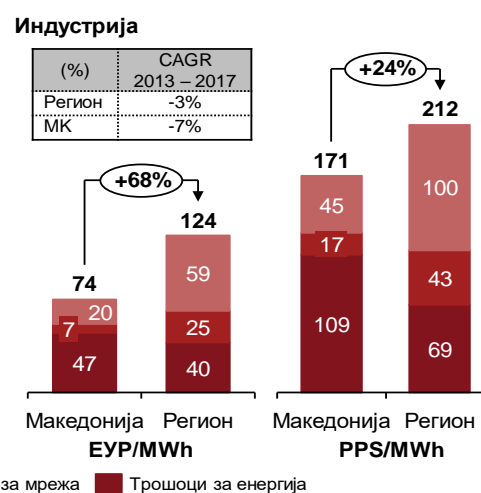
Регионалната соработка за споделување и размена на сервисни услуги (резерви на активна моќност и енергија за балансирање) во контролниот блок на Србија, Северна Македонија и Црна Гора (SMM) ќе ја зголеми флексибилноста за продор на повеќе ОИЕ и ќе ги намали оперативните трошоци. Интеграцијата на пазарот е важен елемент за промовирање на мрежна флексибилност и интеграција на ОИЕ. Напредната опција на SMM контролниот блок се очекува да ја зголеми флексибилноста на пазарот и да ги намали трошоците за алокација на резервите. Целта е да се обезбедат сите системски услуги до степен што е доволен за сигурно функционирање на електроенергетскиот систем и сигурно снабдување со електрична енергија по најниска можна цена. ОЕПС од Србија, Северна Македонија и Црна Гора формираат контролен блок кој е во согласност со целиот модел на регионална интеграција на пазарите за балансирање на електричната енергија од страна на мрежниот код на ENTSO-E за балансирање на електричната енергија. За индивидуално балансирање на секоја земја, вкупниот износ на резерви за балансирање изнесува 1000 MW, а за SMM контролниот блок е еднаков на 700 MW. Затоа, со напредната работа на SMM контролниот блок во однос на споделувањето и размената на сервисни услуги, ќе се намалат трошоците за обезбедување на балансниот капацитет, а дел од производниот капацитет ќе биде ослободен и ќе произведува енергија која може да ја продава на пазарот на електрична енергија. Дополнително, SMM блокот е важен и од перспектива на прекуграничното балансирање на електричната енергија. Со идното воведување на ОИЕ, особено капацитетите за производство од ветер и ФН, интеграцијата на пазарот во смисла на SMM блокот, ќе овозможи поефикасно балансирање на производството и побарувачката.

Цените на електричната енергија во Северна Македонија се пониски отколку во поширокиот регион. Просечните цени на електричната енергија во Северна Македонија се пониски во однос на просечната цена во регионот. Трошоците за енергија се поголеми во Северна Македонија, додека другите трошоци што вклучуваат различни даноци, такси, надоместоци и давачки се значително пониски отколку во регионот (Слика 1.33 и Слика 1.34). Како резултат на вкрстените субвенции помеѓу домаќинствата и малите потрошувачи, трошоците за мрежата за домаќинства се двапати помали во однос на регионот. Меѓутоа, ако цените на електричната енергија се нормализираат за паритетот на куповната моќ, цената во Северна Македонија е блиску до цената на регионално ниво. Се очекува интеграцијата на пазарот во регионот да ги намали трошоците за енергија во Северна Македонија, иако либерализацијата на националниот пазар на електрична енергија може да ги зголеми трошоците за мрежа (особено за домаќинствата). Ова ќе ја одржи цената во земјата најмалку на исто ниво како и во 2017 година.

Слика 1.33: Цените на ел. енергија за домаќинствата во Северна Македонија наспроти регионот, 2017 година



Слика 1.34: Цените на ел. енергија за индустриските потрошувачи во Северна Македонија наспроти регионот, 2017 година



*Забелешка: Категоријата „друго“ ги вклучува даноците, таксите и давачките, ДДВ, даноците за обновливи извори, даноците за капацитети и еколошките даноци; Категоријата „Трошоци за мрежа“ ги вклучува трошоците за дистрибутивната и преносната мрежа; Категоријата „Трошоци за енергија“ ги вклучува цените на енергентите и трошоците на крајните потрошувачи; Регион: BG, CZ, HR, HU, RO, SI, SK, RS, BA; За домаќинствата ја користевме категоријата DC: 2,5 MWh <потрошувачка <5 MWh; додека за индустриските потрошувачи ја користевме категорија IC: потрошувачка од 500 MWh > 2 000 MWh
Извор: Еуростат; анализа на проектниот тим*

1.4.1.2 Природен гас

Северна Македонија е приклучена само на еден магистрален гасовод со Бугарија и е 100% зависна од увоз. Северна Македонија нема сопствени наоѓалишта на природен гас. Природниот гас изнесува само 7% од потрошувачката на примарна енергија во 2017 година, но со развојот на мрежата на природен гас овој удел има голем потенцијал да се зголеми во иднина. За да се обезбеди сигурност во снабдувањето, Северна Македонија поддржува и иницијативи за приклучување кон други магистрални гасоводи.

Интерконекцијата со Грција е клучен проект кој ќе ја диверзифицира понудата до 2022 година. Друштво за вршење енергетски дејности, Македонски енергетски ресурси (МЕР), одговорно за развој на системот за пренос, е вклучено во Централната и Југоисточната иницијатива за поврзување со гас (CESEC), каде што според Меморандумот за разбирање потпишан во Дубровник во 2015 година, се вклучени проектите за интерконекции меѓу Северна Македонија, Грција и Бугарија. Една од клучните рути за снабдување е интерконекцијата меѓу Северна Македонија и Грција, која моментно е на листата на проекти од взаемен интерес на Енергетската заедница (PMI), и се очекува да биде завршена до 2022 година. Преку оваа интерконекција Северна Македонија ќе биде поврзана со Транс-Јадранскиот гасовод, кој носи природен гас од Каспискиот регион до Европа. Постои потенцијал за пет интерконекции со Србија, Албанија, Косово, Бугарија и Грција (врска со Битола).

Северна Македонија има амбициозен план за гасификација на целата земја. Гасификацијата се планира во три фази со што ќе се овозможи донесување на природен гас на целата територија на Северна Македонија. Проектите кои се дел од фаза 1 се очекува да бидат завршени до 2020 година, проектите од фаза 2 се очекува да бидат завршени до 2022 година и проектите од фаза 3 по 2022 година (Слика 1.35). Вкупно, планираните инвестиции во сите три фази изнесуваат 323,1 мил. EUR, при што првата фаза изнесува 142 мил. EUR, втората 72,6 мил. EUR, а третата фаза изнесува 108,5 мил. EUR. Дополнително, планираните инвестиции во интерконекциите се очекува да изнесуваат 83,2 мил. EUR, при што најзначајната е МК-GR (Табела 1.2). Природниот гас со планираните интерконекции со Грција и другите земји, како и со веќе започнатиот амбициозен план за гасификација, се очекува да има важна улога како транзициско гориво во периодот до 2050 година.

Искористувањето на преносната мрежа за природен гас е во просек ниско, а достигнува максимум во текот на зимата. Просечното годишно искористување во 2017 година изнесува 34%. Најголемата потрошувачка на природен гас се јавува во зимскиот период, бидејќи природниот гас првенствено се користи за производство на топлина. Когенеративните постројки за производство на електрична и топлинска енергија (TE-TO) и топланите опфаќаат ~76% од потрошувачката на природен гас во 2017 година. Врвното оптоварување на интерконекцијата МК-BG во 2017 година достигнува до 80% во одредени периоди во месец јануари, додека најниското искористување е во одредени периоди од месец јуни (5%).

Слика 1.35: Проекти за гас на национално ниво



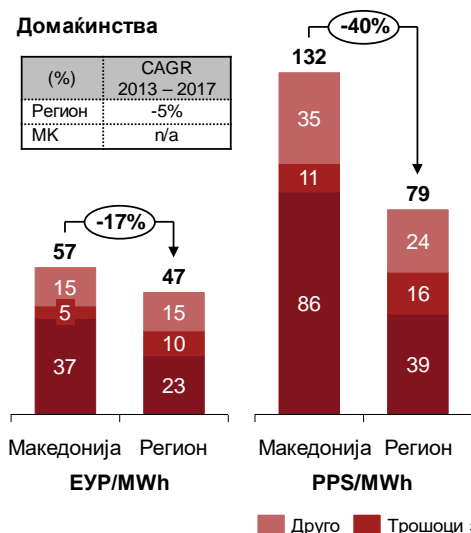
Табела 1.2 Планирани интерконекции за природен гас

Интер-конектор	Секција	Должина (km)	Технички капацитет (000 m ³ /h)	Очекувано завршување	Вредност (мил. EUR)
MK – GR	Неготино-Стојаково	68-70	326	2022	51,2
MK – GR	Битола – Мецитлија	-	-	-	-
MK – RS	Клечовце – Сопот	23	160	по 2022	16
MK – KV	Матка – Грачани	16	236	по 2022	16
MK – AL	Охрид – Струга – Кафасан	27	248	-	-
MK – BG	Струмица – Кулата	-	-	-	-

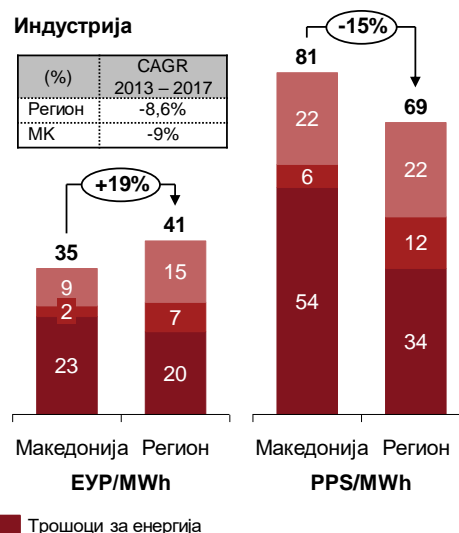
Извор: Национална стратегија за гасификација на Република Северна Македонија, Енергетска заедница - презентација на енергетски промотори; анализа на проектниот тим

Трошоците за енергија за природен гас во Северна Македонија се повисоки од поширокиот регион - интеграцијата на пазарот и диверзификацијата ќе придонесат кон усогласување на цените на природен гас во регионот. Во 2017 година, трошоците за енергија, нормализирани на паритетот на куповната моќ, во Северна Македонија се двојно повисоки во споредба со регионот. Ова доведува до вкупна висока цена на природниот гас за домаќинствата и индустријата. Од друга страна, трошоците за мрежа во Северна Македонија се пониски споредено со регионот како резултат на тоа што мал дел од потрошувачите на природен гас се приклучени на дистрибутивната мрежа, за разлика од другите земји каде ова не е случај. Приклучувањето кон други магистрални гасоводи, има потенцијал да ги намали трошоците за енергија во вкупната цена на природниот гас во Северна Македонија (Слика 1.36 и Слика 1.37).

Слика 1.36: Цена на природен гас за домаќинствата во Северна Македонија наспроти регионот, 2017 година



Слика 1.37: Цена на природен гас за индустријата во Северна Македонија наспроти регионот, 2017 година



Забелешка: Категоријата „друго“ ги вклучува даноците, таксите и даваците, ДДВ, даноците за обновливи извори, даноците за капацитет и еколошките даноците; Категоријата „Трошоци за мрежа“ ги вклучува трошоците за дистрибутивната и преносната мрежа; Категоријата „Трошоци за енергија“ ги вклучува цените на енергентите и трошоците на крајните потрошувачи; Регионот ги вклучува: BG, CZ, HR, HU, RO, SI, SK, RS, BA; За домаќинствата ја користевме категоријата DC: 20 GJ < потрошувачка < 200 GJ; додека за индустријските потрошувачи ја користевме категоријата DC: 10.000 GJ < потрошувачка < 100.000 GJ

Извор: Еуростат

Диверзификацијата ќе придонесе за подобра сигурност во снабдувањето. Освен за потенцијалното позитивно влијание врз цените на природниот гас, диверзификацијата на снабдувањето ќе обезбеди и поголема сигурност во снабдувањето, што ќе ѝ овозможи на Северна Македонија да одговори во случај на неочекувани прекинати што може да се појават на единствената рута на снабдување, како и да одговори во случај на ненадејни промени во побарувачката.

1.4.1.3 Нафта и нафтени продукти

Од 2013 година, сите нафтени продукти се увезуваат. Северна Македонија нема наоѓалишта на нафта. Од 2013 година, рафинеријата ОКТА не произведува нафтени деривати, со што Северна Македонија стана 100% зависна од увозот на нафтени деривати. Нафтните деривати се увезуваат од околните земји, што гарантира сигурност во снабдувањето.

Постои инфраструктура за складирање, но состојбата и намената може да се подобрат. Северна Македонија има капацитети преку приватни субјекти кои би можеле да се користат за складирање на задолжителните нафтени резерви. Вкупниот капацитет е проценет на 543.500 m³ но голем дел од овој капацитет сеуште има нерешен статус и затоа капацитетот за кој е издадена лиценца за складирање е 310.155 m³ (Слика 1.38). Најголемите капацитети за складирање се наоѓаат во рафинеријата ОКТА кои во моментов се користат за складирање на поголемиот дел од нафтните деривати. Како главен проблем се наметнува состојбата на капацитетите за складирање и нивната применливост за задолжителните резерви на нафта. Одреден дел од овие капацитети ги користат трговците со нафтени продукти за нивните оперативни резерви како што е предвидено со Законот за енергетика.

Слика 1.38: Капацитет за складирање нафтени продукти по продукт, m³

	ЕС 95	ЕС 98	Дизел	Нафта за ложење	ТНГ	Мазут	Керозин	Вкупно
ОКТА	48.000	-	60.000	-	6.000	80.000	-	194.000
Макпетрол	-	-	-	-	500	10.000	-	23.050
Лукоил	1.320	1.320	3.960	1.320	400	-	-	8.320
Други	2.750	200	10.670	6.335	2.480	62.200	100	84.785
Вкупно	-	-	-	-	9.380	-	-	310.155

Забелешка: Другите вклучуваат 34 трговци во Северна Македонија
Извор: Регулаторна комисија за енергетика, Анализа на проектниот тим

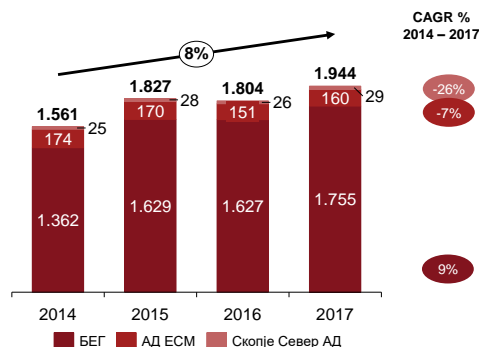
Нафтоводот Вардакс може да обезбеди значително снабдување во иднина. Нафтоводот за сурова нафта беше пуштен во употреба во 2002 година помеѓу Солун, Грција и рафинеријата ОКТА. Нафтоводот за сурова нафта има капацитет од ~2,5 Mt годишно, но откако рафинеријата ОКТА престана да ја обработува суровата нафта во 2013 година, нафтоводот веќе не е во функција. Техничките карактеристики на нафтоводот се променети за да се овозможи потенцијален транспорт на нафтните продукти.

1.4.1.4 Централно греење

Системот за централно греење се користи само во Скопје. 8,33% од домаќинствата во Северна Македонија го користат системот за централно греење, додека 61,59% користат огревно дрво, 28,60% користат електрична енергија, а преостанатите 1,48% користат други видови горива. Анализите спроведени како дел од вториот Двогодишен извештај за климатски промени (SBUR) покажуваат дека во Скопје 24,8% од домаќинствата се поврзани на системот за централно греење. Постојат три системи за централно греење во Скопје. Балкан Енерџи Груп (БЕГ) го покрива најголемиот дел од пазарот за централно греење во Скопје (Слика 1.39).

Слика 1.39 Компанији за централно греење и испорачана топлина по компанија, 2014 - 2017, TJ

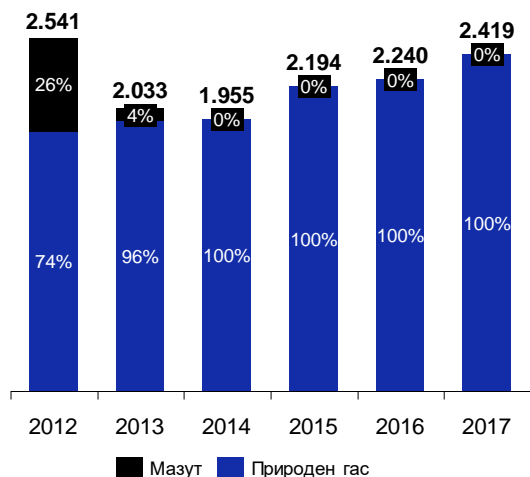
	Балкан Енерџи Груп (БЕГ)	ЕСМ Енергетика	Скопје Север
Сопственост	Приватна	Државна	Приватна
Вкупен капацитет за производство (MW)	478	96	46
Вкупна ангажирана моќ на потрошувачите (MW)	443	50,4	7,6
Корисници - домаќинства (#)	46.116	3.595	468
Должина на мрежата (km)	192,2	38	10,4
Одобрени технички загуби (%)	12	7	7



Извор: РКЕ - Годишен извештај за 2016 година, анализа на проектниот тим

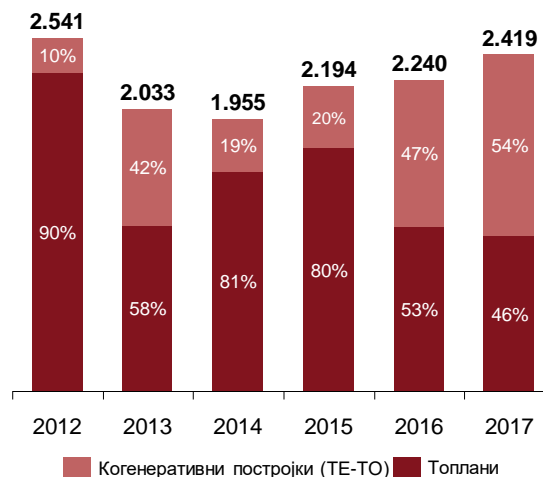
Постепеното намалување на цената на природниот гас придонесува за стабилноста и одржливоста на системот. Во последните години, во системите за централно греење во Северна Македонија се користи само природен гас со 2.418 TJ во 2017 година (Слика 1.40 и Слика 1.41). Износот на производство на топлинска енергија од когенеративните постројки зависи од односот на пазарните цени на електричната енергија и природниот гас и од регулираната цена на топлинската енергија во Северна Македонија.

Слика 1.40 Производство на топлина по горива, 2012 – 2017, TJ



Извор: Државен завод за статистика на Република Северна Македонија, РКЕ, анализа на проектниот тим

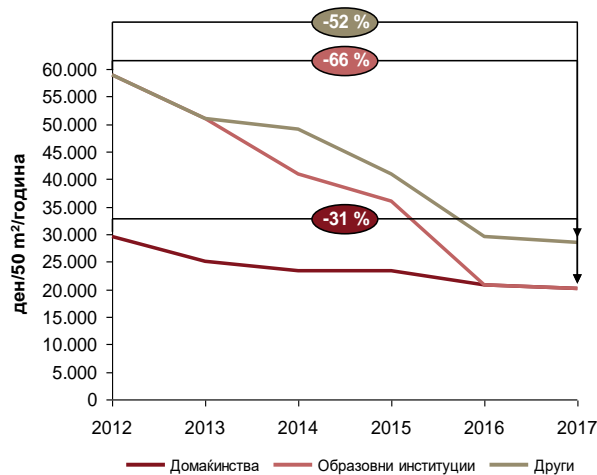
Слика 1.41 Производство на топлина според типот на централата, 2012 – 2017, TJ



Извор: Државен завод за статистика на Република Северна Македонија, РКЕ, анализа на проектниот тим

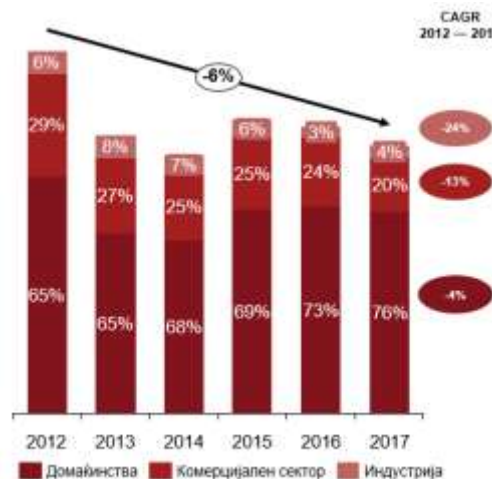
Цената на испорачаната топлина константно се намалува во последните неколку години. Во периодот 2012-2017, има значително намалување во цената на испорачана топлина за секоја категорија особено за образовните институции (66%) (Слика 1.42). Во исто време, крајната цена на испорачаната топлина во просек годишно се намали за 7% за домаќинствата, 19% за објектите на образовните институции и 14% за другите потрошувачи. Намалувањето на цената на греењето придонесува за стабилноста на системот. Дополнително, потрошувачката на топлина ја следи временската состојба, па така, иако во 2012 и 2013 година бројот на приклучени потрошувачи беше речиси еднаков, во 2012 година имаше повисока потрошувачка на топлина што се должи на екстремно ниските температури во таа година (Слика 1.43).

Слика 1.42 Цена на испорачаната топлинска енергија, 2012 – 2017, ден/50 m² година



Забелешка: За грејна површина од 50 m² со потрошувачка на топлина од 7.500 kWh годишно и инсталиран капацитет од 6,25 kW
Извор: РКЕ - Годишни извештаи 2012-2016, анализа на проектниот тим

Слика 1.43 Добиена топлинска енергија по сектори, 2012 – 2017, TJ



Забелешка: Потрошувачката на топлина во индустријата е намалена поради промените на методологијата што ја користи Државниот завод за статистика
Извор: Државен завод за статистика РКЕ, анализа на проектниот тим

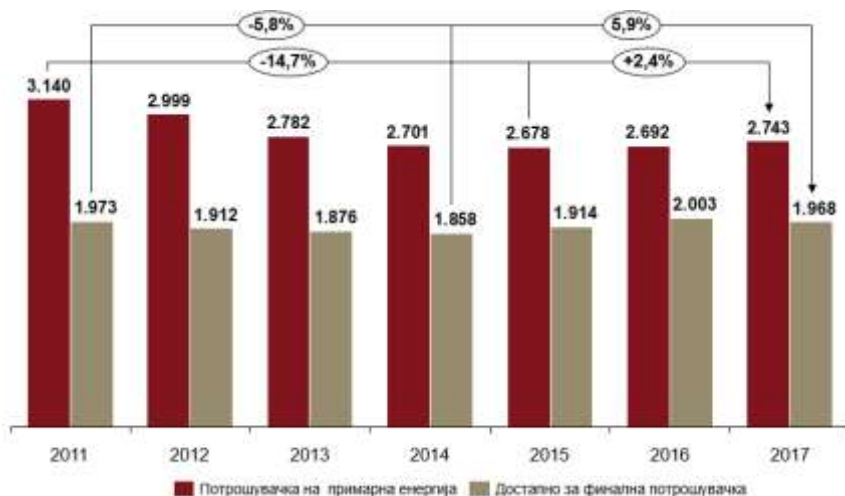
1.4.2 Енергетска ефикасност

1.4.2.1 Развој и напредок во однос на целите

Потрошувачката на примарна енергија има тренд на опаѓање, а потрошувачката на финална енергија е стабилна. Во периодот 2011-2017, потрошувачката на примарна енергија се намали за 12,6% главно поради зголемениот увоз на електрична енергија и нафтени продукти, како и имплементацијата на мерки за енергетска ефикасност и зголемување на производството на електрична енергија од ОИЕ. Потрошувачката на финална

енергија остана стабилна со неколку варијации, главно поради флукутација во индустријата и временските услови (Слика 1.44).

Слика 1.44 Примарна и финална потрошувачка на енергија, 2011 – 2017*, ktоe



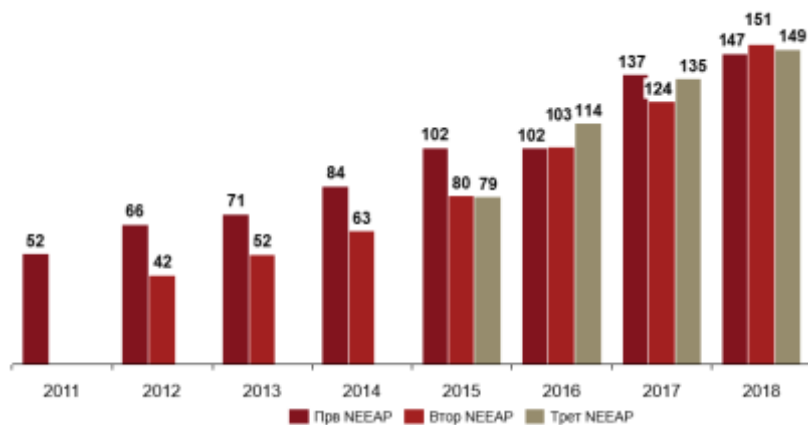
*Забелешка: Прелиминарни податоци за 2017 година

Извор: Државен завод за статистика, Енергетски биланси, 2011-2017 (База на МАКСтат)

Индикативната цел е намалување на потрошувачката на финална енергија во Северна Македонија за најмалку 9% до 2018 година во однос на референтната потрошувачка², или кумулативната заштеда на финална енергија да биде 147,2 ktоe. Во вториот Национален акциски план за енергетска ефикасност (NEEAP) се анализирани низа мерки што резултираат со проектирани кумулативни заштеди во финална потрошувачка на енергија од 151,2 ktоe, што претставува намалување од 9,24% во споредба со референтната потрошувачка. Ова подразбира постигнување повисоки заштеди отколку индикативната цел. Во третиот NEEAP, покрај мерките од вториот NEEAP, се вклучени и две нови мерки, па сите мерки заедно придонесуваат за кумулативна заштеда во финалната потрошувачка на енергија од 148,7 ktоe во 2018 година. Оваа вредност претставува намалување од 9,09% во споредба со референтната потрошувачка, што е малку над индикативната цел од 9%. Во третиот NEEAP беше оценето дека постигнатите заштеди во финална потрошувачка на енергија во 2015 година изнесуваат 79,4 ktоe, што претставува 4,85% од референтната потрошувачка. Тоа значи дека се постигнати 99% од планираните заштеди во финалната потрошувачка на енергија во 2015 година (Слика 1.45).

За прв пат третиот NEEAP ја анализира целта за потрошувачката на примарна енергија во 2020 година. Проектиите за потрошувачката на примарна енергија беа направени со земање предвид на потрошувачката во енергетскиот биланс во 2016 година, како базна година, и претпоставувајќи годишна стапка на пораст од 2,2%. Според тоа, проценетата потрошувачка на примарна енергија во Северна Македонија ќе достигне 3.014 ktоe во 2020 година. Ова значи дека Северна Македонија ќе ја задржи потрошувачката на примарна енергија според „индивидуалната потрошувачка по глава на жител“ поставена за договорните страни на Енергетската заедница, што е 3.270 ktоe

Слика 1.45. Индикативни траектории за заштеда во финалната потрошувачка на енергија според 1., 2. и 3. EEAP, ktоe



Извор: Прв, Втор и Трет NEEAP, анализа на проектниот тим

Најголем дел од заштедите на енергија се предвидени да се добијат од подобрувањето во транспортот и индустријата, со придонес од 28,7% и 27,8% поединечно во 2018 година, но проценките покажуваат дека

² Референтната потрошувачка е просечната потрошувачка на финална енергија во периодот 2002-2006 година

домаќинствата и јавниот сектор се исто така важни за заштеда на енергија, со учество од 19,6% и 10,4%, соодветно.

1.4.2.2 Планирани мерки за ЕЕ и тековни шеми за поддршка и фискални системи за ЕЕ

Третиот НЕЕАР дава преглед на 31 политика и мерки каде што мнозинството од нив се спроведува според планираното. Мерките се поделени во седум сектори: згради, домаќинства, јавен сектор, комерцијален сектор, индустрија, енергетски сектор и транспорт. Некои од нив влијаат на неколку сектори и нивните вкупни заштеди се пријавуваат посебно (како хоризонтални мерки). Четири мерки се реализирани подобро од планираното (промотивна програма за поширока примена на термални сончеви колектори и пумпи за греење, улично осветлување, поширока примена на ОИЕ и промовирање на поголема употреба на железницата). Една третина од мерките се делумно имплементирани, а само една не е имплементирана (локални распределители на топлинската енергија - калориметри).

Владата, исто така, го промовира користењето на ОИЕ и ЕЕ во домаќинствата во рамките на годишната Национална програма. Имплементатор на Програмата е Министерството за економија кое ги реализира следните шеми за поддршка утврдени во Програмата: до 30% надомест, но не повеќе од 300 EUR (~ 18.000 МКД), од трошоците за набавка и инсталација на соларен термален колекторски систем; до 50% надомест, но не повеќе од 500 EUR (~ 30.000 денари) од трошоците за набавка и монтажа на прозорци од ПВЦ или алуминиум; и до 50% надомест, но не повеќе од 500 EUR (~ 30.000 денари) од трошоците за набавка на печка на пелети. Секоја година, Програмата се ревидира и се разгледува можност за поддршка на некои нови технологии и се зголемува буџетот за реализација на програмата (Слика 1.46). Интересот за програмата е голем со оглед на бројот на апликации секоја година.

Слика 1.46. Субвенции за промоција на ОИЕ и ЕЕ во домаќинствата, 2007 – 2018, број на апликации и буџет на годишно ниво



Забелешка: П – поднесени апликации; О – одобрени апликации
Извор: Министерство за економија, анализа на проектниот тим

Шемите за поддршка на ЕЕ и ОИЕ се имплементирани и на локално ниво. Како пример може да се издвои Програмата за субвенционирање на граѓаните на територијата на Град Скопје за купување печки на пелети, која започна во 2016 година и овозможува надомест до 70% од вредноста на печката, но не повеќе од 30.000 денари (~ 500 EUR).

1.4.3 Декарбонизација

1.4.3.1 Трендови на емисии на стакленички гасови и локални загадувачи

Енергетскиот сектор има најголемо влијание врз GHG емисиите. Енергетскиот сектор опфаќа емисии од согурување на гориво во подсекторите: енергетски трансформации, транспорт, индустрија, домаќинства, комерцијален подсектор и земјоделство, како и фугитивни емисии (рудници). Во вкупните GHG емисии во 2014 година, овој сектор учествува со 65% (Слика 1.47), според SBUR како последен усвоен документ. Поради значителното искористување на фосилните горива и доминантната употреба на домашен лигнит за производство на електрична енергија, постои значителен потенцијал за намалување на GHG емисиите. Порастот на возниот парк, со голем удел на стари автомобили е главната карактеристика на транспортот. Според последните податоци (за 2014 година), транспортот учествува со 13% (скоро 99% од патниот транспорт) во вкупните национални GHG емисии, а со 20,5% во вкупните емисии во енергетскиот сектор. Растечкиот тренд во емисиите од транспортот е поразителен - во 2014 година емисиите се за 3,6% повисоки отколку во 2013 година и за 16,4% повисоки во споредба со 2012 година (Слика 1.48). Во тек се активности за пресметка на GHG емисиите за 2015 и 2016 година, во склоп на Третиот BUR, но официјални податоци сè уште не се достапни.

Другите сектори што придонесуваат за GHG емисиите се: отпад, индустриски процеси и користење на производи (IPPU), како и земјоделство. Секторот отпад е втор по големина (19% во 2014 година) и најбрзо растечки извор на GHG емисии. Депонијата Дрисла, која го опслужува скопскиот регион од околу 590.000 жители, е единствената депонија во Северна Македонија која ги исполнува стандардите и е релативно добро управувана. Емисиите во IPPU (8% во 2014 година) главно се од металната индустрија (феролегури), по што следи производството на цемент. Земјоделскиот сектор во 2014 година придонесе со 8%, покривајќи ги емисиите од ентеричната ферментација, управувањето со ѓубривото и од обработката на почвите.

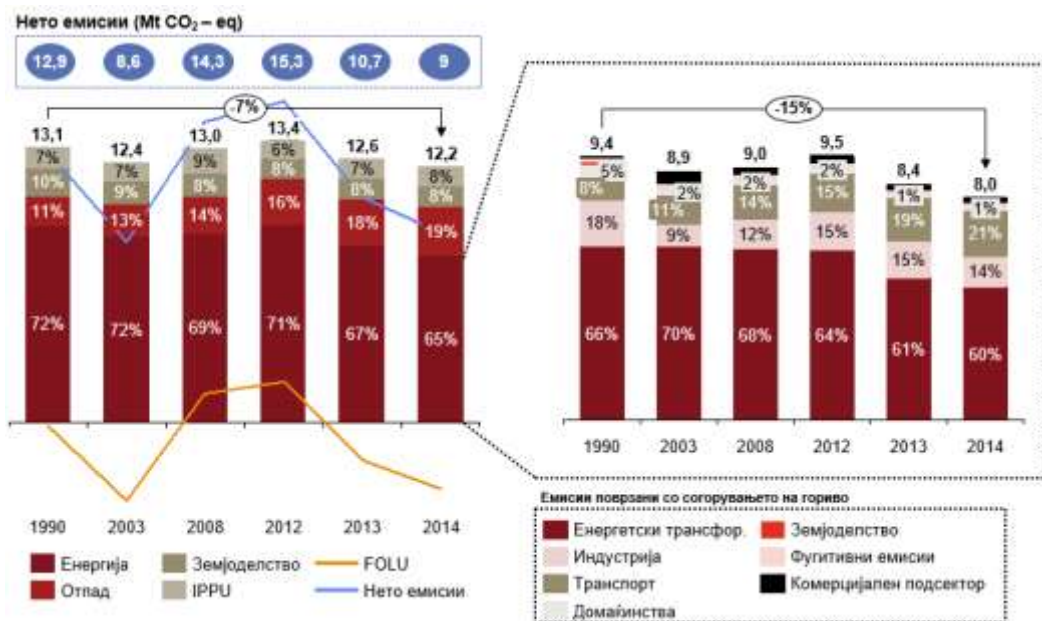
Шумарството и другата употреба на земјиштето (FOLU) се главните апсорбенти на емисиите на CO₂. Од вкупна површина од околу 2,5 милиони хектари во земјата, шумите и шумското земјиште покриваат околу 1,3 милиони хектари. Поради интензивирани шумски пожари, евидентни се значајни флукуации во нето емисиите.

GHG емисиите по глава на жител во Северна Македонија се за ~ 30% помали во споредба со ЕУ. Македонскиот граѓанин емитува просечно 5,9 тони CO₂-eq, што е помало за 2,8 тони CO₂-eq во однос на нивото на граѓаните на ЕУ во 2014 година. Во однос на емисиите на стакленички гасови по БДП, Северна Македонија (1,4 килограми CO₂-eq по EUR) има ~ 5 пати повисока вредност во споредба со ЕУ во 2014 година (0,3 kg CO₂-eq по EUR)³. (Слика 1.49 и Слика 1.50).

Најголем дел од емисиите на SO_x и NO_x се во енергетскиот сектор со доминантно влијание на ТЕЦ Битола. Вкупните емисии на SO₂ во 2016 година изнесуваат 59 kt и се намалени за 47% во споредба со 1990 година. Трендот е сличен и за NO_x, при што во 2016 година емисиите изнесуваат 21,6 kt што е за 51% помалку во однос на нивото од 1990 година. Намалувањето на емисиите по 2012 година главно се должи на намаленото количество согорен јаглен во ТЕЦ Битола и во ТЕЦ Осломеј, како и замената на мазут со природен гас во топланите (Слика 1.49 и Слика 1.50).

Слика 1.47 GHG емисии по сектори, Mt CO₂-eq, 1990 – 2014

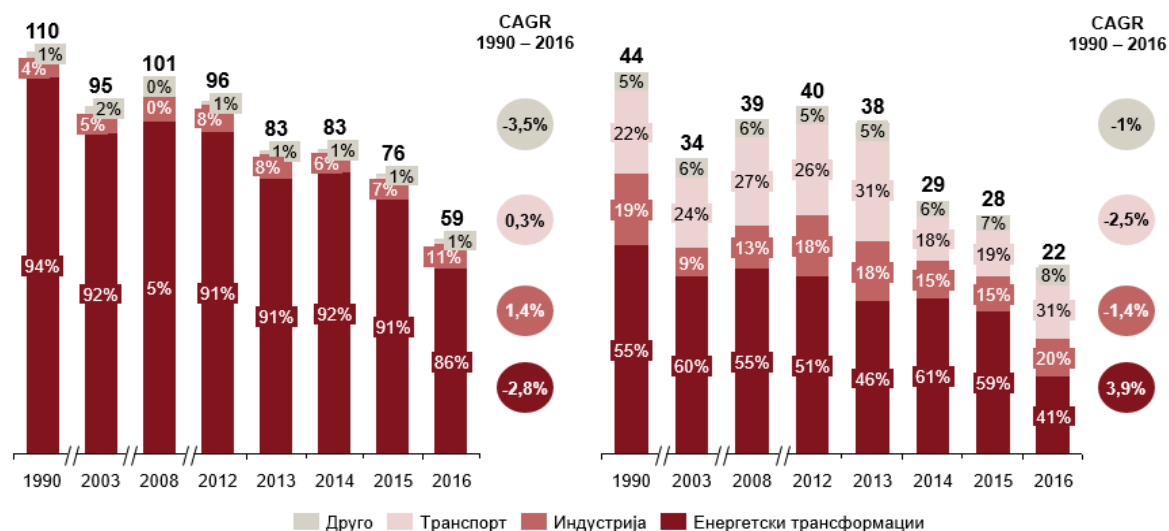
Слика 1.48 GHG емисии од енергетскиот сектор, Mt CO₂-eq, 1990 – 2014



Извор: Вториот двогодишен извештај за климатски промени (SBUR), 2017, анализа на проектниот тим

Слика 1.49 Емисии на SO₂ по сектор, kt, 1990 - 2016

Слика 1.50 Емисии на NO_x по сектор, kt, 1990 - 2016



Забелешка: Значителен пад на нивоата на NO_x во транспортот од 2014 година се предизвикани од промените во методологијата и попрцизните мерења

Извор: Министерство за животна средина и просторно планирање, Индикатори за животна средина, 2018, анализа на проектниот тим

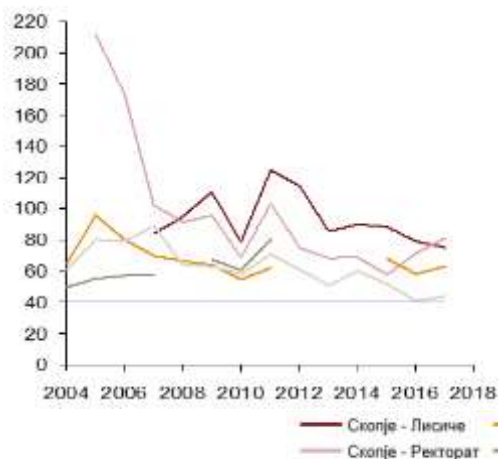
³ Врз основа на податоците на Еуростат за ЕУ и SBUR

Загревањето на просторот е главен емитер на РМ честичките. Вкупните емисии на $PM_{2.5}$ изнесуваа 14 kt во 2016 година, што е помалку за 57% во споредба со нивото од 1990 година. Причината за тоа се намалените емисии од индустриските процеси (производство на феролегури), производството и дистрибуцијата на енергија, како и од други сектори. Во 2016 година, главните извори на емисија на $PM_{2.5}$ се следните сектори: домаќинствата, комерцијалните и институционалните објекти (главно загревање на просторот) 63,3%, индустријата (главно производство на феролегури) 22,7% и производството и дистрибуцијата на енергија 6,1%. Ситуацијата е слична и за PM_{10} . Според искуството во ЕУ, релативното учество на загадувањето на воздухот од домаќинствата се зголемува со тоа што построгите емисиони стандарди стануваат применливи за индустријата. Затоа, во краток до среден рок, може да се очекува дека ова учество ќе се зголеми уште повеќе и затоа треба да се истакне во борбата против загадувањето на воздухот.

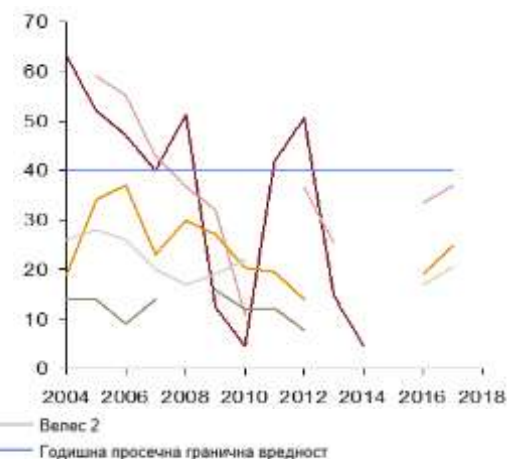
Најголем дел од населението било изложено на РМ честичките над дозволените гранични вредности. Зголемените концентрации на суспендирани честички можат да се забележат во урбаните области, особено во есенско-зимските сезони, што најмногу се должи на согорувањето на горивата, зголемената фреквенција во сообраќајот и метеоролошките услови. Обработените податоци за периодот од 2004 до 2017 година покажуваат дека во текот на целиот период, поголемиот дел од населението во поголемите градови било изложено на концентрации на суспендирани честички над дозволените гранични вредности (Слика 1.51).

Општо, концентрацијата на SO_2 и NO_x не ги надминала просечните граници во периодот 2008-2016 година. Во 2006 година, концентрации на SO_2 над границата беа регистрирани само во текот на 8 дена во Скопје. Од друга страна, надминување на часовните гранични вредности на NO_x е регистрирано во 2012 година и тоа само во неколку дена во Скопје (Слика 1.52).

Слика 1.51 Просечна годишна концентрација на PM_{10} , 2004 – 2018, $mg PM_{10}/m^3$



Слика 1.52 Просечна годишна концентрација на NO_2 , 2004 – 2018, $mg NO_2/m^3$

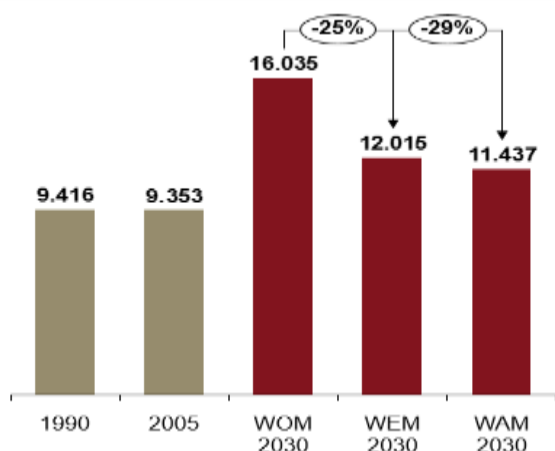


Извор: Министерство за животна средина и просторно планирање, Индикатори за животна средина, 2018, Анализа на проектниот тим

1.4.3.2 Национални придонеси за GHG емисии и горни граници на емисиите на локалните загадувачи

Последно пресметаното намалување на GHG емисиите е до 29% во споредба со WOM сценариото во 2030 година. За разлика од INDC каде се разгледува само секторот енергетика и само емисии на CO_2 , во SBUR има три сценарија за со различно ниво на GHG емисии кои ги вклучуваат сите сектори од IPCC – Енергетика, IPPU, Отпад, Земјоделство без FOLU. Според SBUR, постојат три различни сценарија. Првото е сценарио без мерки (WOM) кое служи како референтно сценарио. Второто е сценарио со постојни мерки (WEM) кое предвидува реализација на сите мерки вклучени во тековните стратешки и плански документи и резултира со намалување на емисиите на стакленички гасови од 25% во споредба со WOM во 2030 година. Третото е сценарио со дополнителни мерки (WAM) кое предвидува реализација на тековните и дополнителните (или подобро) мерки што резултираат со 29% намалување на емисиите на стакленички гасови во споредба со WOM во 2030 година (Слика 1.53). Енергетскиот сектор учествува со ~70% во вкупните GHG емисии во 2030 година. SBUR прикажува поамбициозни нивоа на намалување на емисии од енергетскиот сектор (34%) во 2030 година во споредба со целта на INDC (30%).

Слика 1.53 Цели за намалување на емисиите на GHG во Северна Македонија според SBUR, Gg CO₂-eq, 1990 - 2030



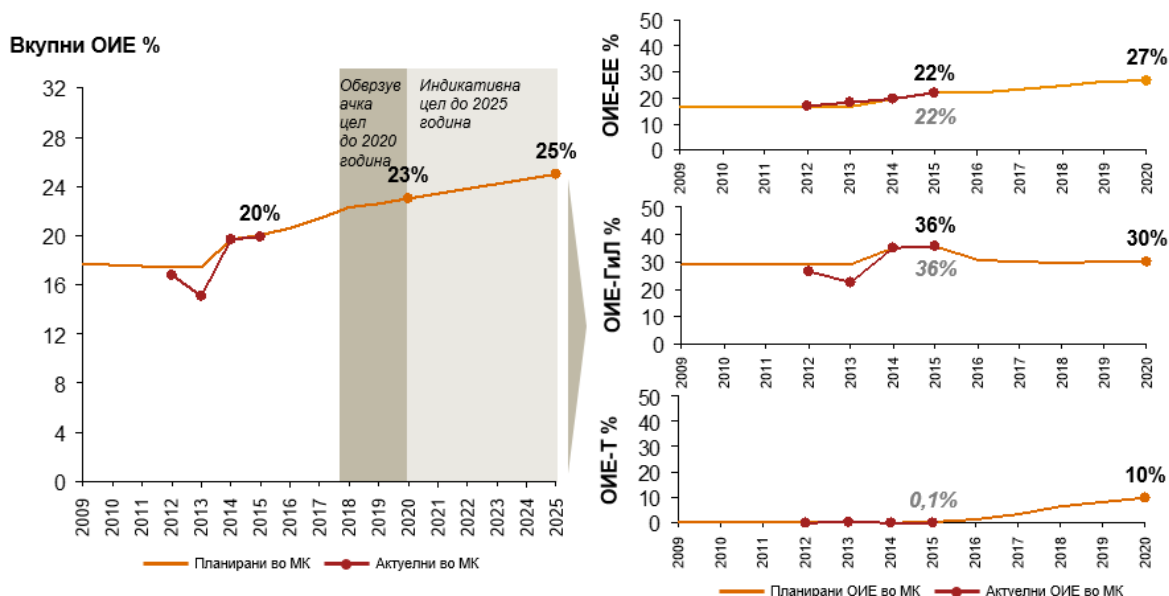
Извор: SBUR, анализа на проектниот тим

Најголемото намалување на нивоата на емисии на SO₂, NO_x и PM може да се постигне со ТЕЦ Битола. Ревидираниот Национален план за намалување на емисиите (NERP) ги пропишува горните граници на емисии на SO₂, NO_x и PM до 2027 година за девет постоечки големи постројки за согорување со капацитет поголем од 50 MW топлотна моќ на ложиште. Планот предвидува инсталирање на контролна опрема и филтри за намалување на нивоата на емисиите на локалните загадувачи (засновано на Директивата за големи постројки за согорување и Директивата за индустриски емисии), што е предвидено и за ТЕЦ Битола како најголем емитер.

1.4.3.3 Обновливи извори на енергија

Целта за ОИЕ за 2020 година според Одлука 2018 / MC-EпC е удел од 23% во бруто финалната потрошувачка на енергија. Се предвидува во 2020 година, ОИЕ во секторот греење и ладење (ОИЕ-ГИЛ) да имаат највисок удел од 30%, следува секторот за електрична енергија (ОИЕ-ЕЕ) со 27% и транспортот (ОИЕ-Т) со 10% учество. Постигнувањето на целта на ОИЕ за 2020 година е предизвик имајќи ги предвид тешкотиите во транспортот во однос на биогоривата (Слика 1.54).

Слика 1.54 Цели за ОИЕ во бруто финална потрошувачка на енергија, %

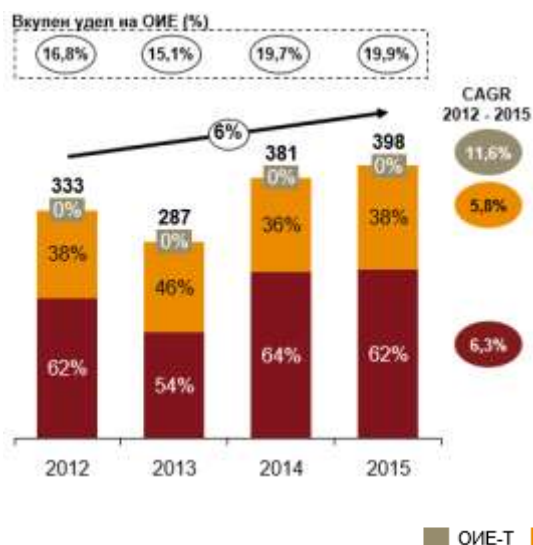


Извор: Одлука 2018 / MC-EпC; Ревидиран Национален акционен план за обновлива енергија; Извештаи на NREAP за напредокот за 2015 и 2017 година, анализа на проектниот тим

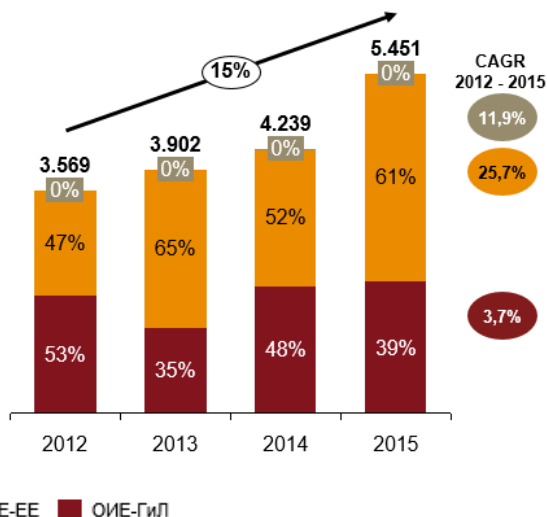
Највисокото учество на ОИЕ е постигнато во секторот ГИЛ, додека најголемите заштеди на GHG емисии се во секторот на електрична енергија. Секторот ГИЛ се потпира претежно на биомасата што се користи во домаќинствата, што претставува 90%-95% во целина, но поради ниската ефикасност на печките на биомаса, неговото учество кон заштедите на стакленички гасови е помалку влијателно. Вкупната заштеда на GHG емисиите постојано се зголемува за 15% на годишно ниво, пред сè поради зголемените инвестиции во ОИЕ-ЕЕ, главно поддржани со механизмот за повластена тарифа (Слика 1.55 и Слика 1.56). На крајот на 2017 година имаше 170 квалификувани производители со инсталиран капацитет од 128 MW што користат повластени тарифи од кои 67,5 MW хидро, 16,8 MW ФН, 36,8 MW ветер и 7 MW биогаз. Свкупните исплатени стимулации за квалификуваните

производители на електрична енергија значајно се зголемија и изнесуваа 35,7 мил. EUR во 2017 година. Владата продолжува со тековниот механизам за повластена тарифа, паралелно воведувајќи и премии.

Слика 1.55 Учество на ОИЕ во бруто финална потрошувачка на енергија, по сектор, 2012 – 2015, ktoe



Слика 1.56 Процентата заштеда на емисии на GHG од ОИЕ, по сектор, 2012 – 2015, kt CO₂-eq



Извор: Извештаи за напредокот на NREAP за 2015 и 2017 година, анализа на проектниот тим

Северна Македонија има теоретски потенцијал од ~7,3 GW за искористување на ОИЕ за електрична енергија, особено соларна и ветерна⁴. Најголемиот удел во теоретскиот потенцијал доаѓа од ветерот (4,9 GW), по кој следуваат ФН, (1,4 GW) и хидро потенцијалот (0,67 GW). Најголемиот економски потенцијал за ФН е на ниво на големи постројки, додека големиот хидропотенцијал е главно лоциран на реката Вардар, и во помала мера на реката Црн Дрим. Што се однесува на ветерот, економскиот потенцијал може да биде ограничен поради брзината на ветерот и достапноста на теренот во некои области. Геотермалниот потенцијал за електрична енергија е ограничен поради релативно нискиот геотермален градиент во регионот. Технолошките достигнувања, намалувањето на трошоците, како и еколошките ограничувања ќе имаат важна улога во искористувањето на техничкиот потенцијал во иднина.

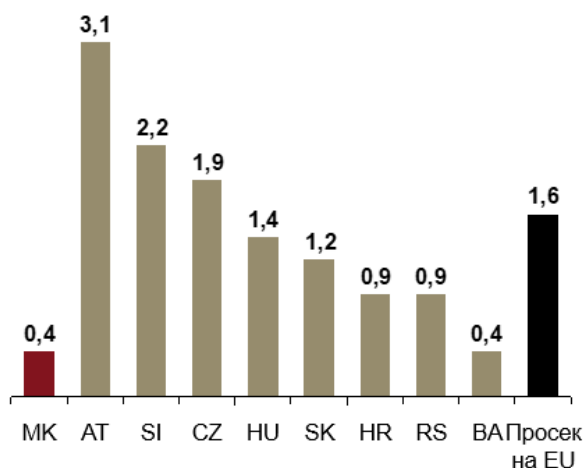
Дизелот го придвижува растот на транспортот, додека користењето на ОИЕ е занемарливо. Финалната потрошувачка на енергија во транспортот се зголемува за 9% на годишно ниво, додека дизелот за патен сообраќај за 10% во периодот 2013 - 2017 година. Потрошувачката на ОИЕ во транспортот е помала од 0,2% годишно за периодот 2012 - 2015 година. Другите извори како што е биоетанолот, електричната енергија или биогасот во транспортот не се присутни. Според SBUR патниот транспорт е еден од најзначајните сектори со учество од 8,2% во вкупните GHG емисиите, додека оценката на трендот од 1990 година до 2014 година покажува дека оваа категорија е одговорна за 19,7% од GHG емисиите. Бидејќи малку внимание се посветува на декарбонизацијата во транспортот, тоа претставува еден од главните предизвици.

1.4.4 Истражување, иновација и конкурентност

Енергетскиот сектор би можел да има улога кога станува збор за поттикнување на прилично ограничените вложувања за истражување и развој. Северна Македонија е категоризирана како „умерен иноватор“⁵. И покрај тоа што анализата го идентификува зголемениот извоз на средни и високи технологии и зголемени јавни инвестиции во истражување и развој, вкупните вложувања за истражување и развој како процент од БДП остануваат значително ниски (0,4%), (Слика 1.57). Покрај тоа, ЕСМ како најзначаен енергетски чинител, троши околу 0,6 мил. EUR на годишно ниво или 0,3% од вкупниот приход за истражување и развој. Во рамките на Стратегијата за иновации 2012-2020, како и Програмата за економски реформи 2018-2020 изработени од Владата на Република Северна Македонија, искористувањето на ОИЕ и зајакнувањето на енергетската ефикасност се еден од главните владини приоритети и стратешки цели.

⁴ IRENA - Економско конкурентно производство на обновлива енергија: потенцијал во Југоисточна Европа
⁵ European Innovation Ranking List, 2017

Слика 1.57 Вложувања за истражување и развој, 2017, % од БДП



Извор: Еуростат, анализа на проектниот тим

Во рамките на „Хоризонт 2020“, во периодот 2014-2018 година, 57% од вкупното финансирање за Северна Македонија од ЕУ⁶ е поврзано со проекти од областа енергија. Најголем дел од средствата беа искористени за следните теми: безбедна, чиста и ефикасна енергија, 2,6 мил. EUR (13 македонски партнери), климатска акција, ефикасност на ресурсите во животната средина и сировини, 1,14 мил. EUR (4 македонски партнери), и паметен, зелен и интегриран транспорт, 0,12 мил. EUR (1 македонски партнер). Во однос на вклученоста на секторите, поголемиот дел од средствата ги користеле јавниот сектор, 1,1 мил. EUR, високото образование, 1,05 мил. EUR, и приватниот сектор, 0,89 мил. EUR. Од приватниот сектор, учествуваше само едно мало и средно претпријатие финансирано со 0,06 мил. EUR.

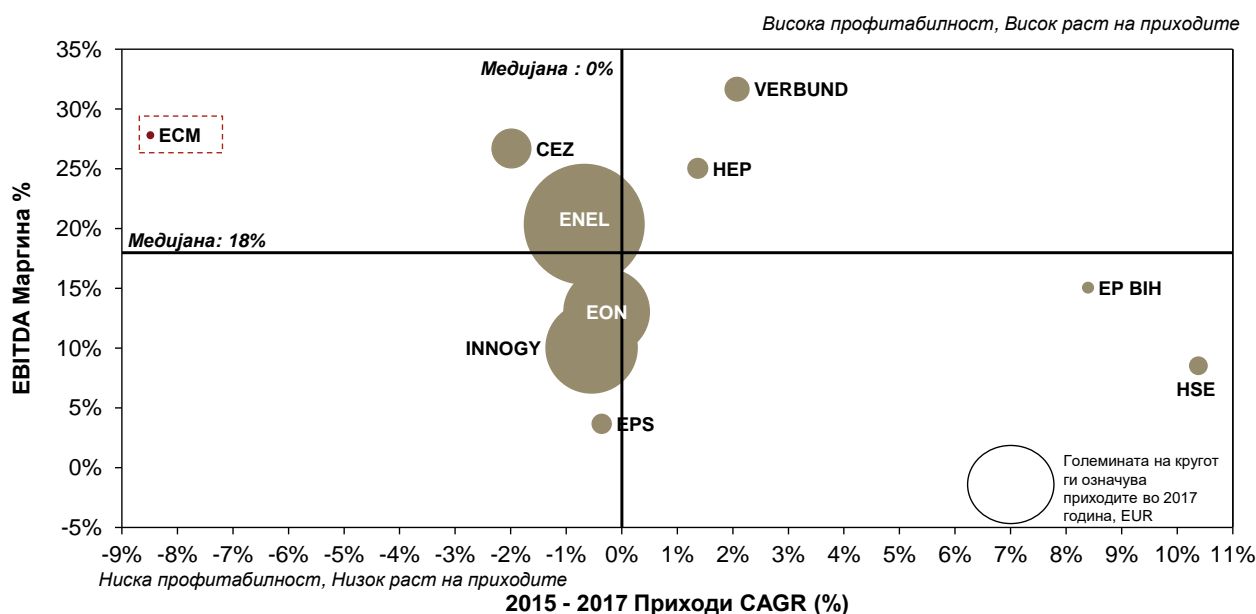
Постојат повеќе институции што може да го стимулираат истражувањето и иновациите во енергетскиот сектор. Тука треба да се споменат академските институции како што се ИЦЕОР-МАНУ, факултетите на Универзитетот „Св. Кирил и Методиј“ (електротехника и информациски технологии, машинство, компјутерски науки и инженерство), факултети на Универзитетот „Гоце Делчев“ (електротехника и машинство), Факултет за технички науки на Универзитетот „Св. Климент Охридски“, Универзитет на Југоисточна Европа (современи науки и технологии), Факултетот за технички науки на Универзитетот „Мајка Тереза“, како и невладини организации / здруженија ЗЕМАК, МАЦЕФ, МАКО СИГРЕ, Македонски центар за иновации, Е-Мобилност, Аналитика, Екосвест, Фронт 21/42, Биди зелен, Соларната асоцијација, СеProSARD итн. Ке биде од суштинско значење да се зголемат инвестициите во развојот и имплементацијата на напредни технолошки решенија (особено ОИЕ и ЕЕ), а, исто така, и јавниот сектор да ги поддржува клучните проекти, вклучувајќи ги и иновативните енергетски технологии. Бидејќи одговорностите за политиката за иновации се споделуваат меѓу различните институции, се очекува институционалните механизми да обезбедат кохерентен пристап и ефективна координација на политиките.

Државата има можност да користи значителен износ на средства од меѓународни донатори, меѓутоа остануваат многу непотрошени средства. Државата добива средства за истражување и развој во областа на енергетиката од меѓународни донатори, национални јавни донатори и од приватниот сектор. Во моментов, постои недостаток на национален енергетски фонд со чија помош ќе се управуваат и планираат сите инвестиции во енергетскиот сектор во Северна Македонија. Достапните меѓународни донаторски фондови што историски го поддржувале енергетскиот сектор, како што се ЕБОР, ЕИБ, фондовите на ЕУ, УНДП, КфВ, УНИДО, УСАИД, Светската банка, се недоволно искористени поради слабите организациски структури, несоодветните вештини и ограничените капацитети и ресурси. Исто така, постои и национален јавен фонд за МСП и Фондот за иновации и технолошки развој. Фондот нуди техничка помош преку технолошки акцелератори, нуди кофинансирани грантови за подобрување на иновациите, кофинансирани грантови за новоформираните „start-up“ и „spin-off“ компании, како и кофинансирани грантови и условени кредити за комерцијализација на иновациите за различни сектори.

ЕСМ би можел да очекува поголем ризик и притисок врз приходите и профитабилноста со оглед на моменталната состојба во Европа, каде што либерализацијата и декарбонизацијата носат предизвици за енергетските претпријатија. По либерализацијата и зголемената конкуренција на европскиот енергетски пазар, постои потенцијален ризик, со кој би можел да се соочи ЕСМ како што е случајот со другите европски и регионални компании, каде растот на приходите и на профитот е намален (Слика 1.58). Всушност, ЕСМ веќе се соочува со пад во приходите. Некои од неодамнешните трендови во западна Европа беа трансформацијата и „spin-off“ на RWE и E.ON со цел да се одделат нивното конвенционално и обновливо портфолио. Покрај тоа, E.ON и RWE го реорганизираат својот бизнис во рамките на неодамнешниот комплексна „размена“, каде што E.ON ќе се здобие со малопродажните и мрежните бизниси на Innpogy, а ќе го продаде своето портфолио за обновлива енергија на RWE. Двете компании се обидуваат да се прилагодат на трендовите на декарбонизација.

⁶ Horizon 2020 Dashboard - Macedonia

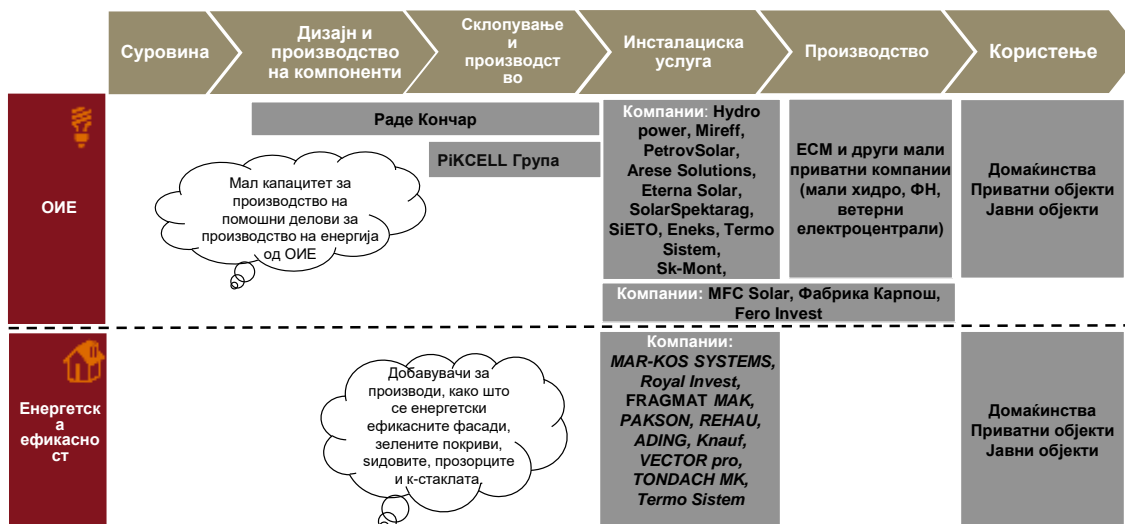
Слика 1.58 Трендови на профитабилност и раст на приходите за ЕСМ и слични компании, 2015 – 2017



Извор: Годишни извештаи и веб-страници на компаниите, анализа на проектниот тим

Нискојаглеродната транзиција би можела да го поттикне сегментот на МСП во Северна Македонија. Во однос на учеството на МСП во енергетскиот сектор, повеќето нудат само услуги на инсталација, главно во ОИЕ и ЕЕ. Постои значителен потенцијал за раст од зголемувањето на нискојаглеродните и енергетски ефикасни решенија, почнувајќи од фазата на демонстрација до пазарот во областа на технологиите за обновлива енергија и поголема заштеда на енергија. Овие проекти бараат високо ниво на инвестиции, а бидејќи е висок ризикот во однос на трошоците, перформансите и интеграцијата на пазарот, се очекува јавниот сектор да користи механизми за ублажување и со тоа да ги поддржи приватните инвеститори (Слика 1.59).

Слика 1.59 Учеството на МСП во развојот на енергетиката во Северна Македонија



Извор: Веб-страници на компаниите, анализа на проектниот тим

1.4.5 Правни и регулаторни аспекти

Со донесувањето на Законот за енергетика, Третиот енергетски пакет е целосно транспониран во секторите за електрична енергија и природен гас. За секторот за електрична енергија, ОЕПС и ОЕДС се правно и функционално раздвоени. Мрежниот пристап е во согласност со законодавството на ЕУ, што значи дека мрежните тарифи се одобрени и објавени од страна на РКЕ. Капацитетите за интерконекција се распределуваат во согласност со аукциските правила одобрени од РКЕ, вклучувајќи ги аукциите со Грција организирани од SEE CAO. Пристапот до системот и мрежата се во согласност со acquis, опфаќајќи пристап до мрежата по регулирани мрежни тарифи. Во 2020 година се очекува услугите за балансирање да бидат набавени од МЕПСО на пазарни принципи. Законот за енергетика им овозможува на сите производители на електрична енергија да учествуваат на пазарот на големо. Домаќинствата и малите претпријатија можат да го одберат нивниот снабдувач, вклучувајќи го и универзалниот снабдувач. Исто така, според овој Закон, ЕСМ како најголем производител на електрична енергија до 2025 година е должен да му понуди на универзалниот снабдувач дел од побарувачката на електрична

енергија. Сепак, тековниот развој во регулаторната рамка за воспоставување на организиран пазар на енергија допрва треба да биде завршен.

Во однос на пазарот на природен гас, Северна Македонија има целосен дерегулиран пазар на големо и мало. Раздвојувањето на операторот на системот за пренос не е извршено поради нерешениот сопственички статус, додека регулаторниот режим е во согласност со *acquis*. На крајот од 2018 година донесена е методологија за тарифи за пренос за влез/излез, чија примена ќе започне од 2020 година. Со цел да се постигне подобра меѓусебна поврзаност, сегашниот технички договор со бугарските оператор на системот за пренос на природен гас треба да биде усогласен со Регулативата (ЕУ) 2015/73. Освен тоа, беше потпишан Меморандум за разбирање со грчкиот оператор на системот за пренос на природен гас за идната интерконекција.

Северна Македонија ја транспонира Директивата за задолжителни нафтени резерви, при што, следниот чекор е да се изработи и донесе Акциски план. Северна Македонија е должна да чува задолжителни резерви на нафтени продукти што одговараат на најмалку 90 дена од просечниот дневен нето увоз, или 61 ден од просечната дневна потрошувачка, во зависност од тоа што е поголемо. Во 2017 година, нафтени резерви на државата кореспондираа со 70 дена од просечната дневна потрошувачка, додека во 2018 година нафтени резерви се намалија на 65 дена. Дирекцијата за задолжителни резерви на нафта и нафтени деривати на Република Северна Македонија е одговорна за воспоставувањето, одржувањето, складирањето и продажбата на задолжителни резерви на нафта и нафтени деривати. Северна Македонија има цел да има 70% од потребните задолжителни резерви во Северна Македонија и 30% во земјите на ЕУ. Задолжителните нафтени резерви треба да се формираат до 31.12.2022 година, врз основа на Акциски план. Овој план треба да ја опфати динамиката на формирање на резервите, неопходните складишни количини по дериват, локацијата на складишните капацитети, патоказот за постигнување на потребните складишни капацитети и можностите за финансирање земајќи го предвид влијанието врз крајните потрошувачи.

Поддршката за ОИЕ ќе продолжи да се развива во согласност со Директивата 2009/28/ЕЗ. Директивата е транспонирана со донесување на Законот за енергетика и подзаконските акти. Законот за енергетика содржи условите за конкурентен процес на наддавање за повластена премија што ќе овозможи поддршка на производителите на обновлива енергија и интеграција на пазарот на ОИЕ. Приоритетниот мрежен пристап и диспечирање на ОИЕ и високо-ефикасните когенерациски постројки се пропишани во Законот со посебен член, како и во мрежните правила за електрична енергија на ОЕПС и ОЕДС. Концептот на производител-потрошувач („prosumer“) е воведен во Законот за енергетика, а се доуредува со секундарно законодавство. Правната рамка за ОИЕ во транспортот допрва треба да биде усогласена со Директивата 2009/28/ЕЗ, вклучувајќи го и усвојувањето на критериумите за одржливост на биогоривата и биотечностите.

Релевантните обврски од Договорот за Енергетска заедница за обезбедување усогласеност со *acquis* за енергетската ефикасност се во различни нивоа на имплементација. Северна Македонија има вложено голем труд во изготвувањето на законодавството од страна на релевантните институции, со поддршка на донатори и Секретаријатот на Енергетската заедница. Со новиот Закон за енергетска ефикасност и подзаконските акти ќе се заврши транспонирањето на Директивата ЕЕ 2012/27/ЕУ. Со оглед на обврските од оваа Директива, во јули 2017 година Владата на Република Северна Македонија го усвои третиот NEEAP. Во тек е подготовката на новиот NEEAP 2019-2021, во согласност во барањата за известување од Директивата 2012/27/ЕУ. Транспонирањето на Директивата 2010/30/ЕУ за означување се смета за завршено откако во септември 2016 година е донесен Правилник за означување на енергетски производи. Делумно е реализирано транспонирањето на Директивата 2010/31/ЕУ за енергетска ефикасност на згради. Во јули 2013 година беше донесен и Правилник за енергетска контрола. Исто така, во јули 2013 година беше донесен Правилник за енергетски карактеристики на објектите, кој беше изменет во јануари и во октомври 2015 година. Преостанатите обврски од оваа Директива ќе се имплементираат во новиот Закон за енергетска ефикасност.

Северна Македонија како земја што не е вклучена во Анекс I на UNFCCC го ратификуваше Парискиот договор и исто така ја менува законодавната и регулаторната рамка во согласност со Рамката за клима и енергија на ЕУ до 2030 година. Македонските национални придонеси за климатските промени (INDC) вклучуваат намалување на емисијата на CO₂ од согорување на фосилни горива за 30% (или 36% при повисоко ниво на амбиција) до 2030 година во споредба со сценариото BAU. Законот за животна средина содржи членови со кои се уредуваат општите обврски и одговорности во врска со инвентарот на GHG емисии и националниот план за климатски промени. Инвентарот на стакленички гасови беше подготвен на национално ниво во рамките на Првиот, Вториот и Третиот национален план, како и Првиот и Вториот двогодишен извештај, како и инвентари на локално ниво за градот Скопје (Стратегијата на отпорно Скопје, Втор BUR). Најновиот инвентар на податоци за стакленички гасови го покрива периодот 1990 - 2014 година и вклучува пет директни гасови - CO₂, CH₄, N₂O, PFCs и HFCs и четири индиректни гасови - CO, NO_x, NMVOC и SO₂. Државата ќе треба да усвои долгорочна стратегија за климатска акција и Закон за климатска акција. Во однос на Целите за одржлив развој (SDG), во 2016 година беше спроведена анализа на недостатоците за вклучување на SDG во Националното планирање на одржливиот развој за периодот од 2016 до 2030 година. Резултатите покажуваат дека SDG 13: „Да се преземат итни мерки за борба против климатските промени и нивните влијанија“ се соодветно опфатени во националните стратегиски документи во областите на ублажување, проценки на ранливоста, свесност и дисеминација. Беа идентификувани недостатоци во однос на секторското планирање во областите адаптација и отпорност кон климатските промени, соодветната рамка за следење, како и мерливите и видливите индикатори за постигнувањата за ублажувањето и адаптација.

Северна Македонија има поставено регулаторна и правна рамка за ограничување на локалните загадувачи. Република Северна Македонија постигна високо ниво на транспонирање на *acquis* на Енергетската заедница, со одредени измени што треба да се донесат во врска со големите постројки за согорување.

Директивата за оцена на влијанијата врз животната средина беше транспонирана во националното законодавство со Законот за животна средина и подзаконските акти, следејќи ја соодветно структурата и содржината на Директивата. Воспоставена е законска рамка во врска со Директивата за сулфур во горива која ги специфицира максималните прагови за содржината на сулфур во мазутот и маслата за ложење во согласност со оние на Директивата. Исто така, Директивата за диви птици е транспонирана со Законот за заштита на природата. Директивата за големи постројки за согорување е транспонирана со Правилникот за гранични вредности за дозволените нивоа на емисии и видовите на загадувачи во издвнните гасови и испарувањата емитирани во воздухот од стационарни извори. Граничните вредности за емисиите на нови и постоечки постројки се усогласени со оние на Директивата. Измените на Правилникот се подготвуваат за транспонирање на Директивата за индустриски емисии. Во тек е подготовка на Законот за контрола на емисиите од индустријата, а Владата донесе Национален план за намалување на емисиите (NERP) во 2017 година.

Со Законот за енергетика, улогите и одговорностите на РКЕ се зајакнати. РКЕ има зголемената улога на следење на пазарот и решавање на неправилности, особено во случај на конкуренција на пазарот. РКЕ, исто така, ја усвои методологијата и критериумите за проценка на ризиците и приоритизирање на инвестициите во проекти од инфраструктура за електрична енергија и природен гас што се на листата на PECS и PMI на договорните страни и / или учесници во Договорот за Енергетска заедница.

Се исполнува имплементацијата на енергетската статистиката. Објавувањето и собирањето на годишни и месечни податоци е во согласност со *acquis*. Според Анекс С од Регулативата 1099/2008, месечните податоци за нафта, гас и електрична енергија навремено се пренесуваат до ЕУРОСТАТ.

Институционалниот капацитет е прилично мал. Според тековната функционална анализа на Министерството за економија и Агенцијата за енергетика, недостасуваат човечки капацитети, вклучувајќи квалификувана и искусна работна сила. Покрај тоа, во Министерството за животна средина и просторно планирање речиси сите подсектори на еден или друг начин се поврзани со енергетиката, но немаат институционална координација. Позитивен чекор е координативната Работна група за клима и енергетика, создадена со одлука на Владата во 2018 година. Членови на телото се претставници на Министерството за економија, Министерството за животна средина и просторно планирање, Министерството за транспорт и врски, Министерството за финансии, Министерство за земјоделство, шумарство и водостопанство, Кабинетот на заменик-претседател на Владата на РМ задолжен за економски прашања, Секретаријатот за европски прашања, Агенцијата за енергетика, ЕСМ и МАНУ. Очекувани резултати се подобрата соработка помеѓу институциите што треба да резултира со ефикасно и ефективно делување во насока на подобрување на енергетскиот сектор.

2 ЕНЕРГЕТСКА ВИЗИЈА И СТРАТЕШКИ ЦЕЛИ ДО 2040 ГОДИНА

Стратегија за развој на енергетиката на Република Северна Македонија се потпира на релевантните глобални, енергетски политики и трендови на ЕУ, а особено на *acquis* на Енергетската заедница. Поконкретно, Северна Македонија е подготвена да ги следи добрите практики на политиките на ЕУ за ОИЕ и ЕЕ, како и декарбонизацијата, земајќи ги предвид целите и траекториите со реална динамика што се приспособени на домашните специфики и приоритети на Владата на Република Северна Македонија.

Законот за енергетика предвидува дека Стратегијата треба да обезбеди:

- Сигурно, безбедно, и квалитетно снабдување на потрошувачите со сите видови енергија ;
- Стабилност, конкурентност и економска функционалност на енергетскиот сектор;
- Ефикасно обезбедување услуги и заштита и подобрување на правата на потрошувачите;
- Намалување на енергетската сиромаштија и заштита на ранливите потрошувачи;
- Вклучување на енергетските пазари на Република Северна Македонија во регионалните и меѓународните енергетски пазари;
- Употреба на енергетски извори на начин кој обезбедува одржлив енергетски развој;
- Унапредување на енергетската ефикасност;
- Намалување на употребата на фосилни горива за производство на енергија;
- Унапредување на користењето обновливи извори на енергија;
- Заштита на јавното здравје, животната средина и ублажување на климатските промени од штетните ефекти што произлегуваат од вршењето на енергетските дејности и
- Исполнување на обврските преземени од страна на Република Северна Македонија според ратификуваните меѓународни договори

Согласно член 11, став 3 од Законот, Стратегијата треба да покрие период од најмалку 20 години. Имајќи предвид дека претходно усвоената Стратегија за енергетика го покрива периодот 2010 – 2030 и нацрт верзијата на Стратегијата за енергетика, која не беше усвоена, го покрива периодот 2015 – 2035, беше одлучено оваа Стратегија да го опфати периодот 2020 – 2040.⁷

Според ова, визијата на Стратегијата до 2040 година е

Сигурен, ефикасен, еколошки и конкурентен енергетски систем што е способен да го поддржи одржливиот економски раст на земјата.

Со цел да се постигне визијата од 2040 година, Стратегијата усвојува три сценарија: Референтно, Умерена транзиција и Зелено (Слика 2.1). Трите сценарија се одраз на различната динамика на енергетската транзиција и овозможуваат флексибилност на македонскиот одговор на релевантните политики на ЕУ за современа, конкурентна и климатски неутрална економија до 2050 година. Притоа, сценаријата се базирани и на долгогодишни истражувања од областа на стратешкото енергетското планирање и климатските промени во рамките на енергетските стратегии, плановите за енергетска ефикасност и ОИЕ, националните комуникации и двогодишни извештаи за климатски промени, а особено анализите направени за ублажување на климатските промени во рамките на SBUR.

⁷ ToR вклучува подготвување на проекции до 2040 година.

Слика 2.1 Преглед на сценарија за развој на македонскиот енергетски систем до 2040 година

	Референтно сценарио	Сценарио за умерена транзиција	Зелено сценарио
Визија	Премин од конвенционални извори на енергија врз основа на сегашните политики и принципот на оптимален развој при најниски трошоци	Прогресивна транзиција од конвенционални извори на енергија врз основа на нови политики и принципот на оптимален развој при најниски трошоци	Радикална транзиција од конвенционални извори на енергија врз основа на нови политики и укинување на лигнитот
Двигатели на побарувачката	<ul style="list-style-type: none"> Пораст на БДП во Македонија со кој до 2040 г. би се достигнале денешните нивоа на БДП по глава на жител на соседните земји од ЕУ Тековни политики за енергетска ефикасност Пенетрација на ЕВ 	<ul style="list-style-type: none"> Ист раст на БДП како за Референтното Енергетска ефикасност заснована на политика во согласност со директивите на ЕУ/ Насоките на ЕпС Поголема пенетрација на ЕВ 	<ul style="list-style-type: none"> Ист раст на БДП како за Референтното Енергетска ефикасност иста како Сценариото за умерена транзиција, но со повеќе стимулации и напредни технологии Најголема пенетрација на ЕВ
Фокус на инвестиции во технологии за производството	<ul style="list-style-type: none"> Избор за ревитализација на ТЕЦ на лигнит врз основа на принципот на најниски трошоци Фокус на ОИЕ 	<ul style="list-style-type: none"> Избор за ревитализација на ТЕЦ на лигнит врз основа на принципот на најниски трошоци Поголем фокус на ОИЕ 	<ul style="list-style-type: none"> Избор за ревитализација на ТЕ на лигнит врз основа на принципите на најниски трошоци Значителен фокус на ОИЕ
Јаглеродна цена на ниво од ETS	2027	2025	2023
Цени на енергенти (WEO 2017)¹	Врз основа на сценариото на тековни политики	Врз основа на сценариото на нови политики	Врз основа на сценариото за одржлив развој
Набавка на гориво / Достапност	<ul style="list-style-type: none"> Производството на лигнит е ограничено на максимално ниво на очекувано годишно снабдување (~ 5 милиони тони 2018-2035, ~ 3 милиони тони 2035-2040) Хидропроизводство и ветерна/соларна енергија во согласност со историските трендови и прилагодени за нови електрани вклучени во системот Развој на прекугранични капацитети (електрична енергија и гас) во согласност со ENTSO-E, ENTSO-G и ЕпС Одржлива потрошувачка на биомаса² Складирање во батерии (ЕВ и топлински пумпи) 		

1) World Energy Outlook, 2017

2) Не го надминува годишниот раст на биомасата и вклучува искористување на отпадна биомаса

Извор: анализа на проектниот тим

За да се претвори визијата во јасни цели, Стратегијата дефинира 5 енергетски столбови со шест стратешки цели (Слика 2.2), тесно поврзани со петте димензии на Европската стратегија за енергетска унија⁸, и тоа:

- Сигурност, солидарност и доверба;
- Целосно интегриран внатрешен енергетски пазар;
- Енергетска ефикасност;
- Декарбонизација на економијата;
- Истражување, иновација и конкурентност.

Секој енергетски столб има важна улога во планирањето на енергетскиот систем, но мора да се гледа на сеопфатен начин, со цел да се разберат синергиите и балансирањето помеѓу секторите. За столбот за енергетска ефикасност е потребно максимизирање на заштитите на енергија, бидејќи тоа директно влијае на намалувањето на емисиите, на намалувањето на зависноста од увозот и на стимулирањето на домашната економија со локални можности за вработување. Во однос на интеграцијата и сигурноста на енергетските пазари (втор столб), целта е да се одржи сегашното ниво на увоз на енергија, со фокус на електричната енергија, нафтените продукти и природниот гас преку новата инфраструктура и регионалната соработка. Главното средство во столбот за декарбонизација е премин кон нискојаглеродни горива и технологии, што се остварува со комбинација на намалувањето на емисиите на стакленички гасови во производствените капацитети со конвенционално гориво и поголемо користење на технологиите за ОИЕ на одржлив начин. Исполнувањето на агентата за декарбонизација треба да се постигне на што е можно поекономичен начин. Затоа, столбот за истражување, иновација и конкурентност ја нагласува улогата на науката и иновацијата за користење на најдобрите технологии при најмали трошоци. И на крај, правните и регулаторните аспекти се основа за ефективно и транспарентно функционирање на пазарот, при што фокусот на Северна Македонија е усогласувањето и спроведувањето на *acquis* на Енергетската заедница.

Секоја стратешка цел е придружена со индикатор кој се користи за евалуација и споредување на резултатите на различните сценарија, како и за следење на напредокот.

⁸ Насоки за политиката (нацрт) од Секретаријатот на Енергетската заедница за развојот на националните енергетски и климатски планови како дел од препораката 2018/01/MC-EnC

Слика 2.2 Преглед на целите и индикаторите на Стратегијата за развој на енергетиката на Северна Македонија

Енергетски столб	Индикатор	СТРАТЕШКИ ЦЕЛИ	Метрика
1 Енергетска ефикасност	Енергетска ефикасност 	Да се максимизира заштедата на енергија	<ul style="list-style-type: none"> • Намалување на потрошувачката на примарна и финална енергија во однос на BAU сценариото
2 Интеграција и безбедност на енергетските пазари	Енергетска зависност 	Да се задржи енергетската зависност околу денешното ниво (54% нето-увоз), а во исто време да се придонесе кон интеграција на европските пазари	<ul style="list-style-type: none"> • Удел на нето-увозот во потрошувачката на примарна енергија
3 Декарбонизација	Емисии на GHG 	Да се ограничи зголемувањето на GHG емисиите	<ul style="list-style-type: none"> • Апсолутно количество на GHG емисии (CO₂, CH₄ и NO₂) во однос на BAU сценариото и во однос на 2005 година
	Удел на ОИЕ 	Значително зголемување на уделот на ОИЕ во бруто потрош. на финалната енергија во однос на денешното ниво (19% ОИЕ) на одржлив начин	<ul style="list-style-type: none"> • Удел на ОИЕ (греење и ладење, електрична енергија, транспорт) во бруто потрошувачката на финална енергија
4 И&И и конкурентност	Вкупни трошоци на системот 	Да се минимизираат трошоците на системот врз принципот на оптимизација при најмали трошоци	<ul style="list-style-type: none"> • Годишни и кумулативни трошоци на системот во евра вклучувајќи вкупни годишни инвест., трошоци за O&M, за испорака и за набавка на гориво
5 Правни & регулаторни аспекти	Правна и регулаторна усогласеност 	Да се обезбеди континуирано усогласување со „acquis“ на ЕпС и нивна имплементација	<ul style="list-style-type: none"> • Усогласување на националното законодавство со „acquis“ на ЕпС и нивно спроведување во пракса

Забелешка: BAU сценариото е сценарио кое има цел да ја покаже еволуцијата на енергетскиот сектор со енергетските мерки реализирани до 2016 година. Повеќе детали се дадени во Прилог 1 кој е составен дел на оваа стратегија.
Извор: Анализа на проектниот тим

3 ИНТЕГРИРАНИ РЕЗУЛТАТИ И ПОЛИТИКИ

3.1 Интегрирани резултати до 2040 година

Шесте стратешки цели се основа врз која се развива енергетскиот модел од Стратегијата, па така интегрираните резултати од моделот го трасираат развојот на македонскиот енергетски систем до 2040 година.

Во сите три сценарија, интегрираните резултати покажуваат прогресивна енергетска транзиција во однос на сегашното ниво и во однос на перспективата во Сценариото „бизнис како вообичаено“ (Business-As-Usual – BAU). Резултатите за енергетската ефикасност укажуваат дека преземените мерки се ефективни во постигнувањето на заштеда на енергија во потрошувачката на примарна и финална енергија во споредба со BAU сценариото. Најголемите заштеди може да се постигнат кај потрошувачката на примарна енергија, до -34,5% во 2030 година и до -51,8% во 2040 година за Зеленото сценарио.







Нето-увозот во потрошувачката на примарна енергија ќе остане сличен со сегашните нивоа (54%) во Референтното и во Зеленото сценарио, додека Сценариото за умерена транзиција малку ќе ја зголеми зависноста од увозот.

Во Зеленото сценарио, нивото на емисии на стакленички гасови би можело да се преполови во споредба со BAU сценариото во 2030 година, и да се намали за две третини во 2040 година. Во споредба со нивоата во 2005 година, сите сценарија покажуваат намалување на нивото на емисии на стакленички гасови во 2030 година и 2040 година.

Во однос на продорот на ОИЕ, сите сценарија предвидуваат високо учество на ОИЕ во бруто потрошувачката на финална енергија. Дури и Референтното сценарио стимулира големи капацитети на ОИЕ во 2030 и 2040 година.

Имајќи ги предвид специфичните претпоставки за развој на регионалниот пазар и специфичните околности во земјата, резултатите покажуваат дека енергетската трансформација ќе создаде ситуација поволна за сите (вин-вин) - посилна економија, сигурно снабдување со енергија и почиста животна средина при пониски трошоци за енергетскиот систем. Зеленото сценарио има најниски вкупни системски трошоци во 2030 и 2040 година, што значи дека со ова сценарио визијата на Стратегијата се постигнува на најевтин начин (Слика 3.1).

Слика 3.1 Резиме на интегрираните резултати во 2030 и 2040 година

Енергетски столб	Индикатор	Метрика	2030 година			2040 година		
			Референтно	Умерена транзиција	Зелено	Референтно	Умерена транзиција	Зелено
1	Енергетска ефикасност	 % намалување на потрошувачката на примарна и финална енергија во однос на BAU	-15,3% примарна -10,3% финална	-31,2% примарна -16,6% финална	-34,5% примарна -20,8% финална	-34,9% примарна -14,2% финална	-47,9% примарна -21,7% финална	-51,8% примарна -27,5% финална
2	Интеграција и безбедност на енергетските пазари	 % на нето увозот во потрошувачката на примарна енергија	48,7%	61,9%	59,1%	51,0%	61,9%	55,3%
3	Декарбонизација	 % намалување во однос на 2005 год. и во однос на BAU	-20,9% -22,9% vs. BAU	-57,2% -58,3% vs. BAU	-64,7% -65,3% vs. BAU	-8,1% -35,6% vs. BAU	-43,3% -60,2% vs. BAU	-61,5% -72,8% vs. BAU
		 % на ОИЕ во бруто потрошувачката на финална енергија	33%	38%	40%	35%	39%	45%
4	И&И и конкурентност	 Милј. EUR во 2030 и 2040 и кумулативно	3,8	3,3	3,2	5,1	4,8	4,5
			41,0	38,3	37,3	86,5	81,2	78,1
5	Правни & регулаторни аспекти	 Усогласување и спроведување на EnC „acquis“	Целосна усогласеност			Целосна усогласеност		

Забелешка: Резултатите за уделот на ОИЕ ги вклучуваат топлинските пумпи
Извор: Анализа на проектниот тим

Резултатите за емисиите на стакленички гасови и ОИЕ се во согласност со индикативните цели за 2030 година на Енергетската заедница за сите три сценарија, додека резултатите за енергетска ефикасност зависат од тоа дали се изразени во апсолутни или во релативни вредности. Енергетската заедница го спроведува процесот на утврдување на целите за 2030 година за договорните страни. Во моментот, целите на Енергетската заедница за 2030 година се индикативни и се во процес на финализирање заедно со договорните страни.

Во однос на целите за ЕЕ, постои разлика во основната претпоставка на ВАУ сценариото на Енергетската заедница и ВАУ сценариото на Стратегијата. Последиците се различни релативни и апсолутни вредности помеѓу резултатите за ЕЕ за Северна Македонија (од Енергетската заедница наспроти резултатите од Стратегијата), каде што релативната вредност на Референтното сценарио и Сценариото за умерената транзиција не ја постигнува или речиси ја постигнува целта на Енергетската заедница за 2030 година. Ова е помалку изразено во апсолутни вредности каде што Референтното сценарио речиси ја постигнува целта на Енергетската заедница, додека за Умерена транзиција е усогласено. Зеленото сценарио ги исполнува целите во двата случаи. Дополнително, Директивата за ЕЕ обезбедува можност целите за ЕЕ да се наметнат на потрошувачката на примарна или на финална енергија. Кога ги следиме резултатите, се препорачува идните цели за ЕЕ да се постават главно на потрошувачката на примарна енергија. Причината за поизразените разлики помеѓу потрошувачката на примарната и на финалната енергија лежи во доминантното потпирање на капацитетите за производство на јаглен, како и целокупната ефикасност на конверзијата од примарна до финална енергија. Затоа, секоја интервенција во подобрувањето на ефикасноста би била повидлива преку примарната енергија.

Ситуацијата со емисијата на стакленички гасови е позитивна, каде што сите сценарија се поамбициозни во намалувањето на емисиите на стакленички гасови во споредба со целта на Енергетската заедница од 2030 година. Понатаму, Стратегијата ги зема предвид емисиите поврзани со увезената електрична енергија во вкупните емисии на стакленички гасови. Затоа, во иднина е предвидена понатамошна хармонизација меѓу Северна Македонија, другите договорни страни и Енергетската заедница (Слика 3.2).

Слика 3.2 Резиме на интегрираните резултати наспрема индикативните цели на Енергетската заедница во 2030 година

Енергетски столб	Индикатор	2030 година (релативни услови)				2030 година (апсолутни услови)			
		Цел на ЕпС	Референтно	Умерена транзиција	Зелено	Цел на ЕпС	Референтно	Умерена транзиција	Зелено
1 Енергетска ефикасност	Енергетска ефикасност	-32,5% примарна ИЛИ финална во однос на ВАУ	-15,3% примарна -10,3% финална	-31,2% примарна -16,6% финална	-34,5% примарна -20,8% финална	2,862 ktоe примарна 1,996 ktоe финална	2,975 ktоe примарна 2,301 ktоe финална	2,414 ktоe примарна 2,138 ktоe финална	2,300 ktоe примарна 2,030 ktоe финална
	3 Декарбонизација	Емисии на GHG	+13% vs. 2005	-11,4% (-20,9%)	-37,6% (-57,2%)	-43,0% (-64,7%)	14,7 Mt CO ₂ -eq	11,5 Mt (7,4 Mt) CO ₂ -eq	8,1 Mt (4,0 Mt) CO ₂ -eq
	Удел на ОИЕ	33,9% најмалку	33%	38%	40%	n/a	n/a	n/a	n/a

Резултати наспр. цели на ЕпС ■ ЕпС 2030 постигнати ■ ЕпС 2030 речиси постигнати ■ ЕпС 2030 не се постигнати Целите не се достапни

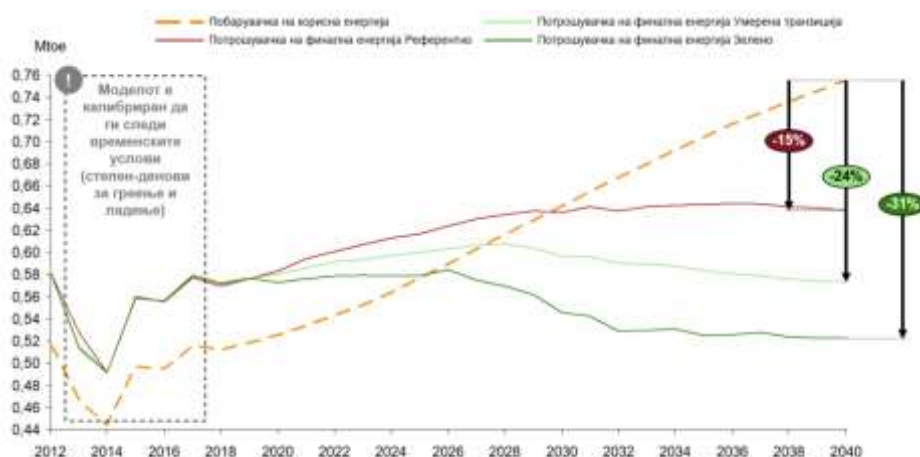
Забелешка: За време на изработката на Стратегијата, индикативните цели на ЕпС за 2030 не беа формално усвоени. Целта за GHG емисиите дефинирана во ЕпС студијата ги опфаќа сите економски сектори (сите сектори опфатени во IPCC методологијата - Енергетика, IPPU, Отпад и Земјоделство без FOLU). За Северна Македонија предлог-целта во 2030 година е зголемување на вкупните GHG емисии за не повеќе од 13% во однос на нивото во 2005 година. Користејќи ги резултатите од Стратегијата за GHG и претпоставувајќи дека сите останати сектори ќе ги зголемат емисиите за 13% во однос на 2005 година, пресметани се вкупните GHG емисии за 2030 година. Горните вредности во квадратите за емисии на GHG одговараат на вкупните емисии, додека бројките во заградите соодветствуваат на цели за енергетскиот сектор.

Извор: Анализа на проектниот тим

3.1.1 Индикатор за енергетска ефикасност

Во сите три сценарија, Северна Македонија ќе користи помалку енергетски ресурси за да ги покрие истите потреби од енергија. Иако се очекува дека потрошувачката на корисна енергија ќе расте, потрошувачката на финална енергија не го следи овој тренд, бидејќи во секое од сценаријата се имплементираат поефикасни технологии (Слика 3.3). Ова, прикажано во случајот со домаќинствата, ќе открие пониска потрошувачка на финална енергија за 15% споредено со потрошувачката на корисна енергија во 2040 година според Референтното сценарио, па дури и повисоко отстапување од 24% и 31% според Сценариото за умерена транзиција и Зеленото сценарио, соодветно. Раздвојувањето на кривите на потрошувачката на енергија започнува од 2020 година за сите сценарија, но со различни стапки за секое сценарио до 2040 година. За периодот 2012 - 2017 година моделот е калибриран, за да ја одразува потрошувачката според вистинските временски услови.

Слика 3.3. Потрошувачка на корисна наспроти на финална енергија во домаќинствата, по сценарио



Извор: модел MARKAL

Во сите три сценарија ќе се зголеми потрошувачката на финалната енергија, но со значително пониски стапки во Сценариото за умерена транзиција и Зеленото сценарио. Во Референтното сценарио севкупниот раст се проценува на 56% во 2040 година во однос на 2017 година, додека во другите две сценарија растот се одвива со побавно темпо (Слика 3.4).

Во сите три сценарија, индустрискиот сектор е главен двигател на потрошувачката на финалната енергија. Потрошувачката на финална енергија во индустријата ќе го следи планираниот економски развој на земјата. Во Сценариото за умерена транзиција, се очекува употребата на технологии со подобра ефикасност во домаќинствата постепено да ја намалува финалната енергија. Овој ефект се очекува да биде поизразен во Зеленото сценарио и да се одрази во другите релевантни сектори, како што е комерцијалниот сектор (Слика 3.4).

Слика 3.4 Потрошувачка на финална енергија по сектор

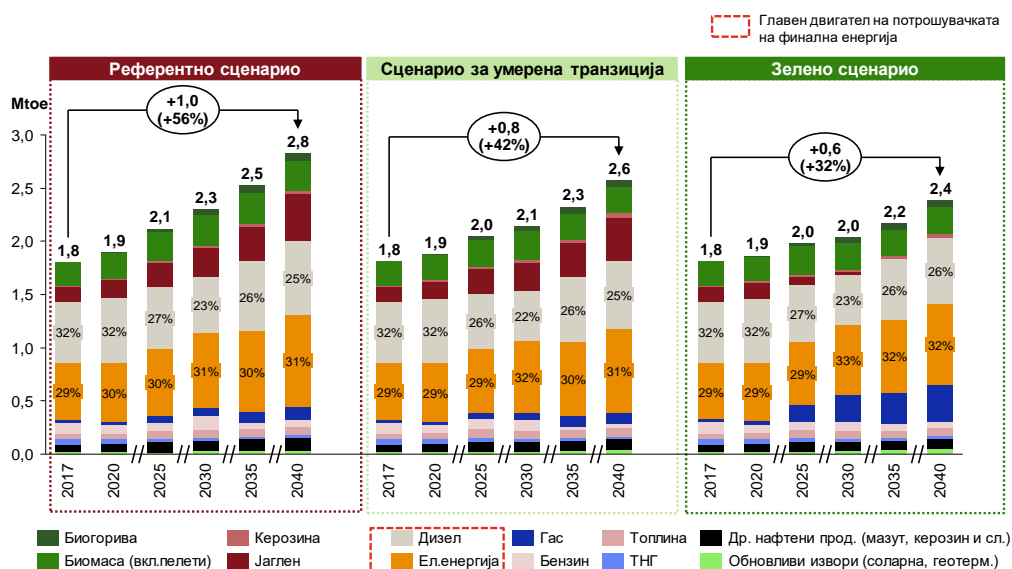


Извор: модел MARKAL

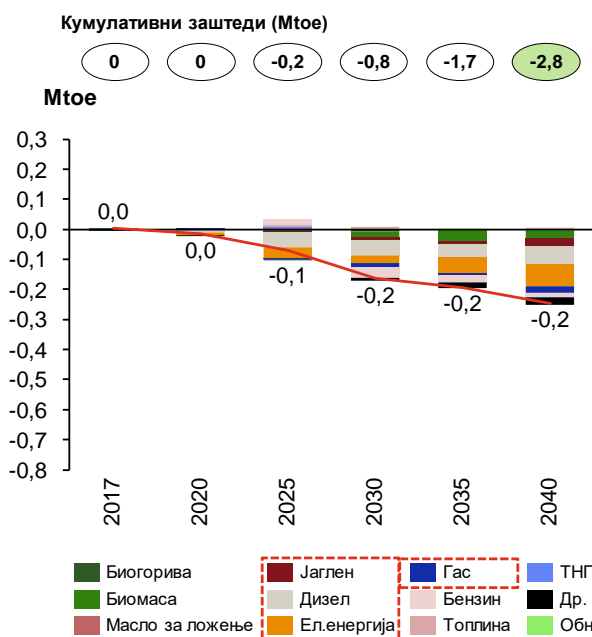
Електричната енергија и дизелот имаат најголемо учество во потрошувачката на финалната енергија (55-60%). Во сите три сценарија, електричната енергија и дизелот ќе останат со клучна улога за задоволување на потребите од финална енергија (Слика 3.5). Сепак, нивната потрошувачка ќе се намали во сценариото на Умерена транзиција, што резултира со 0,2 Mtoe помалку во споредба со Референтното сценарио (Слика 3.6).

Дополнително, се очекува дека природниот гас и ОИЕ, ќе станат подостапни за финалната потрошувачка. Затоа, во Зеленото сценарио, потрошувачката на финална енергија е за 0,4 Мтое пониска отколку во Референтното сценарио, поради замената на јаглен со гас во индустријата (Слика 3.7).

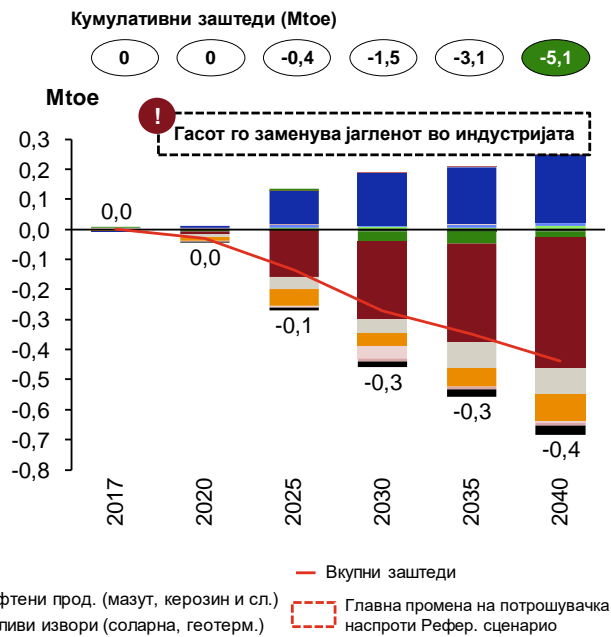
Слика 3.5 Потрошувачка на финална енергија по енергенти



Слика 3.6 Намалување на потрошувачката на финална енергија по енергенти - Умерено наспроти Референтно

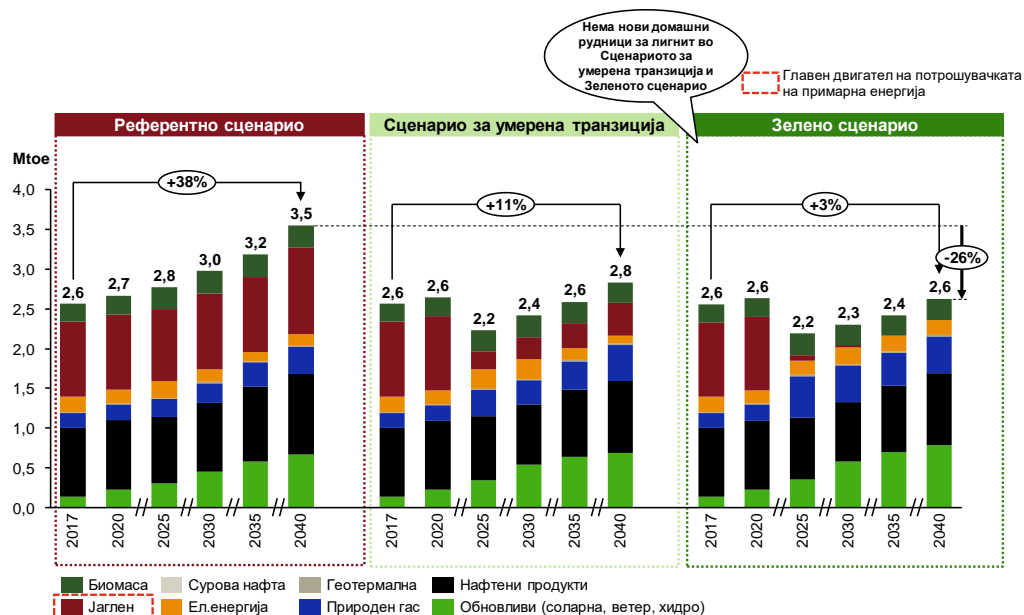


Слика 3.7 Намалување на потрошувачката на финална енергија по енергенти - Зелено наспроти Референтно



Намалувањето на потрошувачката на јаглен е главен двигател за намалувањето на потрошувачката за примарна енергија. Потрошувачката на примарна енергија во Референтното сценарио е проектирана да порасне за 38% до 2040 година, водена од потрошувачката на јаглен. Сепак, поради повисоката цена на CO₂, новите домашни рудници за лигнит се неисплатлива опција во Умереното и Зеленото сценарио. Затоа, технологиите кои користат јаглен се заменуваат со поефикасни технологии кои користат гас и ОИЕ, што се одразува со намалување на потрошувачката на примарна енергија, која во Зеленото сценарио во 2040 година ќе биде 26% помалку отколку во Референтното сценарио (Слика 3.8).

Слика 3.8 Потрошувачка на примарна енергија по енергенти



Извор: модел MARKAL

3.1.2 Индикатор за енергетска зависност

Во однос на енергетската зависност, во Референтното и во Зелено сценарио уделот на нето увозот останува на сегашно ниво, додека во Сценариото за умерена транзиција се зголемува до ~ 60% до 2040 година. Од овој аспект, во Сценариото за умерена транзиција и во Зелено сценарио, критична година е 2025, кога постојните електроцентрали на лигнит ќе престанат со работа и преостанатиот производствен капацитет во земјата нема да биде доволен за да ја задоволи потрошувачката на електрична енергија, па ќе биде потребен дополнителен увоз на електрична енергија и природен гас (зголемувајќи го неговото учество на околу 70%) (Слика 3.9).

Слика 3.9 Удел на нето увозот во вкупната потрошувачка на примарна енергија



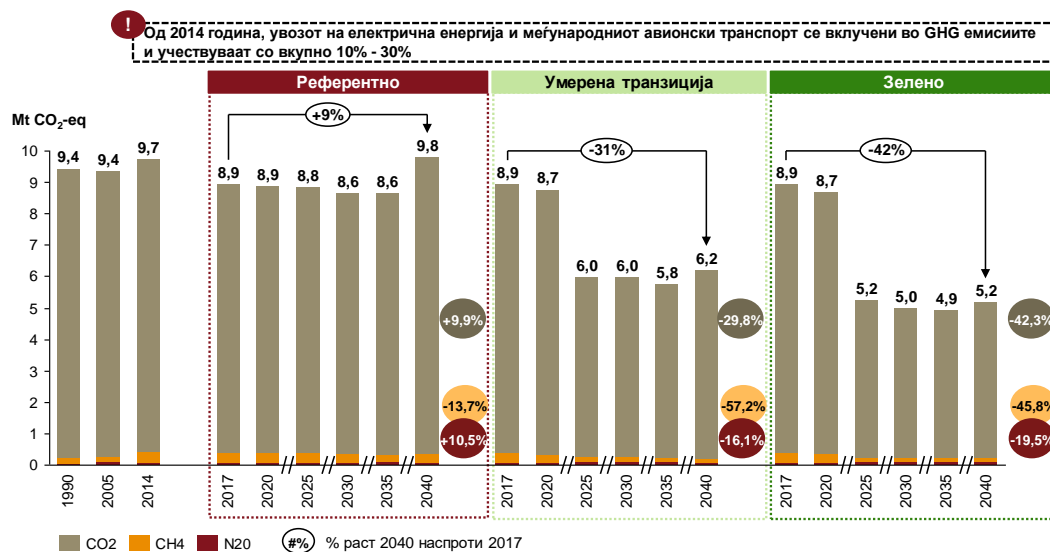
Извор: модел MARKAL

3.1.3 Индикатор за емисии на стакленички гасови

Намалувањето на емисиите на стакленички гасови се постигнува во две од трите сценарија, што се должи на намалувањето на производството и користењето на јагленот. CO₂ го претставува најголемиот дел од емисиите на стакленички гасови во сите три сценарија (~ 96% од вкупните емисии). Во Сценариото за умерена транзиција, емисиите на CO₂ се намалуваат за речиси 30% во 2040 година во однос на 2017 година, а во Зелено сценарио за 42%. За истите сценарија може да се забележи значително намалување на емисиите на CH₄, главно поради елиминацијата на фугитивните емисии од рудниците за јаглен (нема нови рудници). Ако се примени IPCC методологијата (која не ги вклучува емисиите од увоз на електрична енергија и меѓународен авионски транспорт) и се направи споредба на резултатите со емисиите во 1990 и 2005 година, се добива дека во 2030 година емисиите

се пониски во Референтното сценарио за ~ 21%, во Сценариото за умерена транзиција ~ 57% и во Зеленото сценарио ~ 65%. Споредбите се прават во однос на повеќе години затоа што за земјите од EnC сèуште не е дефинирана базната година.

Слика 3.10 Намалување на емисиите на стакленички гасови по гас



Забелешка: GHG емисиите во 1990 и 2005 година се замени од Националниот инвентар на GHG емисии
Извор: модел MARKAL

3.1.4 Индикатор за удел на ОИЕ

Уделот на ОИЕ во вкупната потрошувачка на финална енергија се зголемува во сите сценарија, достигнувајќи 35-45% во 2040 година. Нивото на искористеност на ОИЕ како важен фактор за декарбонизација на енергетскиот сектор се смета за релевантно дури и во Референтното сценарио, каде што удел на ОИЕ од 33% е проектиран по 2030 година. Според методот за пресметка на уделот на ОИЕ воспоставен со Директивата 2009/28/ЕЗ за обновлива енергија, се дефинира минимален праг за сезонскиот фактор на перформанси (SPF) на топлинските пумпи, над кој топлинските пумпи може да се сметаат како обновлив извор. Оттука, земајќи ги предвид топлинските пумпи, уделот на ОИЕ во бруто потрошувачката на финалната енергија ќе стане уште поголем, достигнувајќи речиси 40% во Сценариото на умерена транзиција и 45% во Зеленото сценарио (Слика 3.11).

Слика 3.11 Удел на ОИЕ во бруто потрошувачката на финалната енергија

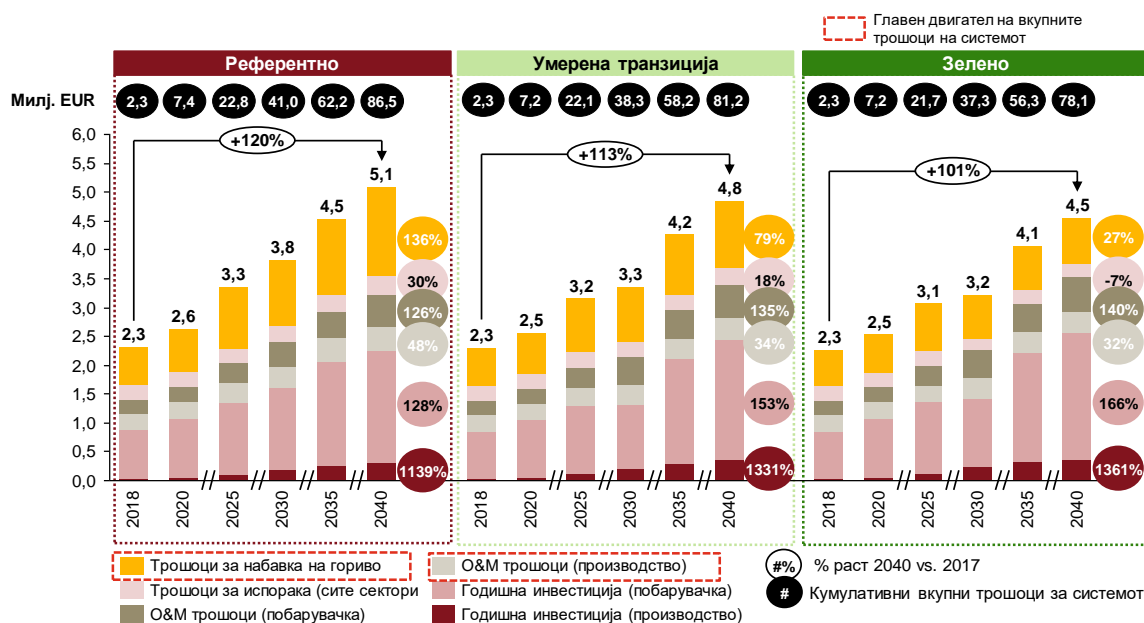


Извор: модел MARKAL

3.1.5 Индикатор за вкупните трошоци на системот

Во Референтното сценарио годишните трошоци за енергетскиот систем ќе бидат повеќе од двојни до 2040 година. Во 2040 година ќе бидат потребни дополнителни 2,8 милијарди евра (Слика 3.12). Најголемиот дел од годишните расходи во Референтното сценарио се инвестициите во технологиите на страната на побарувачката и трошоците за енергенти, кои сочинуваат 65% од вкупните трошоци во 2018 година и се зголемуваат на 68% во 2040 година. Исто така, ќе се појават инвестиции во технологиите за производство на енергија, особено по 2030 година.

Слика 3.12 Анализа на годишните расходи

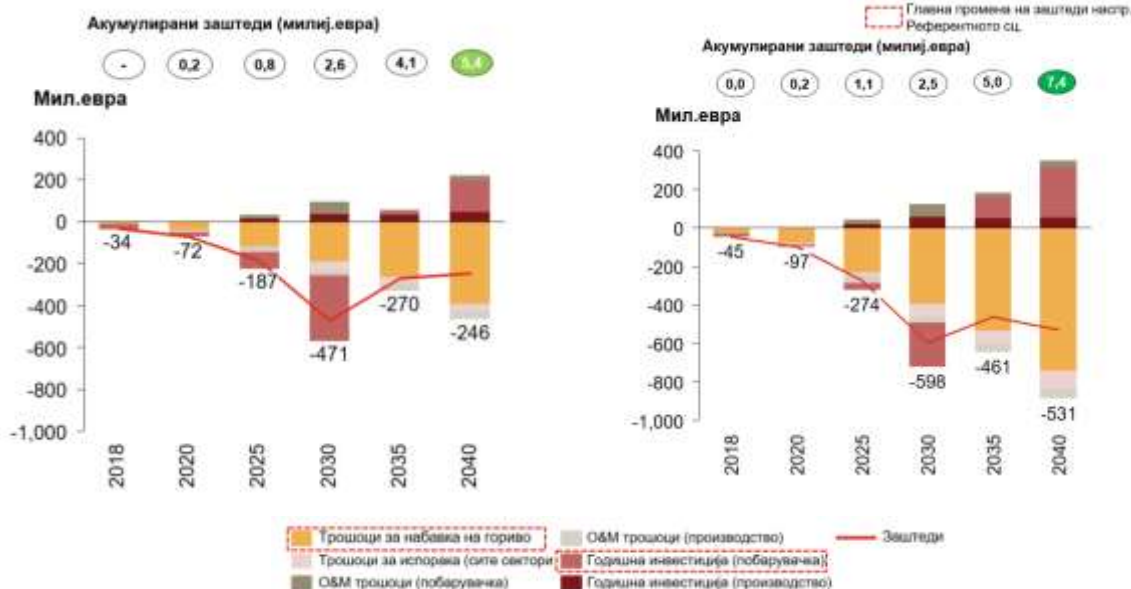


Извор: модел MARKAL

Најисплатливо сценарио е Зеленото сценарио. Кумулативните заштеди во Сценариото на умерена транзиција се проценети на 5,4 милијарди евра (Слика 3.13), додека во Зеленото сценарио проценката изнесува 7,4 милијарди евра (Слика 3.14). Главниот двигател на заштедите се пониските трошоци за енергенти, иако се потребни повеќе инвестиции во нови технологии.

Слика 3.13 Годишни заштеди на трошоците по тип - Умерена транзиција наспрема Референтно сценарио

Слика 3.14 Годишна заштеда на трошоците по тип - Зелено наспрема Референтно сценарио



Извор: модел MARKAL

3.2 Политики и стратешки мерки

За да ги исполни приоритетите предвидени во Законот за енергетика, како и за да ги преземе потребните чекори за постигнување на визијата од 2040 година, Стратегијата поставува политики и стратешки мерки групирани во столбови во согласност со Европската стратегија за енергетска унија. Покрај тоа, сите политики и стратешки мерки се усогласени со приоритетите од Законот за енергетика, со цел да се нагласи нивната релевантност и придонес.

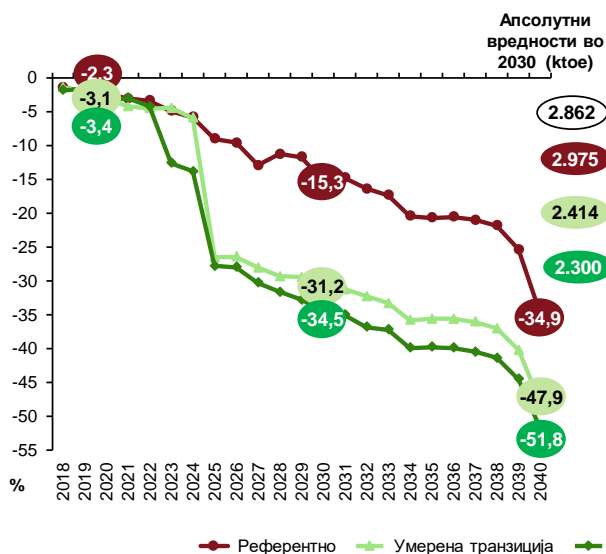
3.2.1 Енергетска ефикасност

Опфатени приоритети од Законот за енергетика:

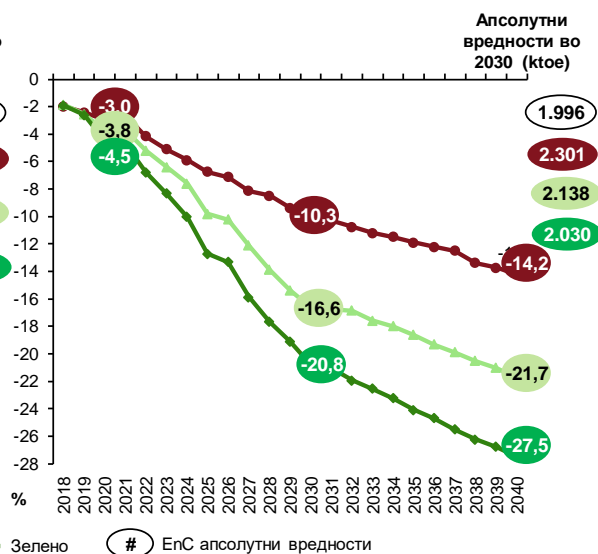
- Употреба на енергетските извори на начин што обезбедува одржлив енергетски развој;
- Подобрување на енергетска ефикасност;

Поставување на националните цели за ЕЕ (2020 и 2030 година). Анализите презентирани во оваа Стратегија ќе се користат како основа за дефинирање на националните цели за ЕЕ за 2020 и 2030 година. Со внимателно следење на процесот на Енергетската заедница за воспоставување на цели за енергетска ефикасност, ОИЕ и за намалување на емисиите на стакленички гасови за 2030 година на ниво на Енергетската заедница, Стратегијата предлага национални цели за ЕЕ за 2020, 2030 и 2040 година (Слика 3.15 и Слика 3.16).

Слика 3.15 Траекторија на енергетската ефикасност и цели за примарната енергија во споредба со ВАУ сценариото



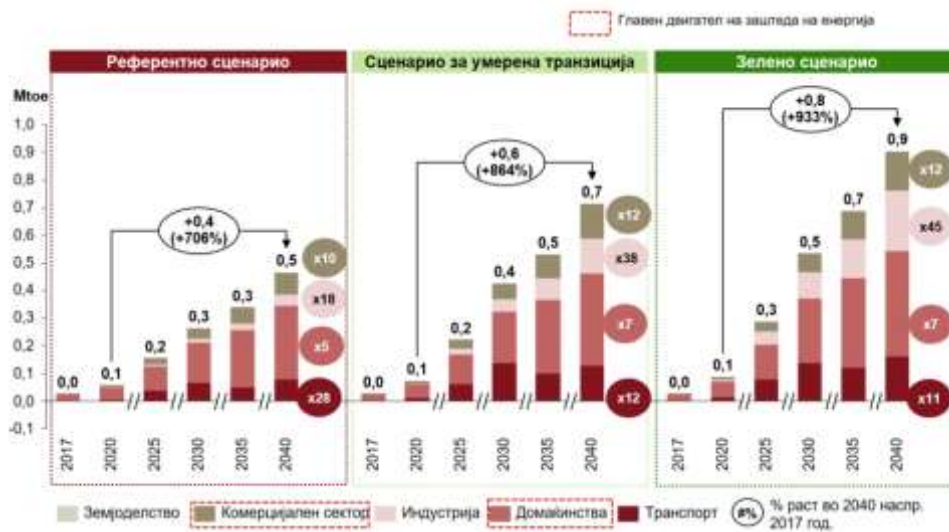
Слика 3.16 Траекторија на енергетската ефикасност и цели за финалната енергија во споредба со ВАУ сценариото



Извор: модел MARKAL

Продолжување со употребата на постојните и воведување нови мерки за ЕЕ во потрошувачката на финална енергија за домаќинствата и за комерцијалниот сектор. Резултатите покажуваат дека највисоките заштеди во потрошувачката на финална енергија може да се постигнат во домаќинствата и во комерцијалниот сектор (Слика 3.17). Голем дел од заштедите би можеле да се потпрат на постојните мерки со поголем продор во земјата и со воведување на нови мерки. Тие вклучуваат високо ефикасни апарати во домаќинствата, комерцијалниот и во јавниот сектор, примерна улога на јавните згради (мерки на реновирање), изолација на постојните и на новите станбени објекти со воведување на куќи со речиси нулта енергија, енергетски контроли, управување со енергијата, подобрување на поголемото искористување и проширување на системите за централно греење, како и електрификација на топлинскиот сектор (топлински пумпи). Финансирањето на проектите за енергетска ефикасност е клучно за успешна имплементација и може да биде поддржано со развојот на пазарот на ESCO, како и други механизми за финансирање (на пример, револвинг фонд за енергетска ефикасност, финансиски програми на општинско ниво, јавно приватни партнерства, енергетски кооперативи итн). Операционализацијата на ESCO пазарот треба да ги следи препораките од неодамнешната „Анализа на правни недостатоци“, во кои беа утврдени недостатоци во однос на дефицитите во три функционални области, имено: недостаток на поддржувачки организациски/институционални структури, недостаток на флексибилност со цел јавните власти да имаат корист од иновативни и насочени ESCO инвестиции за енергетска ефикасност и недостаток на комерцијална/економска одржливост за спроведување на ESCO проекти во Северна Македонија. Деталните резултати за мерките во овие два сектори се дадени во Табела 3.1, Табела 3.2 и Табела 3.3. Важно е да се напомене дека спроведувањето на облигационите шеми за енергетска ефикасност ќе ја зголеми во просек цената на енергија за ~0,015 ЕУР/MWh.

Слика 3.17 Заштеда во потрошувачката на финална енергија по сектори наспрема ВАУ сценариото



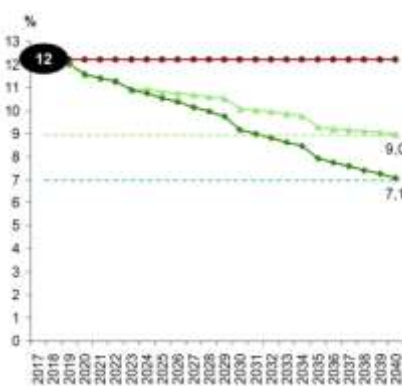
Извор: модел MARKAL

Дополнително фокусирање на мерките за ЕЕ во потрошувачката на финална енергија за индустрискиот и за транспортниот сектор. Индустијата и транспортниот сектор имаат највисоки стапки на раст во вкупните заштеди на енергија во споредба со 2020 година, кои се движат од 18 до 45 пати за индустијата и 11 до 28 пати за транспорт во зависност од сценариото. Улогата на овие сектори во заштедата на енергија ќе стане поважна по 2025 година (Слика 3.17). Најголемиот придонес во индустијата може да се постигне со мерки за ефикасни технологии кои ќе овозможат промена на енергент (од јаглен во гас), како и употреба на ефикасни електрични мотори. Во поглед на енергетските заштеди во транспортот, замената на стари возила со енергетски ефикасни, електрификацијата на патниот сообраќај (ЕВ), како и модален премин од патен кон железнички товарен транспорт, од автомобил кон автобус за патнички превоз и повеќе велосипедизам/пешачење во урбаните средини се сметаат за најважни мерки. Деталните резултати за мерките во овие два сектори се дадени во Табела 3.4 и Табела 3.5.

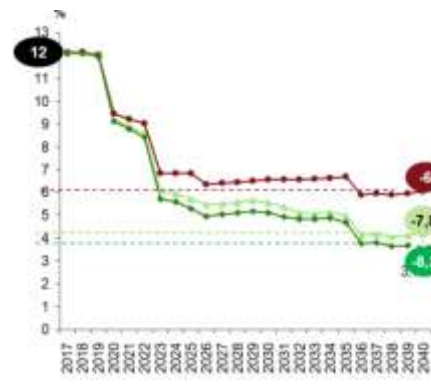
Следење на ефектот од мерките за ЕЕ. Важно е дека енергетските заштеди се мерливи и може да се следат. На тој начин, мерките кои покажуваат поголемо влијание врз потрошувачката на енергија може дополнително да се стимулираат за имплементација.

Спроведување понатамошни релевантни технички мерки за континуирано намалување на загубите во преносната и дистрибутивната мрежа. Најзначајниот потенцијал за заштеда може да се реализира со намалување на загубите во дистрибутивната мрежа за електрична енергија и во мрежата на централно греење (Слика 3.18). Техничките мерки за намалување на загубите на електрична енергија во дистрибуцијата се состојат од замена на надземните водови со подземни (каде што е можно), преминување на напон од 20 kV, инсталација на нови трансформациони станици за скратување на нисконапонските линии, како и автоматизација и далечинско управување со мрежата. Дополнително, сите овие подобрувања ќе придонесат за подобри SAIDI и SAIFI индикатори. За секторот за греење, техничките мерки вклучуваат континуирана замена на постојните топлински цевководи со претходно изолирани цевководи, и оптимизација на работата на потстанциите преку автоматска контрола. Деталните резултати за мерката се дадени во Табела 3.7.

Слика 3.18 Намалување на загубите на системот за централно греење



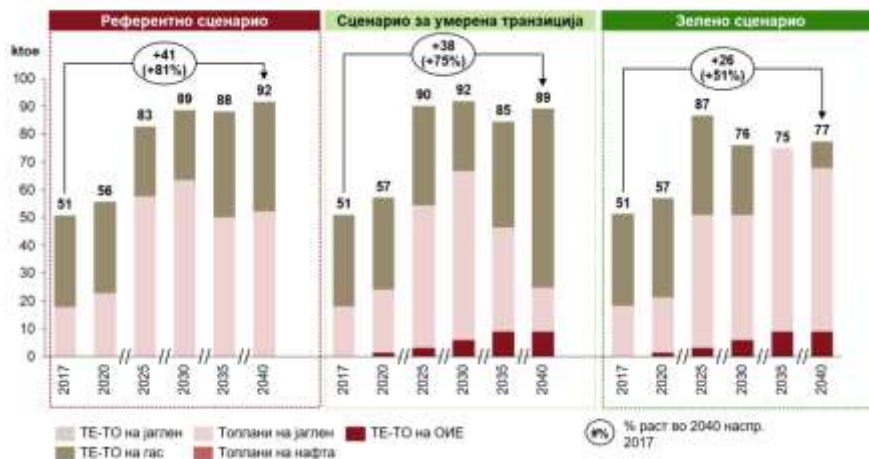
Слика 3.19 Намалување на загубите за пренос и дистрибуција на електрична енергија



Извор: модел MARKAL

Ревитализација или замена на постојните капацитети за производство за да се овозможи поголема ефикасност во трансформацијата на енергија. Улогата на ТЕ-ТО на гас ќе остане важна во Референтното сценарио и во Сценариото за умерена транзиција, додека Зеленото сценарио ќе се префрли на гасните топлински централи поради високата цена на CO₂, што го прави неконкурентно производството на електричната енергија од гас. Постојните капацитети за ТЕ-ТО се ревитализираат по 2033 година. Покрај тоа, како остварлива опција се избрани поефикасни нови постројки за ТЕ-ТО на биомаса (со користење на повластени тарифи за произведена електрична енергија) и во Сценариото за умерена транзиција и во Зеленото сценарио (Слика 3.20). Последните може да се искористат како производствени капацитети во мали системи за централно греење. За производство на електрична енергија, ревитализацијата на ТЕЦ Битола во Референтното сценарио подразбира зголемување на нето ефикасноста на централите од 30% на 32%.

Слика 3.20 Производство на топлина според типот на централата



Извор: модел MARKAL

Овозможување на модернизација и проширување на постојните и изградба на нови системи за централно греење, имајќи предвид и други можности за греење. За постојните системи за централно греење, целта е да се подобри енергетската ефикасност на ниво на производство со употреба на комбинирани постројки, топлински пумпи и ОИЕ. Дополнително, потребно е намалување на загубите во дистрибутивната мрежа преку систематски реконструкции, поврзување на нови потрошувачи, особено јавни и комерцијални, како и промоција на индивидуални мерачи на топлина во станбени објекти. Со мерачите ќе се придонесе за подобрување на енергетската ефикасност на становите. Постои можност за воведување на нови мали системи за централно греење каде што може да се користат комбинирани постројки со висока ефикасност и ОИЕ, имајќи ги предвид нивните технички, економски и еколошки аспекти, споредено со други опции за греење (особено плановите за развој на дистрибутивните системи на природниот гас). Области со висока концентрација на потрошувачка на топлинска енергија се потенцијални локации за вакви мали системи. Деталните резултати за разгледуваните мерки се дадени во Табела 3.6.

Важно е да се напомене дека намалувањето на потрошувачката на енергија, прикажано во следниве табели, е индикативно и укажува на индивидуалниот придонес на дадената мерка/политика. Како резултат на меѓусебната зависност на мерките/политиките, вкупното намалување на потрошувачката не може да се пресмета како едноставен збир на намалувањата на секоја мерка/политика поединечно. За да се избегне меѓусебната зависност, мерките се групирани во различни сценарија.

Табела 3.1 Хоризонтални мерки

#	Политики и мерки за ЕЕ	Сценарио	Претпоставки	Заштеда на финална енергија (ktoe)			Заштеда на примарна енергија (ktoe)			Буџет (MEuro)
				2020	2030	2040	2020	2030	2040	
1	Облигациони шеми за енергетска ефикасност	Референтно	<p>1. Заштеда на финална енергија од:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 0,5% во 2017; - 0,7% во 2018-2020; - 0,35% во 2021-2030; - 0,2% во 2031-2040 <p>од просечната годишна продажба на енергија за крајни потрошувачи во периодот 2014-2016 година без вклучување на потрошувачите во секторот транспорт, како и на индустриите според Анекс I од Директивата 2003/87/ЕС.</p> <p>2. 30% од трошоците ќе бидат покриени од дистрибутивните компании или снабдувачите.</p>	13,2	44,4	87,6	10,8	67,8	306,6	182,0
		Умерена транзиција								
		Зелено								
2	Информативни кампањи и мрежа од информативни центри за енергетска ефикасност	Референтно	<p>Инвестиции во кампањи за подигање на јавната свест што ќе го зголемат учеството на поефикасни уреди (со повисока класа на ефикасност) до 2040 година на</p> <ul style="list-style-type: none"> - 20% во Референтното - 30% во Умерена транзиција и - 40% во Зеленото сценарио 	15,6	48,2	90,0	12,7	75,3	345,9	2,0
		Умерена транзиција		17,8	53,2	96,3	14,6	81,8	379,1	4,0
		Зелено		24,3	67,8	110,4	20,2	99,7	416,3	8,0

Табела 3.2 Енергетска ефикасност во згради

#	Политики и мерки за ЕЕ	Сценарио	Претпоставки	Заштеда на финална енергија (ktoe)			Заштеда на примарна енергија (ktoe)			Буџет (MEuro)
				2020	2030	2040	2020	2030	2040	
1	Соларни електроцентрали на кров	Референтно	Следниве капацитети се предвидени да бидат изградени до 2040 година: - 250 MW во Референтно; - 350 MW во Умерена транзиција и - 400 MW во Зеленото сценарио	n/a	n/a	n/a	0	18,9	195	227,1
		Умерена транзиција		n/a	n/a	n/a	0	26,3	276,2	318,0
		Зелено		n/a	n/a	n/a	0	29,9	311,1	263,4
2	Означување на електрични апарати и опрема	Референтно	Како резултат на оваа мерка се очекува дека до 2040 година учеството на ЕЕ технологиите ќе биде 6%	4,6	19,0	40,0	4,1	28,1	137,9	71,0
		Умерена транзиција								
		Зелено								
3	Реконструкција на постојните резиденцијални згради	Референтно	Годишна стапка на реновирање од 1%, при исполнување на стандардот за најмалку C класа (90 kWh/m ²)	3,7	27,9	57,9	3,8	33,6	126,3	941,8
		Умерена транзиција		3,7	27,9	57,9	3,8	33,6	126,3	941,8
		Зелено		8,1	42,0	107,2	8,3	50,4	255,0	1708,2
4	Реконструкција на постојните комерцијални згради	Референтно	Годишна стапка на реновирање од 1.5% од постојните згради во комерцијалниот сектор	11,2	26,5	48,1	10,8	35,7	179,4	530,0
		Умерена транзиција								
		Зелено								
5	Изградба на нови згради	Референтно	Изградба на нови станбени згради, притоа исполнувајќи го стандардот за најмалку C класа (90 kWh/m ²)	2,1	15,9	30,5	2,2	19,2	65,6	474,1
		Умерена транзиција		2,0	12,0	15,6	2,1	14,3	26,9	282,7
		Зелено		2,0	12,0	15,6	2,1	14,3	26,9	282,7
6	Изградба на пасивни згради	Референтно	Изградба на нови пасивни згради, притоа исполнувајќи го стандардот за најмалку A+ класа (15 kWh/m ²) почнувајќи од 2020 година и континуирано зголемувајќи го нивниот број, така што во 2040 година, 85% од новите згради се претпоставува дека се пасивни.	0	0	0	0	0	0	0
		Умерена транзиција		0	8,5	30,0	0	10,5	86,9	1068,0
		Зелено		0	8,5	30,0	0	10,5	86,9	1068,0

7	Исфрлање од употреба на светилки со вжарено влакно	Референтно	Регулатива за забрана за продажба на лампи со вжарено влакно ќе биде донесена, почнувајќи од 2020 година, со 2-3 години транзициски период	5,8	17,9	32,6	4,6	32,0	186,0	177,6
		Умерена транзиција		20,7	66,0	119,4	15,9	118,4	667,7	558,0
		Зелено		20,7	66,0	119,4	15,9	118,4	667,7	558,0

Табела 3.3 Енергетска ефикасност во јавен сектор

#	Политики и мерки за ЕЕ	Сценарио	Претпоставки	Заштеда на финална енергија (ktoe)			Заштеда на примарна енергија (ktoe)			Буџет (MEuro)
				2020	2030	2040	2020	2030	2040	
1	Реконструкција на постојните згради на централната власт	Референтно	Годишна стапка на реновирање од: - 1% во Референтно; - 2% во Умерена транзиција и - 3% во Зеленото сценарио на постојните згради на централната власт	0,1	1,5	3,3	0,1	2,1	9,6	55,0
		Умерена транзиција		0,3	3,2	6,7	0,3	4,3	20,8	155,0
		Зелено		0,4	4,8	10,1	0,4	6,6	32,2	170,0
2	Реконструкција на постојните згради на општините и градот Скопје	Референтно	Годишна стапка на реновирање од: - 0,5% во Референтно; - 1% во Умерена транзиција и - 1,5% во Зеленото сценарио на постојните згради на општините и градот Скопје	0,1	1,6	3,3	0,1	2,2	14,1	50,0
		Умерена транзиција		0,3	3,1	6,7	0,3	4,4	27,0	100,0
		Зелено		0,4	4,7	10,1	0,4	6,7	39,5	150,0
3	„Зелени“ набавки	Референтно	Зголемување на напредните технологии за енергетска ефикасност како резултат на зелените набавки од: - 5% во Референтно; - 5% во Умерена транзиција и - 7% во Зеленото сценарио	0,2	1,8	4,2	0,2	2,4	14,2	16,0
		Умерена транзиција		0,2	1,8	4,2	0,2	2,4	14,2	16,0
		Зелено		0,3	2,5	5,9	0,3	3,4	20,3	24,0
4	Подобрување на уличното осветлување во општините	Референтно	Стапка на подобрување на уличното осветлување до 2040 година од: - 60% во Референтно; - 60% во Умерена транзиција и - 100% во Зеленото сценарио	2,5	6,6	9,1	2,3	12,1	55,1	19,5
		Умерена транзиција		2,5	6,6	9,1	2,3	12,1	55,1	19,5
		Зелено		3,2	7,8	9,6	2,7	14,2	57,7	25,3

Табела 3.4 Енергетска ефикасност во индустрија

#	Политики и мерки за ЕЕ	Сценарио	Претпоставки	Заштеда на финална енергија (ktoe)			Заштеда на примарна енергија (ktoe)			Буџет (MEuro)
				2020	2030	2040	2020	2030	2040	
1	Енергетско управување во производните индустрии	Референтно	Подобрување на ефикасноста на системите во производните индустрии со годишна стапка од 0,15%	0,9	15,7	43,4	0,9	18,8	103,7	Занемарлив
		Умерена транзиција								
		Зелено								
2	Воведување на ефикасни електрични мотори	Референтно	Учеството на ефикасни електрични мотори до 2040 година ќе биде: - 40% во Референтно; - 40% во Умерена транзиција и - 60% во Зеленото сценарио	0,1	2,5	7,1	0,2	4,1	35,6	99,7
		Умерена транзиција		0,1	2,5	7,1	0,2	4,1	35,6	99,7
		Зелено		0,3	5,0	7,9	0,3	7,8	39,9	113,0
3	Воведување на понапредни технологии	Референтно	Учеството на понапредни технологии до 2040 година е: - 15% во референца; - 30% во Умерено и - 60% во зелена	1,8	13,4	32,5	1,8	15,3	58,8	141,8
		Умерена транзиција		4,1	38,7	89,0	4,2	40,9	124,0	344,8
		Зелено		6,7	59,4	119,2	6,7	62,5	1075,0	438,6

Табела 3.5 Енергетска ефикасност во транспорт

#	Политики и мерки за ЕЕ	Сценарио	Претпоставки	Заштеда на финална енергија (ktoe)			Заштеда на примарна енергија (ktoe)			Буџет (MEuro)
				2020	2030	2040	2020	2030	2040	
1	Обнова на националниот возен парк на патнички автомобили	Референтно	Се претпоставува дека ќе се продаваат само нови возила и возила не постари од 8 години, т.е. возила што ги исполнуваат стандардите на ЕУ како што се емисии на CO2 во 2020 година од 95 g CO2/km и 70 g CO2/km до 2025 година. Покрај тоа, напредни технологии како хибридни дизел и бензински возила ќе се користат со следниве удели во вкупните	7,4	5,0	15,4	7,4	5,1	28,6	1599,5
		Умерена транзиција		8,4	7,5	23,5	8,4	7,5	39,8	1659,5

		Зелено	патнички километри од автомобили до 2040 година: - 6% во Референтно; - 14% во Умерена транзиција и - 35% во Зеленото сценарио	10,2	13,9	31,1	10,2	13,9	47,3	2167,7
2	Обнова на националниот возен парк на останати патни возила (лесни и тешки товарни возила и на автобуси)	Референтно	Се претпоставува дека ќе се продаваат само нови напредни возила, (како хибридни/електрични) кои ги исполнуваат стандардите на ЕУ за издувни гасови.	0,2	20,3	46,5	0,2	20,3	43,4	~2300,0
		Умерена транзиција		0,2	20,3	46,5	0,2	20,3	43,4	
		Зелено		0,2	20,8	47,9	0,2	20,8	44,9	
3	Поголемо користење на велосипед, пешачење и воведување на политика за паркирање	Референтно	До 2040 година, 3% од патничките километри со кратко растојание ќе бидат заменети со одење, со користење велосипеди или електрични тротинети.	0,7	1,2	2,0	0,7	1,2	2,0	/
		Умерена транзиција								
		Зелено								
4	Поголема искористеност на железницата	Референтно	До 2040 година, 3% од патничките километри од автомобили, 1% од патничките километри од автобуси и 6,6% од тоните километри од тешки возила ќе бидат реализирани со железнички превоз.	7,9	14,8	23,2	7,9	12,3	4,3	180,6
		Умерена транзиција								
		Зелено								
5	Изградба на железничка пруга кон Република Бугарија	Референтно	До 2040 година до 5% од тонските километри (до Република Бугарија) на тешките товарни возила ќе бидат заменети со железничкиот сообраќај.	5,1	10,2	14,4	5,0	8,2	4,7	720,0
		Умерена транзиција								
		Зелено								
6	Електрификација на транспортот	Референтно	Предвидено е дека до 2040 година уделот на електрични возила и „plug-in“ хибридни електрични возила во вкупните патнички километри од автомобили ќе биде: - 10% во Референтно; - 40% во Умерена транзиција и - 45% во Зеленото сценарио	0,6	5,2	12,8	0,6	3,6	-10,5	1201,7
		Умерена транзиција		2,5	22,5	53,6	2,5	14,6	-67,3	5058,5
		Зелено		3,4	30,5	61,3	3,4	20,9	-75,1	8292,3

Табела 3.6 Промоција на ефикасно греење и ладење

#	Политики и мерки за ЕЕ	Сценарио	Претпоставки	Заштеда на финална енергија (ktoe)			Заштеда на примарна енергија (ktoe)			Буџет (MEuro)
				2020	2030	2040	2020	2030	2040	
1	Соларни термални колектори	Референтно	Учество на соларни термални колектори во побарувачката на топла вода во домаќинствата/комерцијалниот сектор до 2040 година од: - 10%/8% во Референтно; - 25%/16% во Умерена транзиција и - 45%/30% во Зеленото сценарио	0,9	2,9	5,2	0,9	2,6	33,0	16,2
		Умерена транзиција		1,0	4,5	9,3	1,0	5,4	59,8	70,0
		Зелено		1,5	7,5	16,0	1,4	10,7	98,1	34,8
2	Поголемо искористување на топлотни пумпи	Референтно	Постепено заменување на резистивни уреди за греење со топлински пумпи. Учеството на топлинските пумпи во побарувачка на корисна топлинска енергија е: - 14% во Референтно; - 40% во Умерена транзиција и - 55% во Зеленото сценарио	21,4	56,1	114,4	20,3	98,4	395,6	235,0
		Умерена транзиција		31,9	84,7	176,3	34,5	137,5	413,7	330,6
		Зелено		48,0	139,3	256,1	46,5	186,1	519,2	474,4
3	Поголемо искористување на централните системи за греење	Референтно	Информативните кампањи ќе придонесат за максимално искористување на постојната мрежа, како и за овозможување на изградба на нова мрежа.	0,4	1,3	13,3	0,7	2,1	26,3	3,2
		Умерена транзиција								
		Зелено								
4	Термоелектроцентрали на биомаса (со можност за TETO)	Референтно	Преку стимулирање со повластени тарифи, предвидено е до 2040 година да се изградат термоелектроцентрали на биомаса со капацитет од 15 MW.	n/a	n/a	n/a	0	3,0	18,4	24,3
		Умерена транзиција								
		Зелено								

Табела 3.7 Енергетска трансформација, пренос, дистрибуција и одговор на побарувачката

#	Политики и мерки за ЕЕ	Сценарио	Претпоставки	Заштеда на финална енергија (ktoe)			Заштеда на примарна енергија (ktoe)			Буџет (MEuro)
				2020	2030	2040	2020	2030	2040	
1	Намалување на дистрибутивните загуби	Референтно	Техничките интервенции ќе ги намалат загубите во преносот и дистрибуцијата на електрична енергија од 12% на 8%, додека загубите на системот за централно греење ќе се намалат од 12% на најмалку 3%.	n/a	11,0	28,9	263,7	170,0		
		Умерена транзиција								
		Зелено								
2	Големи хидроелектроцентрали + мали хидроелектроцентрали без повластена тарифа	Референтно	Предвидено е изградба на големи хидроелектроцентрали според следнава динамика: - мали хидроелекторцентрали по долината на Вардар - 2025-2030 година (не се планира да користат повластена тарифа) - Чебрен - 2029 година - Тунел Вардар - Козјак - 2030 година - Велес - 2030 година - Градец - 2030 година - Глобочица II - 2035 година	n/a	0	28,9	263,7	1716,2		
		Умерена транзиција								
		Зелено								
3	Поддршка со повластена тарифа	Референтно	До 2040 година ќе се градат дополнителни капацитети од 86 MW ветерни електроцентрали, 13 MW термоелектроцентрали на биомаса и 92,5 MW мали хидроелектроцентрали (вклучувајќи ги и оние кои се во фаза на изградба или имаат статус на привремен повластен производител) со повластени тарифи.	n/a	1,8	24,5	169,6	356,9		
		Умерена транзиција								
		Зелено								
4	Поддршка со премија	Референтно	До 2040 година дополнителен капацитет од 200 MW соларни електроцентрали, 64 MW ветерни електроцентрали ќе бидат изградени со премии.	n/a	0	21,5	175,7	240,6		
		Умерена транзиција								
		Зелено								
5	ОИЕ без поддршка	Референтно	Се претпоставуваат следниве инсталирани капацитети: - 350 MW - ветер; 400 MW - соларна; 10 MW - биогаз во Референтно; - 450 MW - ветер; 600 MW - соларна; 10 MW - биогаз во Умерена транзиција и - 600 MW - ветер; 750 MW - соларна; 10 MW - биогаз во Зеленото сценарио	n/a	0	17,9	515,5	777,0		
		Умерена транзиција			0	27,5	656,8	1046,0		
		Зелено			0	29,4	846,4	1325,4		

3.2.2 Интеграција и сигурност на енергетските пазари

Опфатени приоритети од Законот за енергетика:

- Сигурно, безбедно, и квалитетно снабдување на потрошувачите со сите видови енергија;
- Стабилност, конкурентност и економска функционалност на енергетскиот сектор;
- Вклучување на енергетските пазари на Република Северна Македонија во регионалните и во меѓународните енергетски пазари.

3.2.2.1 Електрична енергија

Продолжување со регионалната интеграција на пазарот на електрична енергија и интеграцијата со пазарот на ЕУ, вклучувајќи и воспоставување на домашен организиран пазар. Заедно со увозот на електрична енергија, тоа ќе служи првенствено како начин за остварување сигурност, конкурентност и достапност на внатрешниот пазар. Се очекува поврзувањето на пазарот ден-однапред и воспоставувањето на берза да имаат значајна улога во иницијативите на Енергетската заедница за интеграција на пазарот (WB6). Во развиените сценарија, идните потенцијални домашни капацитети за производство на електрична енергија се разгледуваат во контекст на интегриран регионален и европски пазар. Потребна е соработка со соседите за проекти кои имаат прекугранично влијание. Покрај тоа, еден добро интегриран регионален пазар ќе служи како контролен показател за ценовната конкурентност и ќе ги насочи идните одлуки за капитални инвестиции. Како резултат на тоа, нето-увозот се намалува во сите три сценарија поради зголемената конкурентност на домашното производство. Цената на CO₂ е детерминанта која го прави балансот помеѓу градењето сопствени капацитети и увезувањето. Зависноста од увозот е највисока во периодот 2025-2030 година во Умереното сценарио, како резултат на престанокот со работа на ТЕЦ Битола. Дополнително, ТЕЦ Осломеј престанува со работа во сите три сценарија, така што едно решение за трансформација може да биде сончева централа (80-120 MW) која би ја користела истата инфраструктура (положба и дистрибутивна мрежа) и вработени. Истиот пристап може да се примени за ТЕЦ Битола. Во однос на сигурноста на снабдувањето, ситуацијата во овој период е подобра во Зеленото сценарио, поради зголеменото производство од ОИЕ. Референтното сценарио покажува најмала зависност од увозот, бидејќи ТЕЦ Битола се ревитализира во 2025 година (Слика 3.21).

Слика 3.21 Ниво на нето увоз на електрична енергија во различни сценарија



Забелешка: Деталната размена на електрична енергија вклучувајќи ја регионална интеграција е дадена во Прилог 1 (Слика 5.60)
Извор: модел MARKAL

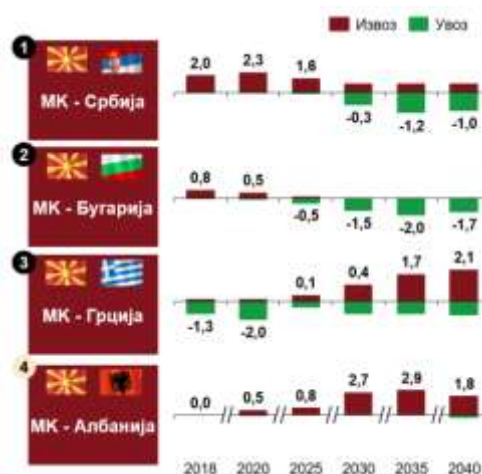
Постојани подобрувања во мрежата на преносниот систем. Развиените сценарија се во согласност со Стратешкиот план на МЕРСО до 2040 година. За да се обезбеди сигурна физичка интеграција и функционирање на системот, неопходно е континуирано да се подобрува мрежата преку меки мерки, но исто така и преку планови за нови инвестиции и ревитализација на мрежата на преносниот систем. Со новата точка за интерконекција кон Албанија и зголемената побарувачка на електрична енергија во регионот, Северна Македонија ќе има важна улога во транзитните текови кон соседните земји. На пример, во Зеленото сценарио, најважните прекугранични партнери ќе бидат Албанија и Грција поради огромното производство од новите технологии за ОИЕ (Слика 3.22 и Слика 3.23).

Слика 3.22 Инсталирани капацитети на соседните земји - Зелено сценарио GW



Извор: MEPCO, ENTSO-E, Power 2 Sim модел

Слика 3.23 МК Увоз/извоз - Зелено сценарио



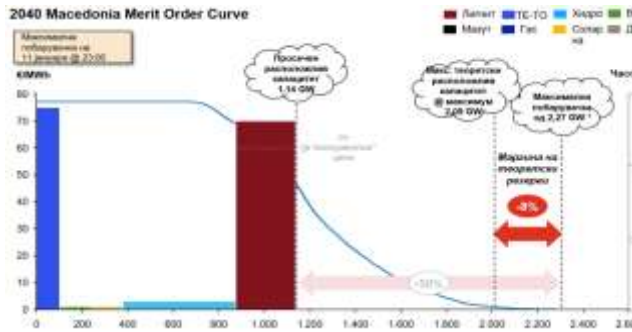
Развивање на дистрибутивната мрежа за да се интегрираат повеќе ОИЕ, како и постојано подобрување на сигурноста на мрежата. Сценаријата предвидуваат големи ФН капацитети до 1.400 MW, од кои 250-400 MW се ФН инсталации на покриви. Ваквиот тренд укажува на важната улога на системот на дистрибутивната мрежа за поврзување на растечкиот број на децентрализирани системи. Покрај тоа, европската практика покажува дека регулаторите наметнуваат дополнителен притисок и поттик за подобрување на оперативните перформанси и на резултатите од ОДС. Клучните промени во иднина се поврзани со воведувањето нови индикатори за квалитет во тарифната методологија (квалитет на напон, квалитет на снабдување, квалитет на односите со клиентите итн.), како и дополнителни ревизии на одлуките за инвестирање (CAPEX и регулирана база на средства), оперативната ефикасност и очекуваниот поврат на средства за ОДС. Овие промени во регулаторната рамка индиректно ќе придонесат за подобрување на управувањето со средствата, управувањето со работната сила, автоматизацијата и воведување во иднина на услугите „зад броилото“.

Управување со флексибилноста на системот за интегрирање на повеќе променливи ОИЕ. Покрај изградба на голем капацитет на ФН електроцентрали до 1.400 MW, сценаријата предвидуваат и изградба на ветерни електроцентрали до 750 MW, кои се помалку предвидливи во однос на часовното производство. Ова ќе создаде дополнителна комплексност во секојдневните операции за управување со мрежите:

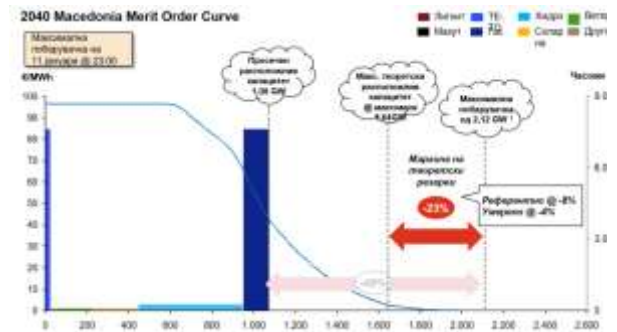
- Следните краткорочни чекори се да се имплементира балансен механизам (вклучувајќи системски услуги за секундарна и брза терцијална регулација) и да се воспостави регионално поврзување како една од најважните мерки за интеграција на ОИЕ. Во оваа насока, тековната иницијатива на контролниот блок за прекугранично балансирање на Србија, Северна Македонија и Црна Гора (SMM) ќе овозможи рентабилно решение на среден рок за делумно снабдување со секундарни и терцијарни резерви;
- Среднорочните и долгорочните чекори вклучуваат користење и изградба на нови електроцентрали како што се акумулациските хидроелектроцентрали (Градец, Велес, Глобочица 2 и проектот тунел Теново-Козјак се избрани од моделот во сите три сценарија), пумпно-акумулациони хидроелектроцентрали (проектот Чебрин е избран од моделот во сите три сценарија) или електрани на гас (вклучувајќи и ТЕ-ТО) кои исто така се користат и за управување со врвното оптоварување. Дополнителна флексибилност може да се добие од малите термоелектроцентрали на биомаса и биогаз (15 MW биомаса и 23 MW термоелектроцентрали на биогаз се избрани во сите три сценарија, со исклучок на термоелектроцентрали на биомаса во Референтното сценарио);
- Спроведување на одржливи опции за одговор на побарувачката, вклучувајќи ги „возила на мрежа“ и „претворање на електрична енергија во топлинска“, како и складирањето во батерии.

Иако просечниот расположлив капацитет е сличен во Референтното и во Зеленото сценарио, разликата помеѓу максималната побарувачка и максималниот теоретски расположлив капацитет (-23% за Зеленото сценарио наспрема -8% за Референтното сценарио) ја нагласува критичната потреба за инвестиции во флексибилност во Зеленото сценарио (Слика 3.24 и Слика 3.25).

Слика 3.24 Мерит ордер крива во Северна Македонија во 2040 година - Референтно сценарио



Слика 3.25 Мерит ордер крива во Северна Македонија во 2040 година - Зелено сценарио

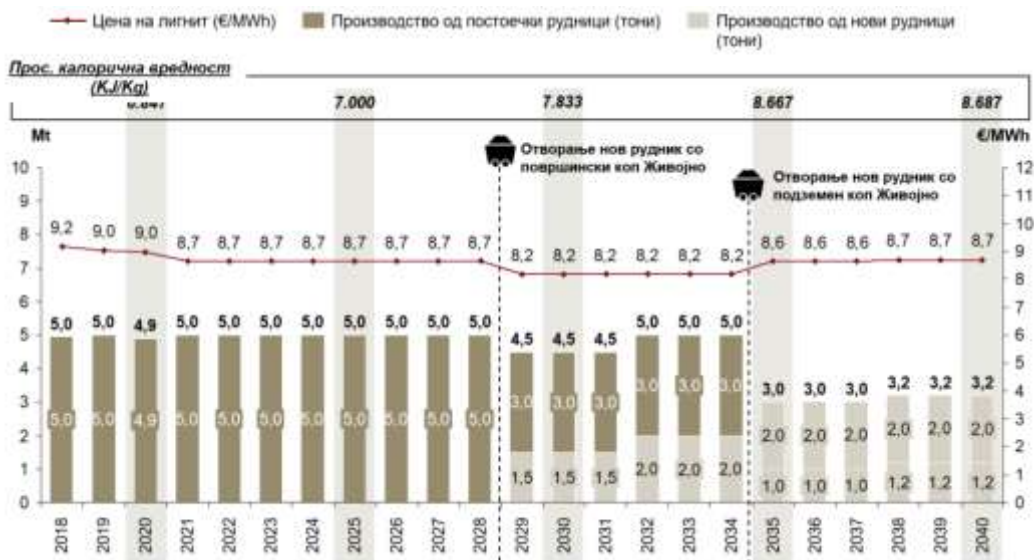


Забелешка: графиконот прикажува краток маргинален трошок за расположливиот произведен капацитет, со исклучок на варијабилните трошоци за работа и одржување, при што ОИЕ е прикажано малку над 0 само за графички цели; 1) Се претпоставува дека гасот, јагленот и хидроакумулациите се достапни со нивниот целосен капацитет при максимална побарувачка
Извор: ENTSO-E, MAHY, Power 2 Sim модел

Инвестирање во паметни мрежи за да се овозможи непречено споделување на енергија. Ова вклучува паметна енергетска и информациска инфраструктура, двонасочна комуникација, напредни системи за управување, стандарди и законодавство и одржлива интеракција со производителите-потрошувачи („prosumers“).

Усогласување на експлоатацијата на рудниците со потребите на идното производство за цената на јагленот да биде конкурентна. Врз основа на оптимизација по најниски трошоци, ревитализацијата на ТЕЦ Битола е избрана само во Референтното сценарио, бидејќи во овој случај цените за CO₂ се претпоставува дека ќе го следат WEO 2017 сценариото на сегашната политика (кое прогнозира најниски цени за CO₂). За да се овозможи континуирано снабдување со јаглен во наредните 30 години, неопходно е отворање на новите рудници во Живојно. Со ова би се подобрил квалитетот на лигнитот и ќе се компензираат трошоците за отворање на нови рудници. Следствено, цените на лигнитот ќе останат во рамките на 9 €/MWh. Сепак, со цел да се одржи конкурентноста на лигнитот од Северна Македонија во регионот и во услови кога јаглеродната цена ќе го достигне нивото на ETS, потребна е рационализација на оперативните трошоци за да се намали цената на производство на електрична енергија од ТЕЦ Битола (Слика 3.26).

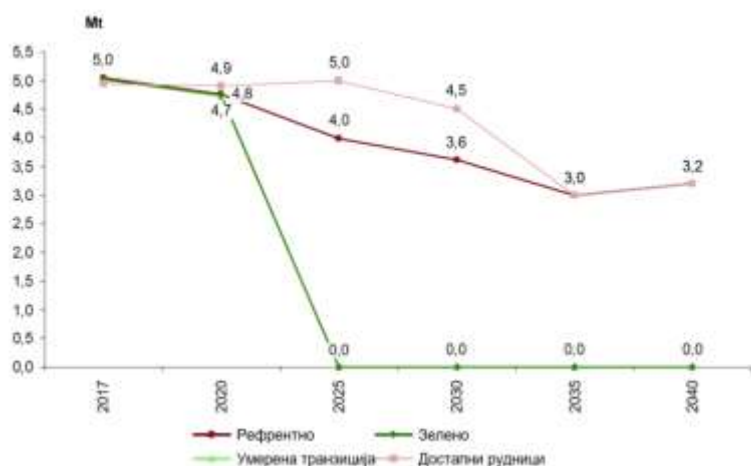
Слика 3.26 Снабдување со лигнит и цена на лигнитот



Забелешка: Цената на лигнитот моментално изнесува ~17 €/tonne
Извор: MAHY, PKE на Северна Македонија, анализа на проектниот тим

Дури и во Референтното сценарио, со оглед на воведената цена на CO₂, не се користи целиот капацитет за производство на рудникот, а тоа ќе го намали и производството на електрична енергија (Слика 3.27).

Слика 3.27 Користење и расположливост на рудниците за лигнит

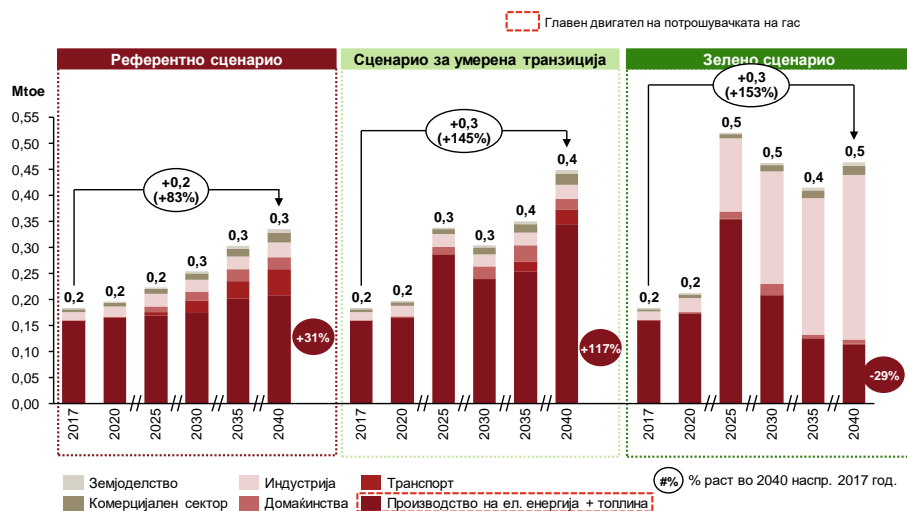


Извор: модел MARKAL

3.2.2.2 Природен гас

Развивање прекугранична инфраструктура за природен гас за да се диверзифицираат рутите за снабдување и да се зголеми конкурентноста на пазарот. Резултатите покажуваат дека највисоката годишна потрошувачка изнесува до 650 милиони Nm³ или 521 ktoe (Слика 3.28). Имајќи предвид дека најголем дел од потрошувачката е во текот на зимскиот период, капацитетот на гасоводот треба да биде најмалку два пати повисок од годишната потрошувачка. Капацитетот на постојниот гасовод не е доволен за изградба на поголеми капацитети за производство на електрична и топлинска енергија. Затоа, неопходно е дополнително регионално поврзување со реализација на проектот за интерконекција со Грција, како и со други соседни земји. Развојот на инфраструктурата ќе овозможи пристап до пазари со поголема ликвидност и ќе се стимулира влез на значајни трговци со природен гас на македонскиот пазар. Ова ќе овозможи повисока конкуренција и пазарна цена на гасот што ќе обезбеди одржливост на секторот за гас по конкурентна цена.

Слика 3.28. Потрошувачка на гас по сектори



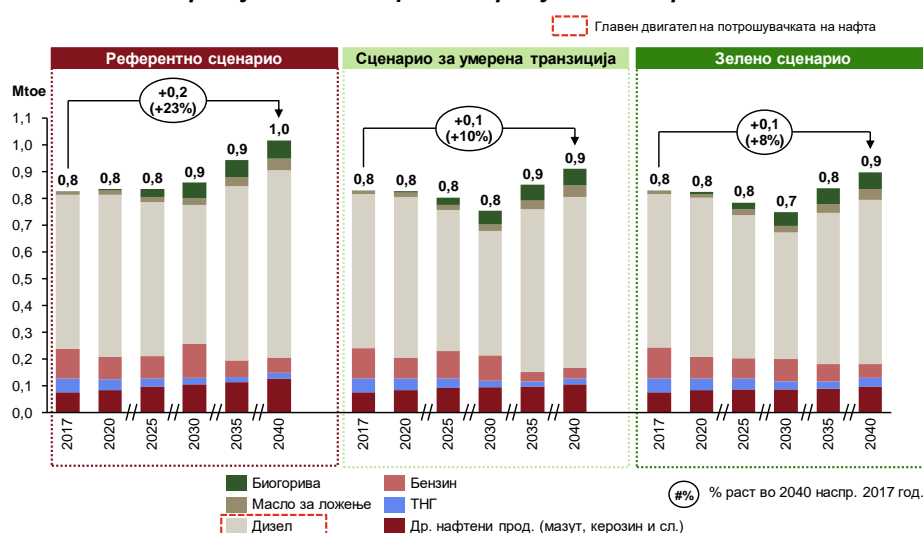
Извор: модел MARKAL

Развивање на мрежата за пренос и дистрибуција на гас за поддршка на потенцијалниот премин од јаглен на гас. Растот на потрошувачката на гас првенствено е воден од ТЕЦ за производство на електрична енергија и производството на топлина во Референтното сценарио и Сценариото за умерена транзиција (Слика 3.28). Како резултат на високата цена на CO₂ во Зеленото сценарио, потрошувачката на гас е повисока отколку во Сценариото за умерена транзиција, а премин од јаглен на гас се случува и во индустријата. Дополнително, цената на електричната енергија од електраните на гас е повисока од цената на електричната енергија од ОИЕ со што се нема зголемување на потрошувачката на природен гас за производство на електрична енергија. Индикативните проекции покажуваат дека најголемата идна потрошувачка може да дојде од Скопје, Куманово, Тетово, Штип и Битола. Со цел да се обезбеди сеопфатен пристап за развој на мрежи за дистрибуција на гас, неопходно е да се направи акциски план. За успешно завршување се потребни координација на Владата и општините, како и политичка волја.

3.2.2.3 Сектор за нафта и нафтени продукти

Обезбедување достапност на потребната инфраструктура за чување на резервите преку акциски план. Проектираната растечка потрошувачка на нафтените продукти во сите сценарија ќе создаде потреба за поголеми капацитети за складирање на нафтените продукти во иднина (Слика 3.29). Затоа, треба да се направи анализа на идните капацитети со цел да се обезбеди дека инфраструктурата нема да биде ограничувачки фактор. Акцискиот план за формирање на задолжителни резерви на нафта ќе ја дефинира динамиката на формирањето на резервите до 31.12.2022 година, неопходниот складиштен капацитет по производ, локацијата на складишните капацитети, патоказот за постигнување на потребните складишни капацитети и можностите за финансирање со оглед на влијанието врз крајните потрошувачи.

Слика 3.29 Потрошувачка на нафтени продукти по горива



Извор: модел MARKAL

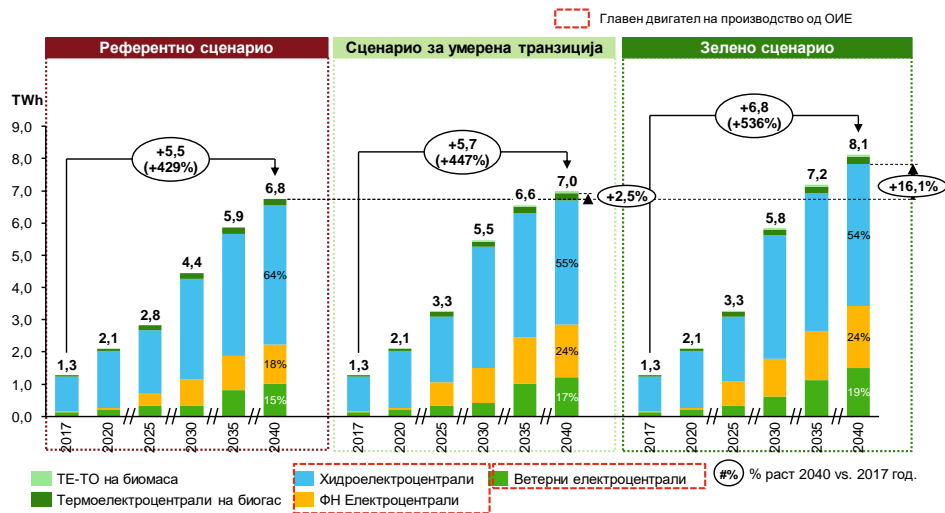
3.2.3 Декарбонизација

Опфатени приоритети од Законот за енергетика:

- Употреба на енергетски извори на начин кој обезбедува одржлив енергетски развој;
- Намалување на употребата на фосилни горива за производство на енергија;
- Промовирање на користењето на обновливи извори на енергија;
- Заштита на јавното здравје, животната средина и ублажување на климатските промени од штетните ефекти што произлегуваат од извршувањето на енергетските активности.

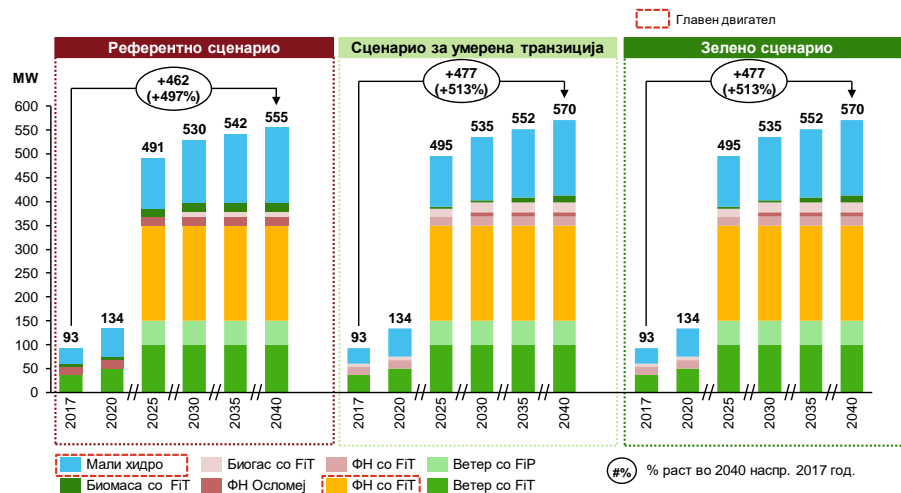
Користење на потенцијалот за ОИЕ истовремено обезбедувајќи одржливост на животната средина специфично за секоја технологија за ОИЕ. Сите три сценарија имаат голем пораст на електричната енергија произведена од ОИЕ (~ 7 пати повеќе во 2040 наспроти 2017 година). Хидроелектроцентралите во текот на целиот период на планирање имаат најголем удел во производството на електрична енергија од ОИЕ, но од друга страна ФН и ветерните електроцентрали имаат најголем пораст во производството на електрична енергија (Слика 3.30). Во Стратегијата не се разгледуваат хидро проекти кои се наоѓаат во заштитени подрачја (како Бошков Мост и Луково Поле). Изградбата на нови мали хидроелектроцентрали треба внимателно да се проценат за да се избегне ризикот од диспропорционално влијание врз животната средина во споредба со произведената електрична енергија. Дополнително, капацитетите на претпријатијата за водоснабдување треба да се искористат за изградба на мали хидроелектроцентрали ако за тоа постојат економски и технички оправдани услови.

Слика 3.30 Производство на електрична енергија според технологии на ОИЕ



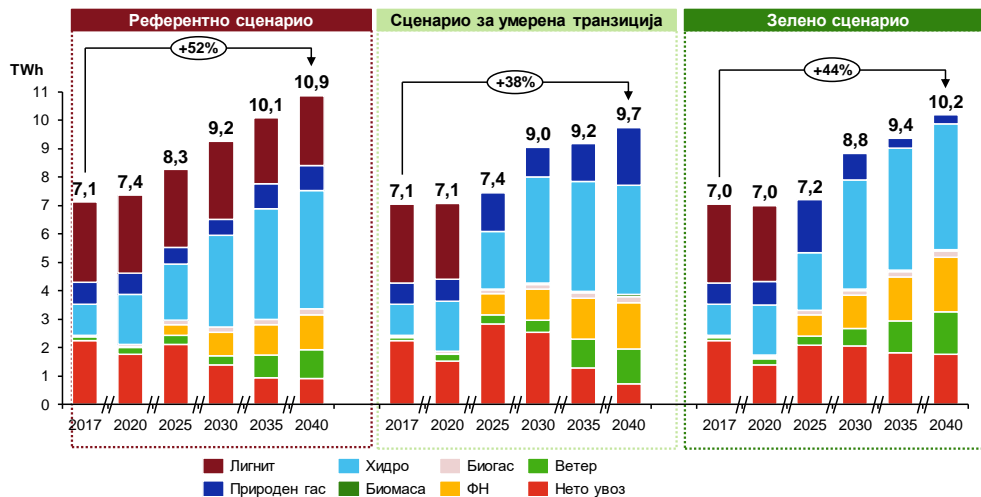
Понатамошно промовирање на ОИЕ преку финансиски механизми за поддршка. За да се поттикне домашното производство на ОИЕ и локалните бизниси, Стратегијата предвидува два вида финансиски механизми, повластени тарифи и премии. Согласно Уредбата на Владата за ОИЕ, која го зема предвид Упатството за државна помош на EnC, премиите ќе се доделуваат во тендерска постапка. Највисоката поддршка треба да дојде во периодот 2020-2025 во сите три сценарија. Максималниот поддржан капацитет за ОИЕ е 570 MW, вклучувајќи го и постојниот во 2017 година. Највисока поддршка е за ФН електроцентрали со повластени премии од 200 MW, по што следуваат малите хидроелектроцентрали со 160 MW и ветерните електроцентрали со 150 MW.

Слика 3.31 Инсталирани капацитети на ОИЕ што се финансиски поддржани



Развивање патоказ за декарбонизација што ќе влијае врз инвестиционите планови и програми за општествено одговорни и праведна транзиција. Стратегијата предвидува неколку опции за сценарија со различни нивоа на амбиција за декарбонизација во енергетскиот сектор, особено за електроцентралите на јаглен. Сценариото за умерена транзиција и Зеленото сценарио покажуваат укинување на јагленот по 2025 година. При планирањето на новите инвестиции важно е внимателно да се следат и прилагодуваат тековните одлуки за инвестирање, за да се избегне ризикот од заглавени и недоволно искористени капацитети со оглед на очекуваните трендови – високите стандарди од аспект на локалното загадување и цената на CO₂. Покрај тоа, во зависност од избраното ниво на транзиција од конвенционална енергија, важно е да се развијат програми за општествено одговорна и праведна транзиција за да се ублажат негативните ефекти од загуби на работни места. Таквите програми треба да обезбедат одговор како да се прераспределат вработените на други работни места и да се стимулираат нови можности за работа преку инвестирање во нискојаглеродни технологии и услуги.

Слика 3.32 Производство на електрична енергија според типот на технологија



Извор: модел MARKAL

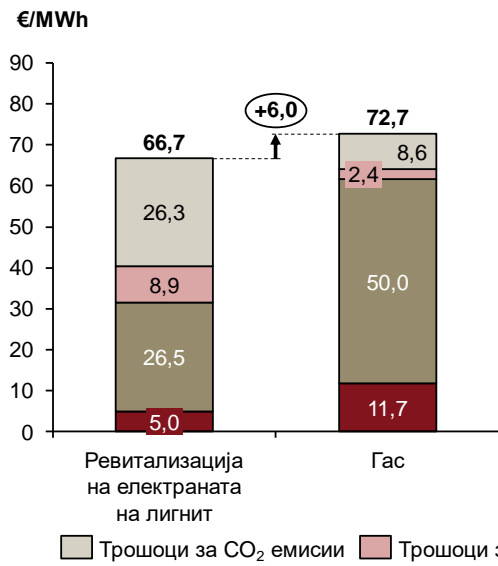
Слика 3.33 Инсталиран капацитет според типот на технологија



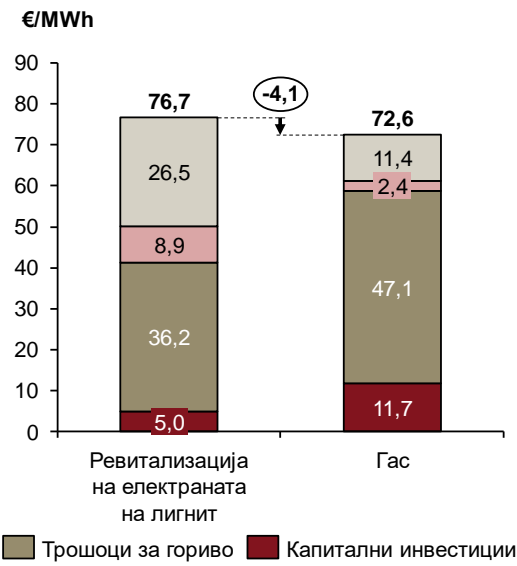
Извор: модел MARKAL

Воведување на јаглеродна цена и нејзино приближување кон нивото од ETS. И покрај тоа што Северна Македонија во моментот не е обврзана да му наметне цени за CO₂ на своето конвенционално портфолио на производство, во Стратегијата е применето општоприфатеното гледиште кон воведувањето на јаглеродна цена. Ова е во согласност со механизмот за прилагодување на јаглеродна цена на граница (carbon border adjustment mechanism) од последниот Европски зелен договор (од 2019). Резултатите јасно покажуваат дека воведувањето на цената на CO₂ ја загрозува финансиската изводливост на ревитализацијата на ТЕЦ Битола наспрема производство на електрична енергија од гас (Слика 3.34, Слика 3.35). Воведувањето на јаглеродна цена треба да се смета за важна стратешка мерка за намалувањето на CO₂ во производството на електрична и топлинска енергија (Слика 3.36). Сепак, пред да се влезе во ETS системот, треба да се разгледа можноста за воведување на. Собраните средства од јаглеродното оданочување може да послужат како основа за формирање фонд за ЕЕ и/или може да се користат за поддршка на инвестиции за ОИЕ. Во споредба со BAU сценариото без мерки, заштедите на стакленички гасови во 2040 година изнесувале 60% или 66% за Сценариото за умерена транзиција и Зеленото сценарио, соодветно, вклучувајќи емисии од увоз на електрична енергија и меѓународен воздушен сообраќај (Слика 3.37).

Слика 3.34 Влијание на цената на CO₂ на централите на јаглен - Референтно сценарио

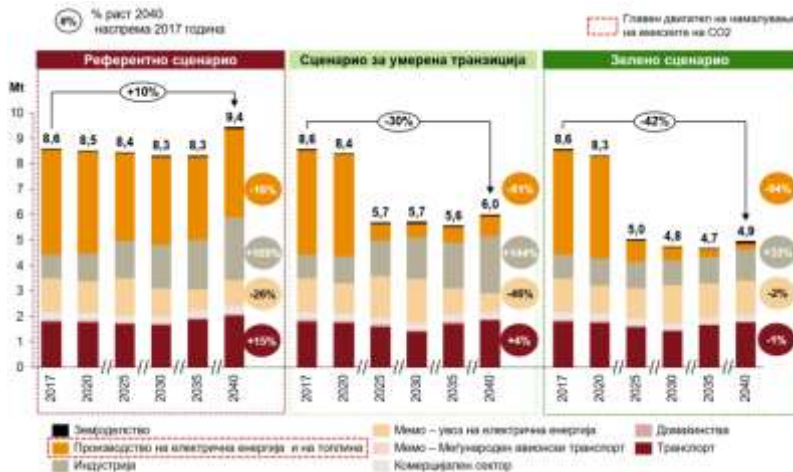


Слика 3.35 Влијание на цената на CO₂ на централите на јаглен – Сценарио за умерена транзиција



Извор: модел MARKAL

Слика 3.36 Намалување на емисиите на CO₂ по сектор



Извор: модел MARKAL

Слика 3.37 Емисии на стакленички гасови по сектори и цели во 2030 и 2040 година според сценаријата



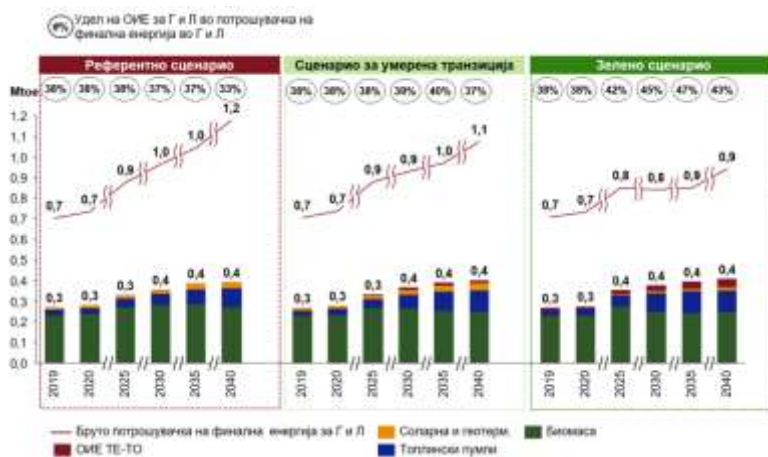
Извор: модел MARKAL

Инсталација на контролна опрема за локалните загадувачи во ТЕЦ Битола. Ревитализацијата на ТЕЦ Битола во Референтното сценарио вклучува инсталација на контролна опрема за да се исполнат барањата од

Директивата за големи постројки за согорување (прашина 50 mg/m³, NO_x 200 mg/m³, SO₂ 400 mg/m³), а исто така и од Директивата за индустриски емисии (прашина 25 mg/m³, NO_x 200 mg/m³, SO₂ 250 mg/m³)

Електрификацијата на секторот за греење и ладење ќе овозможи поефикасните технологии на ОИЕ постепено да ја заменат неефикасната употреба на биомаса. Сценаријата покажуваат дека топлинските пумпи и биомасата што се користи во ТЕ-ТО би можеле да го намалат уделот на биомасата што се користи за греење од 86% во 2017 на 61% во 2040 година (Слика 3.38). За да се максимизира употребата на овие ОИЕ технологии, се препорачува да се истражат малите системи за централно греење базирани на ОИЕ. Покрај тоа, Северна Македонија може да го стимулира домашното производство на ефикасни технологии за греење на биомаса, како и искористувањето на отпадната биомаса и другите нус-производи преку поддршка на локалните производители и индустрии, особено на мали и средни нивоа. Пелетите се добра опција за намалување на емисиите на локалните загадувачи, но неопходно е да се воспостави стандардизирана рамка за квалитет. Важно е овие опции да се подобрат во однос на нивната енергетска ефикасност, со цел максимално да се искористи синергијата ОИЕ-ЕЕ (на пр. печки на дрва со ефикасност од 70-80%, печки на пелети и брикети со 80-90% ефикасност, изолација).

Слика 3.38 Бруто потрошувачка на финална енергија од ОИЕ за греење и ладење



Извор: модел MARKAL

Зголемување на потрошувачката на ОИЕ и електрична енергија во транспортот. Во сите три сценарија се земени предвид измените на Директивата за ОИЕ. Уделот на биогоривата во транспортот се предвидува да се зголеми од 1,25% во 2020 година до 10% во 2030 и 2040 година. Електричните возила, исто така, ќе имаат важна улога во продорот на еколошките технологии за транспортот (Слика 3.39). Примерите на политики и мерки кои ги поддржуваат ОИЕ во транспортот ги вклучуваат оние што го поттикнуваат усвојувањето, развојот и користењето на горивата произведени од ОИЕ. Важен елемент е финансиски да се стимулираат купувањата или функционирањето на технологиите и моделите (возила) што користат горива од ОИЕ. Јавните државни и локални ентитети можат да имаат важна улога во користењето на електрични возила, воведувањето на алтернативни горива или инфраструктура за полнење во пракса. Важно е да се воведо постојана надградба на идните национални акциски планови за стимулирање и користење на биогоривата и на електричната енергија во транспортот со сеопфатна цел за намалување на GHG емисиите и на локалното загадување (особено нивоата на NO_x). Идната потрошувачка на финална енергија во транспортот во голем степен ќе зависи од транзитот на возила низ Северна Македонија и од цената на горивата во Северна Македонија и околните земји.

Слика 3.39 Потрошувачка на финална енергија од ОИЕ во транспортот



Извор: модел MARKAL

Подобрување на практиките за управување со отпад. Не постои потенцијал за користење на технологии за добивање „енергија од отпад“ на постојните депонии поради недоволни количини на отпад. Затоа, еден од главните приоритети е да се покријат постојните несоодветни депонии, дополнети со екстракција на гас и

согорување, со што емисиите на CH₄ ќе се претворат во емисии на CO₂. Паралелно, неопходно е да се отворат нови регионални депонии во сите плански региони со инсталиран систем за механички и биолошки третман. Ако целиот механички и биолошки третман се примени на сите нови депонии, количината на севкупниот отпад сè уште нема да биде доволна за производство на електрична енергија. Затоа, посоодветно е да се подобри практиката на управување со отпадот преку компостирање. Исто така, селектирањето на отпадот треба да биде нашироко промовирано со поставување контејнери за собирање на селектиран отпад, главно хартија, во сите градови во Северна Македонија паралелно со кампањите за намалување на потрошувачката на хартија.

Вклучување на општините во енергетско планирање и транзиција на локално ниво. Зголемувањето на ОИЕ, вклучувајќи ги производителите-потрошувачи, примерната улога на јавните згради, развојот на различни видови дистрибутивни мрежи (централно греење, електрична енергија и природен гас), како и намалувањето на локалните загадувачки супстанции, често додаваат дополнителна комплексност и може да наметнат помало разбирање како во пракса да се транспонираат националните цели на локално ниво. Вклучувањето на сите релевантни нивоа на управување е од најголема важност, особено во дизајнирањето и спроведувањето на акциските планови и деталните мерки. Владата треба да овозможи поголема поврзаност со локалните власти за локалното планирање на енергија да се комбинира со пристапот на планирање „од горе надолу“ и „од долу нагоре“. Ова опфаќа комбинација од идентификување локални специфични можности, како и развој на конкретни акциски планови на локално ниво.

3.2.4 Истражување, иновација и конкурентност

Опфатени приоритети од Законот за енергетика:

- Стабилност, конкурентност и економска функционалност на енергетскиот сектор
- Подобрување на енергетската ефикасност
- Подобрување на користењето на обновливите извори на енергија.

Вградување на технологиите и мерките за енергетска транзиција во националните приоритети за истражување и иновација (И&И). Поконкретно, при развивањето на секторски стратегии и планови за наука и И&И потребна е соработка меѓу Министерството за образование и наука и релевантните учесници во енергетиката за да се дадат приоритети на технологиите и мерките за енергетска транзиција. Истото е потребно и за програмите во Фондот за иновации и технолошки развој.

Приспособување на наставните планови поврзани со енергијата на сите образовни нивоа за да бидат подготвени за трендовите на енергетска транзиција. На развојот на свеста за потребите од одржлива енергија треба да се работи од најраните образовни нивоа и тоа да се вгради во наставните програми на сите основни, средни и терцијарни образовни нивоа. Покрај тоа, стимулирањето на науката и образованието во енергетската транзиција ќе помогне во мобилизирањето на постојните и изградбата на нови истражувачки капацитети, како и добра интеграција во Европскиот истражувачки простор (ERA) во енергетските теми.

Развивање пилот проекти за паметни заедници. Паметните академски кампуси би можеле да претставуваат пример каде што сите напредни концепти и принципи од паметните енергетски системи може да се тестираат со цел нивно воведување во поголем обем.

Поттикнување на меѓусекторска и географска мобилност на истражувачите. Трансферот на знаења и искуства меѓу истражувачите од индустријата и академската заедница, како и влезната и излезната мобилност се потребни за да се изградат внатрешни капацитети. На пример, на највисоко ниво на образование, индустриските докторати може да се промовираат како алатка за поддршка на науката водена од индустријата.

Стимулирање на соработката на секторот ИИИ со креаторите на политиките, индустријата, комуналните претпријатија, општините и здруженијата. Следејќи го примерот со ЕУ, целта е да се подобри веројатноста за сфаќање, поддршка и зголемување на енергетските решенија собрани „од долу нагоре“ и на интердисциплинарен начин, базирани на напредни технологии во областите енергија и транспорт и информатички и комуникациски технологии. Исто така, партнерствата од типот наука-политика ќе доведат до робуствено и поефективно креирање имплементација на политиките.

Зголемување на способноста за повлекување меѓународни донаторски фондови. Со цел да се поддржи зголемувањето на апсорпцијата на донаторски средства, надлежните министерства треба да обезбедат формирање на ефикасни единици за управување со проекти што ќе бидат составени од персонал со мултидисциплинарни знаења и вештини кои ќе бидат вклучени во постапките за планирање, оценување и следење.

Поттикнување на секторот на МСП за диверзифиција на нивното портфолио на услуги и производи во ОИЕ и ЕЕ. За поддршка на поголемото вклучување на локалните МСП во енергетската транзиција, неопходно е да се подобри понатамошното проширување на проектите за ОИЕ и мерките за ЕЕ во целина, особено преку финансиските механизми, како и преку зелените јавни набавки за иновативни производи. Приватните инвестиции во ОИЕ и ЕЕ ќе бидат поттикнати со посебни грант компоненти на инструментите за финансирање, кои ќе го намалат ризикот од инвестиции во непроверените, но ветувачки технологии за чиста енергија или за бизнис модели. Покрај тоа, потребна е техничка помош за МСП за да им се олесни пристапот до надворешни услуги. Ова ги опфаќа областите на надворешно истражување и развој, тестирање, дизајн, настава и обука, истражување на пазарот, деловно советување и сл.

Поддршка на клучните енергетски играчи во ревидирањето на нивните бизнис модели за да се обезбеди конкурентност. За да се оствари непречена транзиција, приспособливоста и одговорот на менување на деловното опкружување се едни од клучните области каде што може да се зајакне конкретното дејство. Новите „зелени“ можности на пазарот би можеле да придонесат за растот и зголемената конкурентност на локалниот и на регионалниот пазар, но во иднина ќе бараат развој на нови способности и нов фокус на инвестиции.. Потребен е проактивен пристап за навреме да се предвидат тие можности.

3.2.5 Правни и регулаторни аспекти

Опфатени приоритети од Законот за енергетика

- Стабилност, конкурентност и економска функционалност на енергетскиот сектор;
- Ефикасно обезбедување услуги и заштита и унапредување на правата на потрошувачите;
- Намалување на енергетската сиромаштија и заштита на ранливите потрошувачи;
- Исполнување на обврските што ги има преземено Република Северна Македонија според ратификуваните меѓународни договори.

Транспонирање и имплементација на пакетот за чиста енергија. Овој пакет е составен главно од следните елементи: енергетска ефикасност на прво место, повеќе обновливи извори, подобро управување, повеќе права за потрошувачите, поапаметен и поефикасен пазар на електрична енергија.

Усвојување на новиот Закон за енергетска ефикасност проследено со транспонирање на директивите на ЕУ во секундарното законодавство. Законот треба да го финализира транспонирањето на Директивата ЕУ/2012/27 за енергетска ефикасност, со што ќе овозможи создавање секундарно законодавство (подзаконски акти, регулативи, уредби итн.) за следење и известување за напредокот, улога на јавните згради како пример, развојот на пазарот на ESCO, енергетските контроли и системите за управување, подобрувањето на ефикасноста во снабдувањето со енергија, процесите на ТЕ-ТО и на процесите за греење/ладење и воспоставување на соодветни механизми за финансирање (на пр. револвинг фонд за енергетска ефикасност). Со Законот ќе се транспонираат и одредени одредби во врска со Директивата 2010/31/ЕУ и Регулативата за означување на енергетски производи и ќе ја усогласи Северна Македонија со EnC acquis.

Завршување на останатите правни и регулаторни обврски за ОИЕ (вклучувајќи и биогорива). Во врска со интеграцијата во мрежата, мора да се воведат правила за само-потрошувачка на обновлива енергија, проследено со усвојување на преостанатото секундарно законодавство. Со цел да се постигне учество од 10% на биогорива до 2030 година мора да се донесе Законот за биогорива и Акцискиот план во следните две години.

Усогласување со acquis за инфраструктурата и утврдување на национален надлежен орган во областа на инфраструктурата. Во националното законодавство треба да се воведат Регулативата (ЕУ) 347/2013, за да се подобри транспонирањето и спроведувањето на законодавството на ЕУ во овој потсектор.

Зајакнување на човечките капацитетите во Министерството за економија – Сектор за енергетика и во Агенцијата за енергетика. Потребно е вработување на квалификуван и искусен работен кадар за подобрување на институционалните капацитети за ефикасно спроведување на Стратегијата и на други теми поврзани со енергијата.

Усвојување долгорочна стратегија за климатска акција и Закон за климатска акција. Стратегијата и Законот се инструмент за зајакнување на процесот на приближување кон ЕУ во областа на климатските промени, како и за поддршка на националните иницијативи за ублажување и прилагодување кон климатските промени. Конкретно, Стратегијата и Законот треба да ги обезбедат трите главни долгорочни цели на климатските активности: а) Целосно транспонирање и имплементирање на законодавството на ЕУ поврзано со климата; б) Постигнување конкурентна нискојаглеродна економија; и в) Остварување економија/општество отпорно на климатски промени. Работата на претстојната Стратегија треба да биде тесно координирана меѓу министерствата со цел да се идентификуваат синергиите и да се спречат недоследности меѓу националните стратегии за енергија и клима.

Спроведување на суштинските теми дефинирани од Групата за климатска акција на Енергетската заедница. Тие вклучуваат:

- Суштинска тема 1: Регулатива за механизам на следење (MMR), Регулатива (ЕУ) бр. 525/2013 - транспозиција и имплементација
- Суштинска тема 2: Вградување на обврски поврзани со климатските промени во соодветните секторски планови и политики
- Суштинска тема 3: Интегрирани национални енергетски и климатски планови
- Суштинска тема 4: Постапување цели за 2030 година (и евентуално понатаму)

MMR вклучува голем број важни одредби за следење и известување за GHG емисиите, вклучувајќи, но не ограничувајќи се на: воспоставување на инвентари за GHG емисии, изработување на стратегии за нискојаглероден развој, подобрување на националните системи за известување за политиките и мерките за ублажување и прилагодување и за известување за проекциите на антропогените GHG емисии. Неопходни се појасно дефинирани надлежности и одговорности на релевантните институции за усогласување со MMR. Северна Македонија ќе започне процес на поблиска соработка во и меѓу министерствата за да придонесе за повисок квалитет на законодавството во оваа област. Земјата треба да вложува напори за воведување климатски аспекти

во националните стратегии за развој, со оглед на влијанието на климатските промени врз широкиот спектар на сектори и предлагање можности за промовирање позелени и почисти пристапи.

Северна Македонија треба да започне со развивање на интегрирани национални планови за енергија и клима. Обврските за планирање, известување и следење од *acquis* на Енергетската заедница за енергија и клима се моментално вградени низ широк спектар на закони и цели, имаат различни периоди и различни цели. Со интегрирање на голем број постоечки обврски за планирање, известување и следење на ОИЕ, на ЕЕ и на GHG емисиите, административниот товар ќе биде значително намален, земајќи ги предвид истовремено специфичните национални околности. Стабилните национални планови за енергија и клима до 2030 година (а можеби и понатаму) треба да бидат придружени со цели за ОИЕ, ЕЕ и намалување на GHG емисиите. Ова ќе обезбеди поголема регулаторна стабилност, транспарентност на националните напори и зголемена сигурност на инвестициите. Поради предвидената значителна трансформација на секторите на економијата, вклучувајќи го и енергетскиот сектор, потребни се навремени анализи и планирање. Северна Македонија треба да го искористи направеното во оваа област во рамките на Енергетската заедница за да ги мапира идните цели и чекори за спроведување на обврски кон Парискиот договор, како и обврските за известување според UNFCCC (Национални извештаи и Двогодишни извештаи за климатски промени).

Подобрување на имплементацијата на *acquis* на Енергетската заедница во областа на животната средина.

Во областа на контрола на емисиите од големи постројки за согорување, клучниот приоритет е спроведувањето на Директивата за големи постројки за согорување и на Директивата за индустриски емисии. За да се постигне усогласеност, клучно е соодветно да се распредели финансирањето за намалување на емисиите. Исто така, надлежните органи треба да имаат подготвени системи за известување за емисиите. Државата, исто така, треба да продолжи со донесувањето на Законот за контрола на емисиите од индустријата и на соодветните подзаконски акти за да ги транспонира и имплементира релевантните барања од Директивата за индустриски емисии (со краен рок 1 Јануари 2028 за постојните постројки). Во однос на оцената за влијанието врз животната средина, неопходно е понатамошно подобрување на административните капацитети, како на централно, така и на локално ниво. Исто така, треба да се зајакне учеството на јавноста, особено во однос на хидроенергијата и рударскиот сектор. Што се однесува до законодавството за содржината на сулфур во течните горива, надлежните органи треба да осигурат дека земањето мостри и анализата на горивата што спаѓаат во доменот на Директивата се одвиваат во согласност со стандардите што се предвидени во неа. Што се однесува до заштитата на природата и на дивите птици, треба да се воспостават ефективни мерки за заштита на загрозените видови, против намерното убивање или ловење на дивите птици, намерното уништување или оштетување гнезда и јајца и/или отстранувањето на нивните гнезда. Исто така, ќе биде усвоена измената на Законот за заштита на природата, чија цел е зголемување на човечките ресурси посветени на оваа област. Понатаму, треба да се почитува и да се земе предвид обврската за заштита на живеалиштата на дивите птици кога се изработуваат нови проекти поврзани со енергетската инфраструктура.

Завршување на преостанатите правни и регулаторни обврски за секторот за природен гас. Ова вклучува:

- Раздвојување на операторот на системот за пренос на природен гас врз основа на модел на сопственичко раздвојување, како што е предвидено во Законот за енергетика
- Примена на тарифната методологија за влез/излез за пренос од 2020 година
- Усогласување на техничкиот договор со бугарскиот ОПС со Регултивата (ЕУ) 2015/73
- Усвојување и спроведување на правила за балансирање и мрежни правила.

Усвојување програма за ранливи потрошувачи. Програмата за ранливите потрошувачи е поврзана со безбедното и сигурното снабдување со енергија. Затоа, треба да се дефинираат категории на ранливи потрошувачи и придружни мерки, вклучително и финансиска поддршка и одговорни институции за реализација на програмата.

Завршување на преостанатите регулаторни обврски за пазарот на електрична енергија и соодветната пропратна легислатива. Ова ќе обезбеди ефикасно балансирање и организирање на пазарите, интеракција на регионалниот пазар, воведување на концепт за производител-потрошувач („prosumer“) и дистрибуирано производство, како и безбедност на снабдувањето и солидарноста. Пропратната легислатива што треба да биде завршена вклучува ДДВ, јавни набавки, доверливост, компјутерска безбедност и сл.

4 ИНСТИТУЦИОНАЛНА ОДГОВОРНОСТ, ФИНАНСИРАЊЕ И СТРАТЕШКИ НАСОКИ

4.1 Пристап до финанси

Северна Македонија може да има придобивки од зголемениот пристап до средствата што ја поддржуваат зелената енергија. Главно, постојат неколку опции за финансирање на развојот на енергетскиот сектор во Северна Македонија (Слика 4.1). Со растечкиот развој на малите проекти за ОИЕ и ЕЕ, финансиската поддршка преку националниот буџет ќе има важна улога за стимулирање на домаќинствата и малите и средните претпријатија. Во однос на европските фондови, Северна Македонија како претпристапна земја може да има придобивка од повеќе донаторски фондови што ги поддржуваат ОИЕ и ЕЕ, како и поддршка за иницијативите за регионално поврзување во рамките на Енергетската заедница. Иако земјата има право да користи значителен износ на средства од меѓународни институции и донатори, пристапот до фондовите и програмите на ЕУ значително ќе се зголеми откако Северна Македонија ќе влезе во ЕУ. Земјата ги користи програмите за финансирање на меѓународните финансиски институции и донатори (на пример, EBRD, WB-IFC, USAID, GIZ, UNDP и EIB) за развој и изградба на енергетски проекти. Со оглед на тоа што овие институции се тесно поврзани со целите на политиката на ЕУ за декарбонизација, земјата би можела да има уште поголема придобивка од овие средства, а особено за капитално-интензивните проекти и во јавниот и во приватниот сектор. Покрај тоа, комерцијалните банки, исто така, ја признаат важноста на таргетирање на бизнисите со ОИЕ и ЕЕ и почнаа активно да учествуваат во вакви проекти. И покрај тоа што е најскапата опција, финансирањето со сопствени средства има дополнителна предност во случај енергетските проекти да имаат придобивка не само од монетарните придонеси, туку и од добивањето на дополнителните технички знаења и искуства. Ова е особено случај за големите и комплексни проекти, каде што искусните инвеститори би можеле да ја обезбедат својата експертиза за време на фазите на развој, изградба и работење.

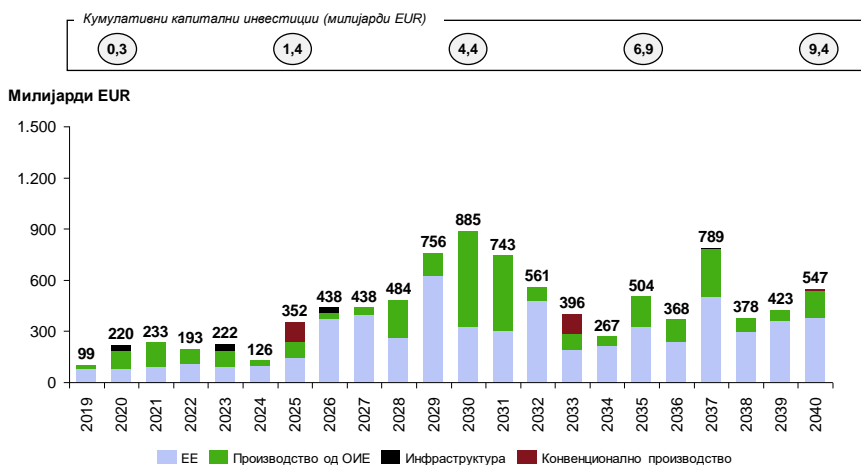
Слика 4.1 Опции за финансирање во енергетскиот сектор за Северна Македонија (илустративно)

Опции за финансирање	Институции	Типични области опфатени во енергетскиот сектор	+ Позитивно	- Негативно
 Национален буџет	• Државата / министерства (вклучувајќи и фондови) • Општини	• Проекти од ОИЕ и од ЕЕ, развој на нови технологии, итн. • Корисници: јавни, приватни ентитети и физички лица	• Брза постапка • Повеќе е погодна за едноставни тендери и јасни цели	• Ограничен буџет • Недостаток на флексибилност во форма и број на понудувачи
 Европски фондови	• Претпристапни фондови • Постпристапни фондови	• Проекти од ОИЕ и од ЕЕ, инфраструктурни проекти, подобрување на функционирањето на регулативите и пазарот • Корисници: јавни и приватни ентитети	• Висока додадена вредност на профитабилноста на проектот • Голем износ на средства достапни по пристапувањето во ЕУ	• Сложен и строг процес за примање и трошење средства • Недостаток на флексибилност
 Меѓународни финансиски институции и донатори	• WB-IFC • USAID • GIZ • EBRD, EIB • Други	• Проекти од ОИЕ и од ЕЕ, инфраструктурни проекти, подобрување на функционирањето на регулативите и пазарот • Корисници: јавни и приватни ентитети (вклуч. МСПс)	• Погодно за капитални интензивни проекти • Финансиска потпора и поевтина каматна стапка наспроти комерцијалните банки	• Сложен и строг процес • Ризик од несолвентност
 Комерцијални банки	• Национални банки • Меѓународни банки	• Проекти од ОИЕ и од ЕЕ, итн. • Корисници: јавни и приватни ентитети	• Погодно и за помали инвестиции • Финансиска потпора	• Комплексен и строг процес • Повисоки каматни стапки • Ризик од несолвентност • Потребно е поголема гаранција
 Капитал	• Домашни и меѓународни компании • Приватни и јавни компании • ESCO	• Може да покрие широк спектар на енергетски проекти • Корисници: јавни и приватни ентитети	• Овозможување приватни и јавни партнерства • Предност од споделување на know-how и искуство	• Сложен процес

Извор: Европска комисија, Енергетска заедница, ЕБОР, ЕИБ, анализа на проектниот тим

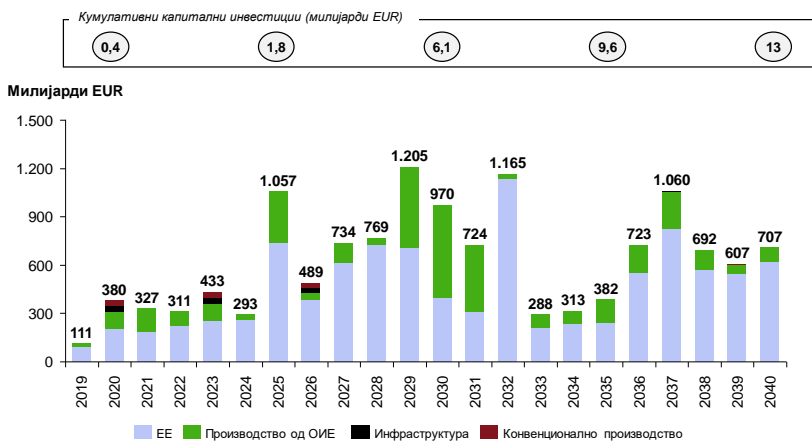
Инвестициите мора значително да се зголемат за да се овозможи енергетска транзиција. Со цел да се постигне економски конкурентна транзиција, системот ќе има потреба од брзи кумулативни капитални инвестиции во опсег од 9,4 до 17,5 милијарди евра до 2040 година, во зависност од избраното сценарио (Слика 4.2, Слика 4.3 и Слика 4.4). Јасно може да се види дека капиталните инвестиции во ЕЕ, по што следат инвестициите во ОИЕ, се главниот фокус на сите три сценарија. Ова може да се препознае како одлична можност да се поттикне поддршка и финансирање на програмите од европските фондови, како и меѓународните финансиски институции и донатори, бидејќи тие исто така ја идентификуваат важноста на таквите инвестиции. Покрај тоа, ќе бидат потребни значително повисоки инвестиции по 2025 година, што остава доволно време релевантните учесници во енергетиката да реагираат и да започнат со активностите за подготовка на сите нивоа на владеење. Понатаму, во процесот на инвестирање ќе бидат вклучени многу заинтересирани страни со различна куповна моќ (на пример, ЕЕ во домаќинствата, комерцијалниот сектор, малите ОИЕ), што го отежнува управувањето на процесот. Затоа, треба да се усвојат нови бизнис модели и пристапи, заедно со промени во однесувањето.

Слика 4.2 Капитални инвестиции кои се плаќаат веднаш (overnight) по категорија - Референтно сценарио, 2019 - 2040, мил. ЕУР



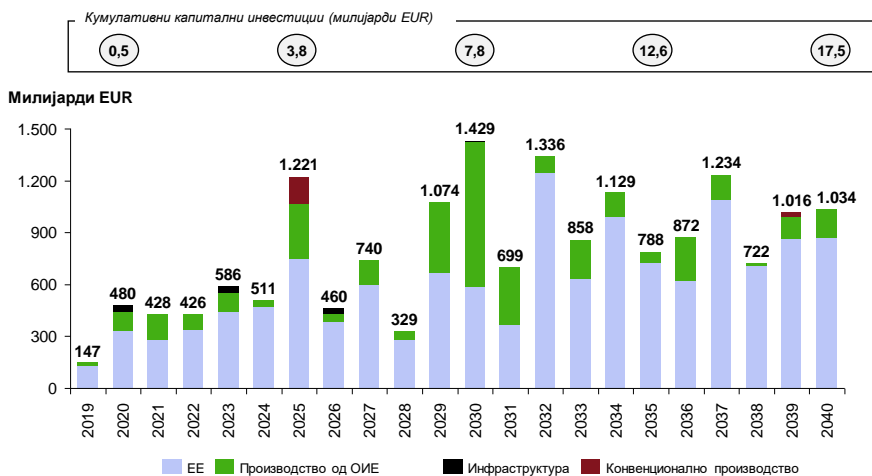
Извор: модел MARKAL

Слика 4.3 Капитални инвестиции кои се плаќаат веднаш (overnight) по категорија - сценарио за Умерена транзиција, 2019 - 2040, мил. ЕУР



Извор: модел MARKAL

Слика 4.4 Капитални инвестиции кои се плаќаат веднаш (overnight) по категорија - Зелено сценарио, 2019 - 2040, мил. ЕУР



Извор: модел MARKAL

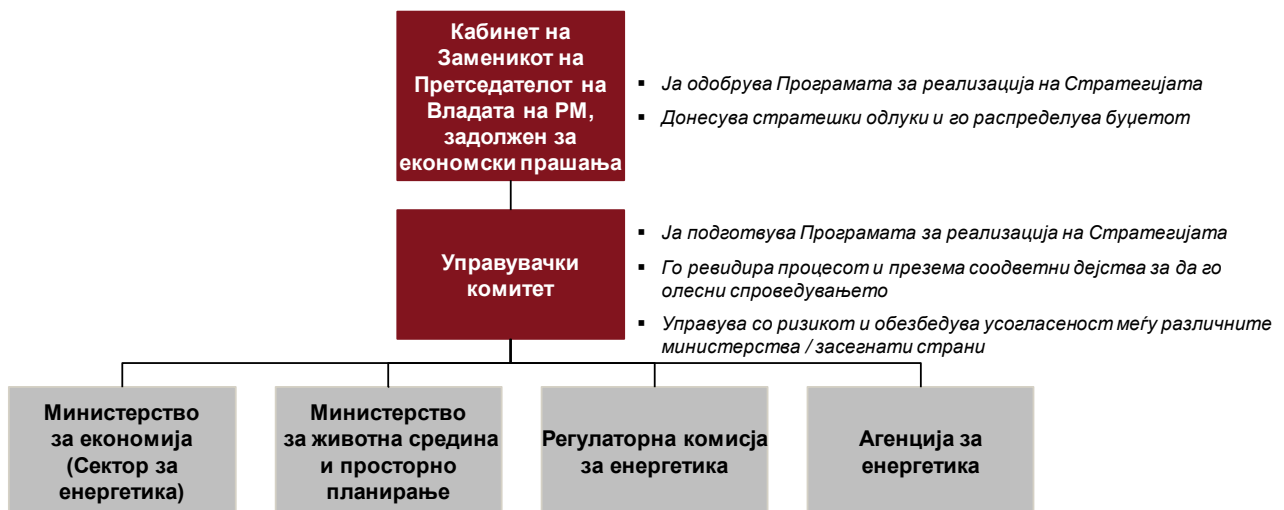
4.2 Стратешки патоказ со институционална одговорност

4.2.1 Институционална рамка

Владата треба да изготви Програма за спроведување на Стратегијата во рок од шест месеци од денот на донесувањето на Стратегијата. Политиките и стратешките мерки се изработуваат за да обезбедат робусни насоки, а сепак да остават простор за понатамошно усовршување како дел од идните акциски планови и програми. Како што е предвидено со Законот за енергетика, Програмата треба да биде подготвена од Министерството за економија и треба да покрие петгодишен период. Програмата треба детално да ги одреди претпоставките, можностите за финансирање, краткорочните и долгорочните резултати, улогите и одговорностите (локално, национално, на ниво на компанија), како и буџетот. Исто така, сите релевантни државни компании (ЕСМ, МЕПСО, ГАМА, МЕР, итн. треба да ги усогласат своите развојни планови со Стратегијата и Програмата. Според нацрт верзијата на Законот за ЕЕ, Програмата треба да вклучи проценка на потенцијалот за примена на високоефикасно комбинирано производство на енергија и ефикасни системи за централно греење и климатизација, како и анализа на трошоци и придобивки.

Се препорачува да се формира Управен комитет одговорен за спроведување на Стратегијата, со кој ќе претседава заменик-претседател на Владата на РМ задолжен за економски прашања. Политиките и стратешките мерки се составени од различни меѓусебно поврзани делови. Иако многу институции во енергетскиот сектор имаат специфични агенди, тие треба да ги спроведуваат во согласност и во рамките на една поголема заедничка агенда. Затоа, практиката на добро управување покажува дека на највисоките нивоа на Владата е потребен Управен комитет за да се осигура дека се применети соодветните економски и менаџерски ресурси за спроведување на стратегијата, и дека постои соодветна координација меѓу министерствата и другите чинители. Се препорачува членовите на Управниот комитет да бидат претставници од Министерството за економија и од Министерството за животна средина и просторно планирање, од Регулаторната комисија и од Агенцијата за енергетика (Слика 4.5). Членовите ќе се среќаваат редовно за да обезбедат извештаи за напредокот, да ги идентификуваат и да ги решаваат ризиците и пречките, да ги решаваат прашањата за координација меѓу министерствата и да обезбедат договор за какви било промени во иницијативите или распоредите што се изработени во Програмата. Формирањето на Управниот комитет ќе придонесе за подобрување на координацијата и соработката помеѓу институциите на енергетскиот сектор.

Слика 4.5 Раководна структура за спроведување на Стратегијата



Извор: Анализа на проектниот тим

4.2.2 Стратешки патоказ

Сите стратешки мерки и политики се дадени во стратешкиот патоказ со цел, за секоја поврзана стратешка мерка и политика, да се утврди следново:

- Ниво на приоритет по сценарио - од низок до највисок
- Проценета временска рамка за имплементација - краткорочен (S, за периодот до 2023 година), среднорочен (M, за периодот 2024-2030 година) и долгорочен период (L, за периодот по 2030 година). Важно е да се напомене дека временските категории не го ограничуваат предвременото завршување или спроведување на одредена стратешка мерка;

Одговорно административно ниво за имплементација - државно ниво, локално ниво и друго (PKE, ЕСМ, МЕПСО, ЕВН, ГАМА, МЕР, бизнис секторот, академиската заедница и невладините организации).

Енергетски столб	#	Политики и стратешки мерки	Ниво на приоритет по сценарио			Временска рамка	Клучни засегнати страни за спроведување		
			Референтно	Умерена транзиција	Зелено		Национално ниво	Локално ниво	Друго
Енергетска ефикасност	1	Поставување на националните цели за ЕЕ (2020 и 2030 година)	●	●	●	S	✓	✓	
	2	Продолжување со употребата на постојните и воведување на нови мерки за ЕЕ во потрошувачката на финалната енергија за домаќинствата и за комерцијалниот сектор	◐	◑	●	M	✓	✓	✓
	3	Дополнително фокусирање на мерките за ЕЕ во потрошувачката на финалната енергија за индустрискиот и за транспортниот сектор	◑	◐	◑	M		✓	✓
	4	Следење на ефектот од мерките за ЕЕ	●	●	●	S	✓	✓	
	5	Спроведување понатамошни релевантни технички мерки за континуирано намалување на загубите во преносната и дистрибутивната мрежа	◐	◑	●	M, L			✓
	6	Ревитализација или замена на постојните капацитети за производство за да се овозможи поголема ефикасност во трансформацијата на енергија	●	◐	◑	S, M	✓		✓
	7	Овозможување на модернизација и проширување на постојните и изградба на нови системи за централно греење, имајќи предвид други можности за греење.	◐	◐	◑	S, M, L	✓	✓	✓
Интеграција и безбедност на енергетските пазари	8	Продолжување со регионалната интеграција на пазарот на електрична енергија	●	●	●	S	✓		✓
	9	Постојани подобрувања во мрежата на преносниот систем	◑	◐	◑	S, M, L			✓
	10	Развивање на дистрибутивната мрежа за да се интегрираат повеќе ОИЕ, вклучувајќи производители-потрошувачи и повеќе електрични возила (ЕВ), како и постојано подобрување на сигурноста на мрежата	◐	◑	●	S, M, L			✓
	11	Управување со флексибилноста на системот за интегрирање на повеќе променливи ОИЕ	◐	◑	●	S, M, L			✓

	12	Усогласување на експлоатацијата на рудниците со потребите на идното производство за да цената на јагленот е конкурентна	●			M	✓		✓
	13	Развивање прекугранична инфраструктура за природен гас за да се диверзифицираат рутите за снабдување и да се зголеми конкурентноста на пазарот	◐	●	●	S, M	✓		
	14	Развивање на мрежата за пренос и дистрибуција на гас за поддршка на потенцијалниот премин од јаглен на гас	◐	●	●	S, M	✓	✓	✓
	15	Обезбедување достапност на потребната инфраструктура за чување на резервите преку акциски план	◐	●	●	S	✓		
Декарбонизација	16	Користење на потенцијалот за ОИЕ истовремено обезбедувајќи одржливост на животната средина специфично за секоја технологија за ОИЕ	●	●	●	S, M, L	✓	✓	
	17	Понатамошно промовирање на ОИЕ преку финансиски механизми за поддршка	●	●	●	S, M	✓	✓	
	18	Развивање патоказ за декарбонизација што ќе влијае врз инвестиционите планови и општествено-одговорните програми за транзиција	◐	●	●	S	✓	✓	
	19	Воведување на јаглеродна цена и нејзино приближување кон нивото од ETS	◐	●	●	S, M	✓		
	20	Инсталацирање на контролна опрема за локалните загадувачи во ТЕЦ Битола	●			S	✓		✓
	21	Стимулирање на поефикасни технологии за ОИЕ за постепено заменување на неефикасната употреба на биомаса	◐	●	●	S, M	✓	✓	
	22	Забрзување на потрошувачката на ОИЕ во транспортот	●	●	●	S, M	✓	✓	✓
	23	Подобрување на практиките за управување со отпад	◐	◐	◐	S, M	✓	✓	✓

	24	Вклучување на општините во енергетско планирање и транзиција на локално ниво	◐	◑	◒	S	✓		
Истражување, иновација и конкурентност	25	Вградување на технологиите и мерките за енергетска транзиција во националните приоритети за истражување и иновација	◐	◑	◒	S	✓		
	26	Приспособување на наставните планови поврзани со енергијата на сите образовни нивоа за да бидат подготвени за трендовите на енергетска транзиција	◑	◑	◑	S	✓	✓	✓
	27	Развивање пилот проекти за паметни заедници	◑	◐	◐	S, M		✓	✓
	28	Поттикнување на меѓусекторска и географска мобилност на истражувачите	◑	◐	◐	S	✓		✓
	29	Стимулирање на соработката на секторот ИиИ со креаторите на политиките, индустријата, комуналните претпријатија, општините и здруженијата	◑	◑	◑	S	✓	✓	✓
	30	Зголемување на способноста за повлекување меѓународни донаторски фондови	◑	◑	◑	S	✓	✓	✓
	31	Поттикнување на секторот на МСП за диверзифиција на нивното портфолио на услуги и производи во ОИЕ и ЕЕ	◑	◑	◑	S, M	✓	✓	
	32	Поддршка на клучните енергетски играчи во ревидирањето на нивните бизнис модели за да се обезбеди конкурентност	◐	◑	◑	S	✓		
	33	Завршување на преостанатите правни и регулаторни обврски за секторот за природен гас	◑	◑	◑	S	✓		✓
Правни и регулаторни аспекти	34	Завршување на останатите правни и регулаторни обврски за ОИЕ	◑	◑	◑	S	✓		
	35	Усвојување на новиот Закон за енергетска ефикасност проследено со транспонирање на директивите на ЕУ во секундарното законодавство	◑	◑	◑	S	✓		

36	Усвојување програма за ранливи потрошувачи	●	●	●	S	✓		
37	Усвојување долгорочна стратегија за климатска акција и Закон за климатска акција	●	●	●	S	✓	✓	
38	Спроведување на суштинските теми дефинирани од Групата за климатска акција на Енергетската заедница	●	●	●	S, M	✓		✓
39	Подобрување на имплементацијата на acquis на Енергетската заедница во областа на животната средина	●	●	●	S, M	✓		
40	Усогласување со acquis за инфраструктурата и утврдување на национален надлежен орган во областа на инфраструктурата	●	●	●	S, M	✓		
41	Зајакнување на човечките капацитети во Министерството за економија – Сектор за енергетика и Агенција за енергетика	●	●	●	S	✓		✓

Извор: Анализа на проектниот тим

Легенда:

Временска рамка за спроведување: S – краткорочно, M – среднорочно, L – долгорочно

Ниво на приоритет: ○ - ниско; ◐ - средно; ◑ - високо; ● - највисоко

4.3 Објавување во Службен весник

Оваа стратегија се објавува во „Службен весник на Република Северна Македонија“

Бр. XX
декември 2019 година
Скопје

Претседател на Владата
на Република Северна Македонија,
Зоран Заев, с.р.

5 ПРИЛОГ 1 - ПРИСТАП НА МОДЕЛИРАЊЕТО И ДЕТАЛНИ РЕЗУЛТАТИ

5.1 Методологија и пристап на моделирање

Моделирањето на квантитативните резултати на Стратегијата се развива со помош на две комерцијално достапни софтверски алатки - MARKAL и Power2Sim. Целта на моделот MARKAL е да се симулира оптимален развој на целокупниот енергетски систем во Северна Македонија врз основа на најниски трошоци, додека моделот Power2Sim се користи за детално проучување и потврдување на резултатите од пазарот на електрична енергија од сеопфатниот модел MARKAL (Слика 5.1).

Севкупниот процес на моделирање беше реализиран на следниот начин:

1. Собирање на заеднички влезни податоци помеѓу двата модели за да се обезбеди конзистентност;
2. Симулација на развојот на енергетскиот систем (вклучувајќи ја и електричната енергија) врз основа на принципот на оптимизација според најниски трошоци користејќи го MARKAL;
3. Симулација на потребите од електричната енергија со користење на дополнителните функции на Power2Sim со цел да се симулира македонскиот пазар на електрична енергија како дел од интегрираниот европски пазар, и тоа на часовно ниво. Клучните влезни податоци користени од моделот MARKAL беа проекциите за побарувачка за електрична енергија и зголемувањето на инсталираниот капацитет за производство на електрична енергија;
4. Подготовка на излезните резултати од двата модели.

Повеќе детали за горенаведените чекори се дадени во следните поглавја.

Слика 5.1 Рамка за моделирање на Стратегијата



1) Проекции за инсталираниот капацитет за производство на електрична енергија, врз основа на принципот на оптимизација според најниски трошоци добиени со MARKAL
Извор: Анализа на проектниот тим

5.1.1 Влезни податоци и претпоставки за моделите

Со двата модели се симулираат три различни сценарија кои се базираат на збир од заеднички поставени хипотези (Слика 5.2).

Слика 5.2 Преглед на сценарија за развој на македонскиот енергетскиот систем до 2040 година

	Референтно сценарио	Сценарио за умерена транзиција	Зелено сценарио	
Визија	Премин од конвенционални извори на енергија врз основа на сегашните политики и принципот на оптимален развој при најниски трошоци	Прогресивна транзиција од конвенционални извори на енергија врз основа на нови политики и принципот на оптимален развој при најниски трошоци	Радикална транзиција од конвенционални извори на енергија врз основа на нови политики и укинување на лигнитот	
Главни претпоставки	Двигатели на побарувачката	<ul style="list-style-type: none"> Ист раст на БДП како за Референтното Енергетска ефикасност заснована на политика во согласност со директивите на ЕУ/ Насоките на ЕпС Поголема пенетрација на ЕВ 	<ul style="list-style-type: none"> Ист раст на БДП како за Референтното Енергетска ефикасност иста како Сценариото за умерена транзиција, но со повеќе стимулации и напредни технологии Најголема пенетрација на ЕВ 	
	Фокус на инвестиции во технологии за производството	<ul style="list-style-type: none"> Избор за ревитализација на ТЕЦ на лигнит врз основа на принципот на најниски трошоци Фокус на ОИЕ 	<ul style="list-style-type: none"> Избор за ревитализација на ТЕ на лигнит врз основа на принципите на најниски трошоци Значителен фокус на ОИЕ 	
	Јаглеродна цена на ниво од ETS	2027	2025	2023
	Цени на енергенти (WEO 2017) ¹	Врз основа на сценариото на тековни политики	Врз основа на сценариото на нови политики	Врз основа на сценариото за одржлив развој
	Набавка на гориво / Достапност	<ul style="list-style-type: none"> Производството на лигнит е ограничено на максимално ниво на очекувано годишно снабдување (~ 5 милиони тони 2018-2035, ~ 3 милиони тони 2035-2040) Хидропроизводство и ветернал/соларна енергија во согласност со историските трендови и прилагодени за нови електрани вклучени во системот Развој на прекугранични капацитети (електрична енергија и гас) во согласност со ENTSO-E, ENTSO-G и ЕпС Одржлива потрошувачка на биомаса² Складирање во батерии (ЕВ и топлински пумпи) 		

1) World Energy Outlook, 2017

2) Не го надминува годишниот прираст на биомасата и вклучува искористување на отпадната биомаса
Извор: Анализа на проектниот тим

Сите користени влезни податоци и претпоставки беа договорени во рамките на проширената Работна група (која вклучуваше претставници на ЕСМ, МЕПСО и Владата на Северна Македонија) или се земени од јавно достапни и доверливи извори како ОН, WEO, ENTSO-E, ENTSO-G или EUROSTAT (Слика 5.3).

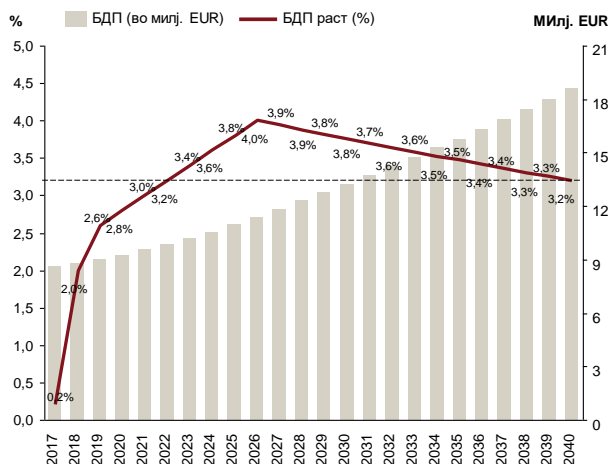
Слика 5.3 Моделирање на енергетски извори

Област	Претпоставка	Извори	
		Историски	Проекции
Побарувачка	Проекции за БДП на Македонија	Влада на Македонија, ММФ, сопствена проценка	
	Прираст на население	Државен завод за статистика	ОН
	Транспорт и индустрија	Државен завод за статистика	Пресметка на MARKAL модел
	Енергетски биланс	Државен завод за статистика	Пресметка на MARKAL модел
	Спецификации на технологии	Државен завод за статистика	IEA-ETSAP, анализа на пазар
	Побарувачка на електрична енергија во Македонија	МЕПСО	Пресметка на MARKAL модел
	Побарувачка на остатокот од Европа	ENTSO-E, Еуростат	ENTSO-E TYNDP '18 (ST scenario)
Производство	Инсталирани капацитети во Македонија	ЕСМ, МЕПСО, РКЕ	ЕСМ / работни групи
	Спецификации на технологиите во Македонија	ЕСМ, МЕПСО, РКЕ, БЕГ, ТЕТО	ЕСМ / работни групи
	Инсталирани капацитети на остатокот од Европа	ENTSO-E, Еуростат	ENTSO-E
	Спецификации на технологиите во остатокот од Европа	Евростат, ENTSO-E	ENTSO-E, Energy Brainpool
Јаглеродна цена на ниво од ETS	Македонија	Работна група	
	Други земји што не во ЕУ		
Цена на енергенти	Цени на енергенти	EEX, BAFA, Nordpool, EIA, ERC, HUPX	IEA World Energy Outlook 2017
	Проекции за цената на лигнитот	ЕСМ, проценка на модел	
Набавка на гориво / Достапност (вкл. електрична енергија)	Достапно производство на лигнит	ЕСМ	ЕСМ, проценка на модел
	Прекугранични капацитети	МЕПСО, ГАМА, МЕР	ENTSO-E TYNDP 2018, ГАМА, МЕР
	Ниво на емисии на CO ₂ и на локалните загадувачи	ЕСМ, анализа на тим	
	Тековни големопродажни цени на електрична енергија и на гас	РКЕ	

Извор: Анализа на проектниот тим

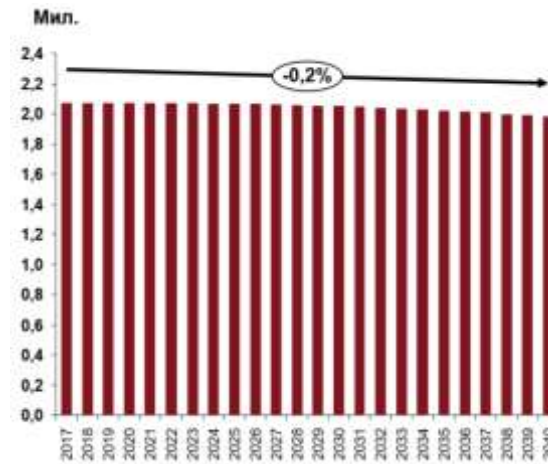
Моделирањето на проекциите за побарувачката на енергија во сите сценарија се заснова на проекциите на БДП и претпоставките за пораст на населението, кои се најважните параметри (Слика 5.4 и Слика 5.5). Користејќи ги овие параметри во комбинација со останатите специфични фактори, како што се растот на индексот на производството во индустријата, степен – деновите (degree days) за греење и ладење, бројот на лица по домаќинство, факторите на еластичност и други, беа утврдени проекциите на енергетските потреби по сектори.

Слика 5.4 Проекции на БДП на Северна Македонија



Извор: ММФ + проценки на проектниот тим по 2024 година

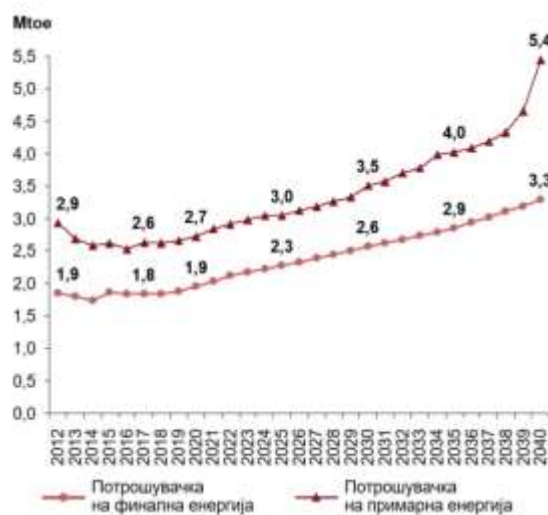
Слика 5.5 Раст на населението на Северна Македонија



Извор: Државен завод за статистика, ОН

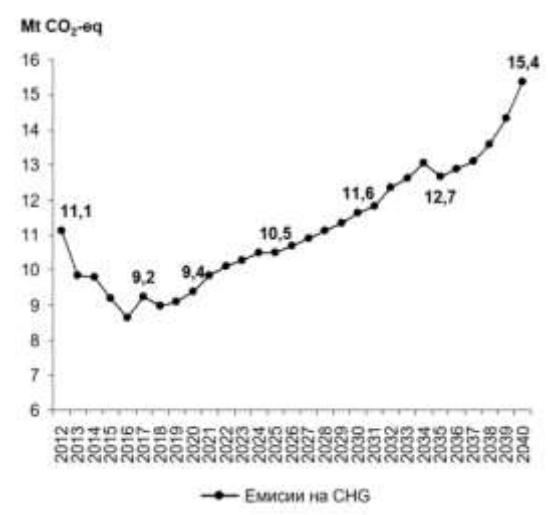
Со цел да се пресметаат заштедите од мерките за енергетска ефикасност, како и намалувањето на GHG емисиите, моделирањето вклучи подготовка на ВАУ сценариото. ВАУ сценариото го покажува развојот на енергетскиот сектор со енергетските мерки реализирани до 2016 година, и се користи за споредба со другите сценарија. Врз основа на методологијата на Енергетската заедница, енергетските заштеди во потрошувачката на примарната и финална енергија се пресметани во споредба со ВАУ сценариото (Слика 5.6). Истото важи и за пресметката за намалувањето на GHG емисиите во согласност со практиките за земјите што не се вклучени во Анексот I на UNFCCC, каде што намалувањата беа пресметани во однос на истото ВАУ сценарио (Слика 5.7).

Слика 5.6 Потрошувачка на примарна и финална енергија – ВАУ сценарио, 2018 – 2040 година, Mtoe



Извор: MARKAL модел

Слика 5.7 GHG емисии – ВАУ сценарио, 2012 – 2040 година, CO₂-eq



Source: MARKAL model

Постоечкото портфолио за производство на електрична енергија, вклучувајќи ги повластените производители, е вклучено во влезните податоците за моделот со нивните соодветни технички спецификации (Слика 5.8).

Слика 5.8 Преглед на постојното портфолио за производство на електрична енергија, 2017 година

#	Електрана / Блок	Технологија / Гориво	Пуштена во употреба (година)	Нето инсталиран капацитет (MW)	Ефикасност (%)	Расположливост (%)	Престанување (година)	Фиксни O&M (к€/MW) ¹	Варијабилни O&M (€/MWh)
1	Битола – Блок 1	Лигнит	1982	212			2025		
2	Битола – Блок 2	Лигнит	1984	212	30%	76%	(Барање на ЛСР директива)	33,03	3,7
3	Битола – Блок 3	Лигнит	1988	212					
4	Осломеј	Лигнит	1979	100	30%	60%	2019		
5	Неготино	Мазут	1978	198	34%	65%	2020	9,71	3,7
6	Врбен	Голема ХЕ	1959 / 2004	12.8	-	40%	По 2050		
7	Вруток	Голема ХЕ	1957 / 1972 / 2014	164	-	26%	По 2050		
8	Равен	Голема ХЕ	1957 / 1974 / 2014	21	-	28%	По 2050		
9	Тиквеш	Голема ХЕ	1966 / 1981	112	-	18%	По 2050		
10	Калиманци	Голема ХЕ	2006	13.8	-	14%	По 2050		
11	Глобочица	Голема ХЕ	1965	42	-	58%	По 2050	18,5*	2,2
12	Шпилје	Голема ХЕ	1969	84	-	41%	По 2050		
13	Козјак	Голема ХЕ	2004	80	-	21%	По 2050		
14	Матка	Голема ХЕ	2009	9.6	-	48%	По 2050		
15	Св. Петка	Голема ХЕ	2012	36.4	-	21%	По 2050		
16	Мала ХЕ ¹	Мала ХЕ	-	27.2	-	27%	По 2050		
17	ТЕ-ТО	ТЕ-ТО на гас	2012	230	52%	90%			
18	Когел	ТЕ-ТО на гас	2008	30	44%	85%	По 2040	64,6	1,4
19	Енергетика	ТЕ-ТО на гас	2008	30	44%	85%			

Преференцијални производители со дозвола од РКЕ: мали ХЕ 67,5 MW, ФН 16,7 MW, ветер 36,8 MW и биогаз 7,0 MW

Забелешка: * Истите влезни податоци се применуваат за сите ХЕЦ (трошоците вклучуваат и трошоци за финансирање кон ЕУ, итн.); 1) Не се вклучени повластените производители кои користат повластена тарифа.
Извор: ЕСМ, РКЕ, анализа на проектниот тим

Во однос на портфолиото на идни инвестиции во производство на електрична енергија, во координација со Работната група се состави листа од 29 потенцијални опции за инвестирање. Врз основа на принципот за оптимизација според најниски трошоци и основните претпоставки (на пр. цените на енергенсите), моделот MARKAL ги избира најдобрите проекти (Слика 5.9).

Слика 5.9 Потенцијални опции за производствени капацитети

#	Опција за електрана	Технологија / Гориво	Потенцијална година за влез	Животен век (години)	Инсталиран капацитет (MW)	Ефикасност (%)	Расположливост (%)	CAPEX (к€/MW)	Фиксни O&M (к€/MW)	Варијабилни O&M (€/MWh)	
1	Битола (ревитализација)	Лигнит	2025	15	650	32%	74%	295	33,3	3,7	
2	Осломеј (ревитализација)	Лигнит	2023	20	109	32%	70%	1.211	25,3	3,7	
3	Нова електрана на лигнит	Лигнит	2022-2033	35	300	40%	80%	2.623	25,3	4,6	
4	Нова ТЕ-ТО	ТЕ-ТО на гас	2025	30	450	52%	80%	436			
5	Постоечка ТЕ-ТО (ревитализација)	ТЕ-ТО на гас	2021	15	260	52%	80%	436			
6	Нова ТЕ-ТО на гас	ТЕ-ТО на гас	2023	30	40	45%	85%	790	8,1	1,4	
7	Нова ТЕ-ТО на гас	ТЕ-ТО на гас	2023	30	30	45%	85%	790			
8	Нова ТЕ-ТО на гас	ТЕ-ТО на гас	2023	30	30	45%	85%	790			
9	Нова електрана на гас	Гас	2033	30	230	58%	90%	1.090			
10	Проект Теново-Козјак	Голема ХЕ	2030	50	Проект за зголемување на понудата на постојните ХЕ Козјак, Матка и Св. ХЕ Петка						
11	Глобочица II	Голема ХЕ	2035	50	20	-	16%	1.670			
12	Велес	Голема ХЕ	2030	50	96	-	38,1%	1.151			
14	Чебрин	Голема ХЕ	2029	50	458	-	26%	1.207			
15	Градец	Голема ХЕ	2030	50	75,34	-	51%	3.477	3	2,1	
16	Галиште	Голема ХЕ	2035	50	77,9	-	24,3%	3.786			
17	Вардарска долина мали ХЕ 1	Мали ХЕ	2025	50	45	-	29,6%	1.927			
18	Вардарска долина мали ХЕ 2	Мали ХЕ	2030	50	152,51	-	37,3%	2.085			
19	Мали ХЕ	Мали ХЕ	2019	30	Max. 135-160 ²	-	29%	2.240			
20	Биогаз со повластена тарифа	Биогаз	2020	25	18	-	80%	4.000			
21	Биогаз без повластена тарифа	Биогаз	2025	25	10	-	80%	4.000	130-125 ³	-	
22	Електрани или ТЕ-ТО на биомаса	Биомаса	2020	25	12,5-15	31%	73,8%	1.750	71,8	6,48	
23	Ветер со повластена тарифа	Ветер	2021	20	64	-	32%	1.500	25,6	-	
24	Ветер со повластена премија	Ветер	2022	20	50	-	32%	1.500	25,7	-	
25	Ветер без повластена премија или повластена тарифа	Ветер	2025	20	100-500 ¹	-	32%	1,3-1,2к	25,6	-	
26	Осломеј ФН	ФН	2019	40	10	-	16%	862	31,3	-	
27	ФН со повластена премија	ФН	2020	40	200	-	16%	800-600	31,4	-	
28	ФН без повластена премија	ФН	2020	40	400-800 ¹	-	16%	800-600	31,4	-	
29	Кровни ФН	ФН	2019	40	250-400 ¹	-	16%	1.000-700	31,4	-	

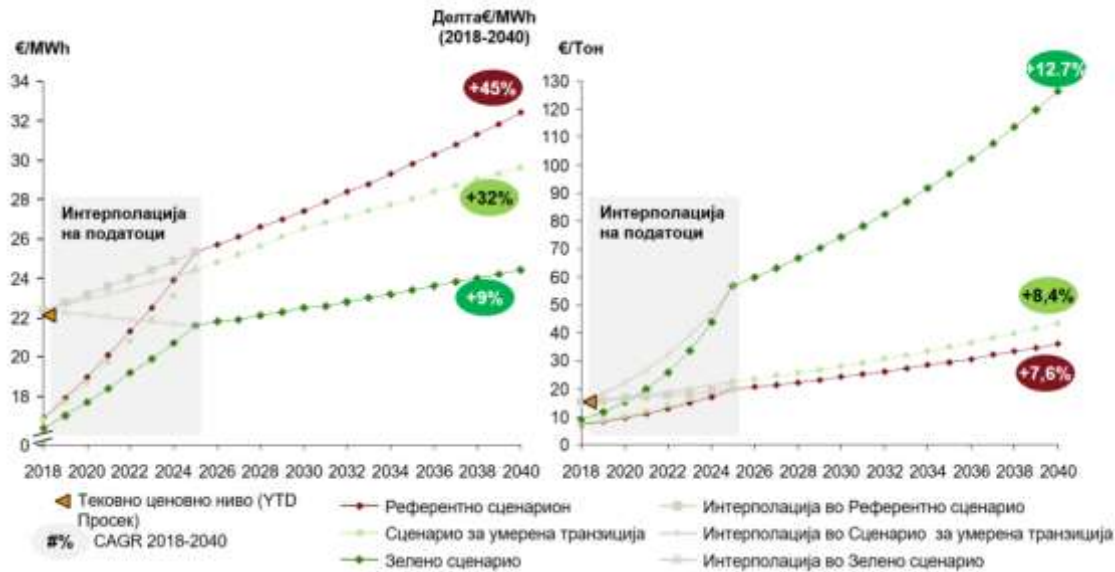
Забелешка: 1) во зависност од сценариото; 2) целокупниот капацитет, вклучувајќи ги и постоечките мали хидроелектроцентрали; 3) вклучува трошоци за транспорт на отпад, итн.
Извор: Анализа на проектниот тим

Во однос на приближувањето на јаглеродната цена кон нивото од ETS, временската рамка е различна во секое сценарио и се претпоставува дека истото ќе важи и за другите земји во регионот кои во моментот не се дел од ETS (Босна и Херцеговина, Србија, Албанија, Црна Гора и Косово). Во договор со Работната група, претпоставено е дека јаглеродната цена ќе го достигне нивото од ETS во 2027 година за Референтното, во 2025 година за Сценариото за умерена транзиција и во 2023 година за Зеленото сценарио.

Проекциите за цените на CO₂ и на гас што се користат во двата модели се базираат на WEO 2017 и се интерполирани во однос на денешните YTD (година до датум) цени. Референтното сценарио се повикува на Сценариото за актуелни политики од WEO 2017, Сценариото за умерена транзиција го користи Сценариото на нови политики, додека Зеленото сценарио го применува Сценариото на политики на одржлив развој (Слика 5.10 и Слика 5.11).

Слика 5.10 Проекции на цената на гасот, 2018 – 2040 година

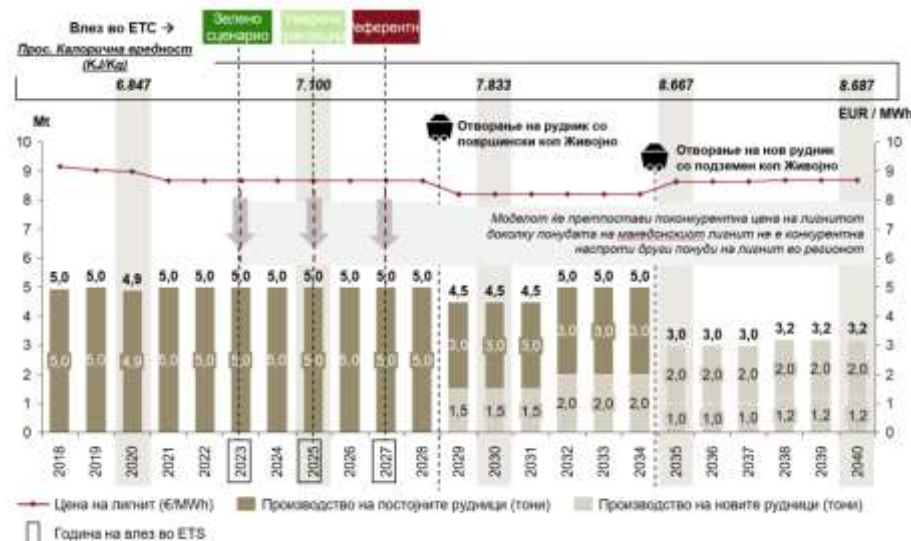
Слика 5.11 Проекции на цената на CO₂, 2018 – 2040 година



Извор: WEO 2017, IEA; анализа на проектниот тим

Во однос на снабдувањето со лигнит во Северна Македонија предвидено е дека кон 2035 година ќе се произведува лигнит со подобар квалитет, поради отворањето на нови рудници. Нивното годишно искористување е ограничено на ~ 5 милиони тони до 2034 и ~ 3 милиони тони во периодот 2035-2040 година (Слика 5.12). Зголемиениот квалитет на лигнитот ќе ги компензира трошоците за отворање на нови рудници. Следствено, цените на лигнитот ќе останат во рамките на 9 €/MWh. Сепак, со цел да се одржи конкурентноста на лигнитот од Северна Македонија во регионот по достигнувањето на јаглеродната цена на нивото од ETS, потребна е рационализација на оперативните трошоци за да се намали цената на производство на електрична енергија.

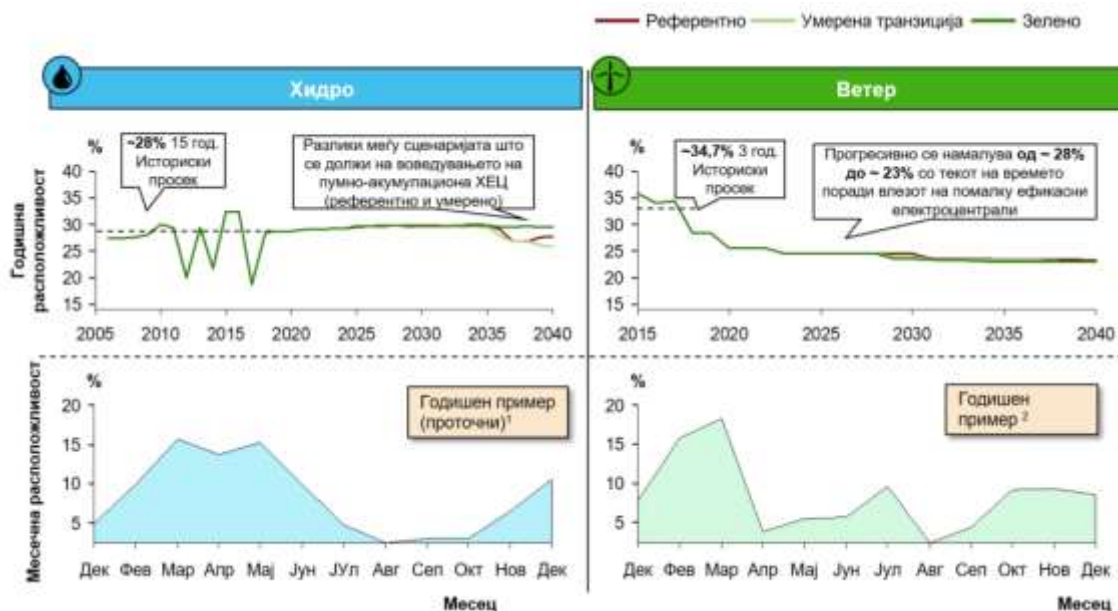
Слика 5.12 Проекции за снабдување со лигнит и цени



Извор: МАНУ, РКЕ, анализа на проектниот тим

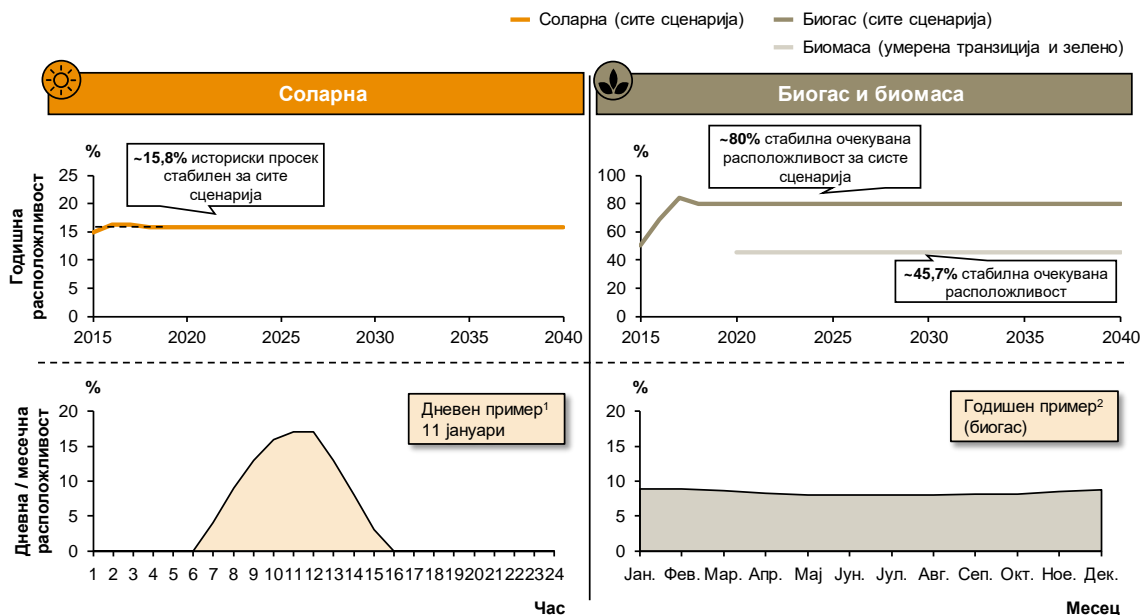
Достапноста на хидро-енергијата и на ветерот се проектира според нивните историски трендови, приспособени во некои случаи за новите електроцентрали (Слика 5.13). За да се пресмета достапноста на постојните ветерни и хидроелектроцентрали, се применува методологијата од Директивата за ОИЕ, која ги зема предвид варијациите во хидрологијата што се одразува на производството на електрична енергија. Оваа методологија се базира на 3-годишниот и 15-годишниот просек на производство на електрична енергија и инсталираниот капацитет од ветер и хидро, соодветно. За новите електроцентрали достапноста се базира на специфичните проектни документи. Покрај тоа, предвидено е дека соларната енергија, биогасот и биомасата ќе следат постабилен модел, врз основа на историски или очекувани податоци за нивна достапност (Слика 5.14).

Слика 5.13 Проекција за достапноста на ОИЕ, хидро и ветер



Извор: Анализа на проектниот тим

Слика 5.14 Проекции за достапност на ОИЕ, соларна енергија, биогаз и биомаса



Забелешка: 1) Крива на соларно часовно производство врз основа на нормализирани метеоролошки податоци за референтна година 2) Часовно производство од биогаз и биомаса базирано на историски / P2SIM стандардни податоци
Извор: Анализа на проектниот тим

5.1.2 Симулација на развојот на енергетскиот систем - MARKAL

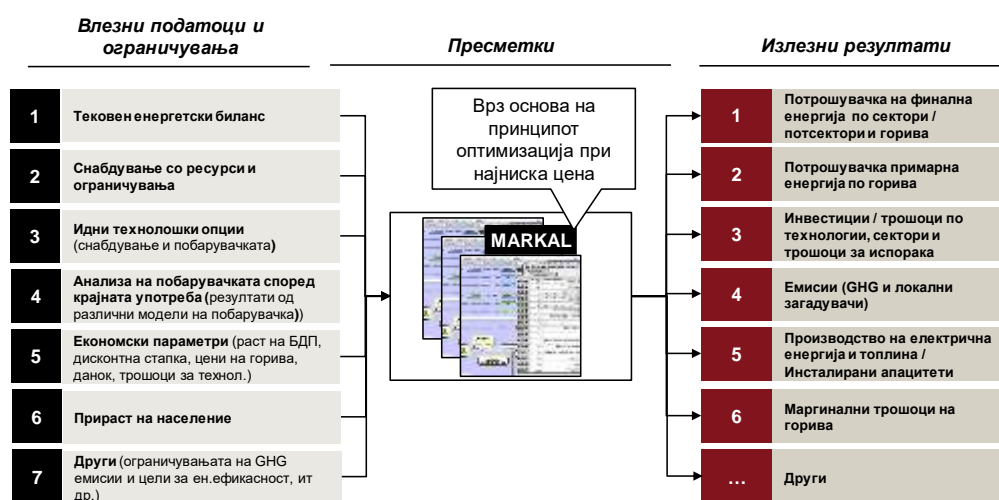
MARKAL е широко употребуван, комерцијално достапен, софтверски пакет за моделирање на енергетски системи базиран на линеарно програмирање, кој е добро прилагоден за да ги испита можните несигурности со примена на систематски пристап. Моделот MARKAL произведува робусни проекции на енергетскиот биланс на земјата, комбинација на горива и трошоци за енергетскиот систем кој го опфаќа времето на планирање. Моделите го поврзуваат економскиот раст со неопходните ресурси, тргувања и инвестиции во енергетскиот систем, истовремено задоволувајќи ги националните еколошки стандарди (или цели), со цел да ја идентификуваат енергетската иднина со најниски трошоци за земјата која ги исполнува сите услови. Со други зборови, моделот обезбедува компаративна рамка за испитување на влијанието на варијациите во клучните претпоставки (на пример, цената на енергентите, достапноста на природниот гас и сл.), политиките (пр. целите за ОИЕ, целите за ублажување на климатските промени), како и програмите за носење одлуки и креирање на политики.

Користејќи го моделот MARKAL и сите софтверски алатки што доаѓаат со него, развиен е енергетскиот модел за Северна Македонија со цел да се поддржи креирањето политики и анализата на идните опции за развој на енергетскиот систем. Моделот MARKAL-Северна Македонија го вклучува целиот енергетски систем почнувајќи од ресурсите преку технологиите на конверзија до секторите за крајна употреба. Базната година во моделот е 2012 година, а периодот на анализа продолжува до 2040 година на годишно ниво.

Целта на MARKAL е да се минимизираат вкупните трошоци на системот, притоа земајќи предвид голем број влезни податоци и можни ограничувања (пр. ограничување на нивото на GHG емисиите, цел за учество на ОИЕ, цел за ЕЕ итн.). Како ограничување во моделот MARKAL-Северна Македонија е внесен само на потенцијалот на ресурсите.

Анализите на MARKAL не само што покажуваат што треба да се изгради (а, исто така, и што не треба), туку и кога тоа треба да се направи и по која цена. Со помош на овој модел, националните експерти можат да истражат како врз основа на најниски трошоци да се воспостави баланс на понуда и побарувачка на енергија притоа земајќи ги предвид физичките и политичките прилики, како и инженерските и економските претставувања на можностите за снабдувањето со енергија, постројките за конверзија и уредите кои се користат во поедините сектори во секоја земја. (Слика 5.15).

Слика 5.15. Енергетска структура на моделот MARKAL



Извор: MARKAL модел

Страната на побарувачката на моделот MARKAL-Северна Македонија е поделена во пет сектори: домаќинства, комерцијален сектор, индустрија, транспорт и земјоделство. Секој од овие сектори, освен земјоделството, е поделен во потсектори, за попрецизно да се пресмета побарувачката на корисна енергија. Понатаму, за секој од потсекторите се дефинираат услуги за крајните корисници (Слика 5.16). Проекцијата на побарувачка на корисната енергија за секој сектор се пресметува со користење на клучните двигатели како БДП и прирастот на населението. За домаќинствата се користи и параметарот за број на лица по домаќинство за да се пресмета бројот на домаќинства.

Слика 5.16 Клучни компоненти на моделот MARKAL

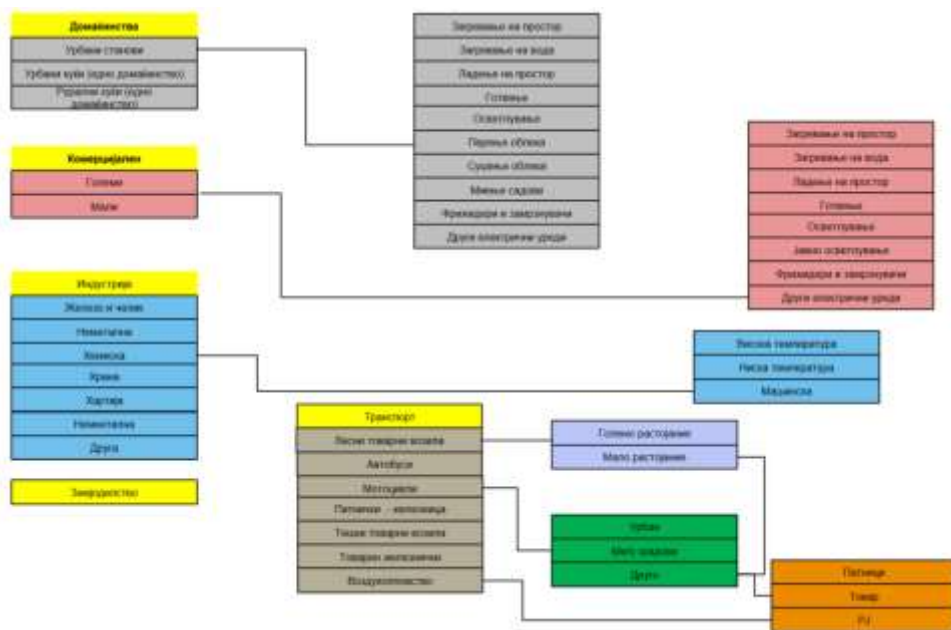


Извор: MARKAL модел

Со цел да се задоволи потребата од корисна енергија, на страната на побарувачката во моделот се вклучени голем број на технологии, вклучувајќи и технологии со највисока ефикасност, кои работат на различни горива, (Слика 5.17). Горивата опфаќаат: домашна биомаса, лигнит, електрична енергија, топлина, соларна енергија, геотермална и речиси сите рафинериски производи (бензин, дизел, ТНГ, мазут) и увезени кафеав јаглен, кокс, цврст јаглен, лигнит, природен гас, дестилат, бензин, мазут, керозин, ТНГ и електрична енергија.

На страната на снабдувањето со енергија, покрај постојните технологии, вклучени се нови потенцијални технологии кои работат на лигнит и гас, како и технологии базирани на хидро енергија, ветер, сонце и биомаса/биогаз (сите се детално опишани во поглавјето Влезни податоци и претпоставки за моделите).

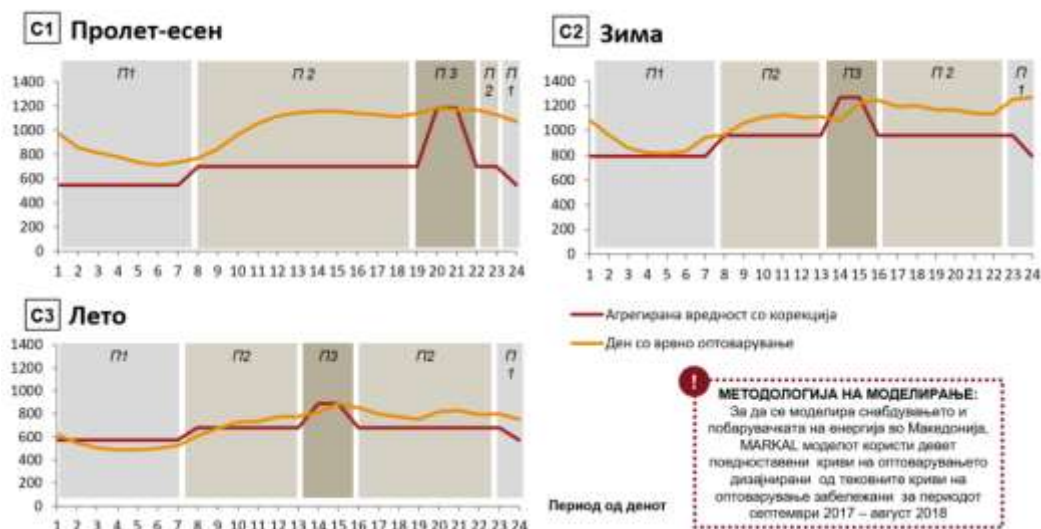
Слика 5.17. Организација на страната на побарувачката на енергија



Извор: MARKAL модел

За да се покријат разликите во побарувачката за електрична енергија во различни сезони, во моделот MARKAL беа анализирани девет специфични периоди што ја опфаќаат дневната (P2), нокната (P1) и максималната (P3) потрошувачка на електрична енергија во три периоди од годината (зима, лето и пролет-есен). Со цел да се дистрибуира побарувачката за електрична енергија во текот на одредени периоди, едно од клучните прашања е кривата на оптоварување, која во моделот MARKAL беше внесена за периодот септември 2017 - август 2018 година (Слика 5.18).

Слика 5.18 Профил на оптоварување по час, MW



5.1.3 Симулација на потребите од електрична енергија - Power2Sim

Power2Sim („P2S“) е комерцијално достапен софтвер креиран од Energy Brainpool®, кој најчесто се користи од компании и институции за симулирање на пазарите на електрична енергија во Европа. Во подготовката на Стратегијата, моделот P2S се користи за детална анализа и потврдување на резултатите од MARKAL-Северна Македонија.

Клучната карактеристика на користениот модел на електрична енергија е неговата способност да ја процени динамиката на пазарот во рамките на интегрирана европска перспектива, на многу подетално ниво. Всушност, P2S може да обезбеди истовремена индикација за секоја електроцентрала во Европа, и поврзаниот увоз и извоз на секоја земја, врз основа на мерит ордер на маргиналните трошоци на часовно ниво (Слика 5.19).

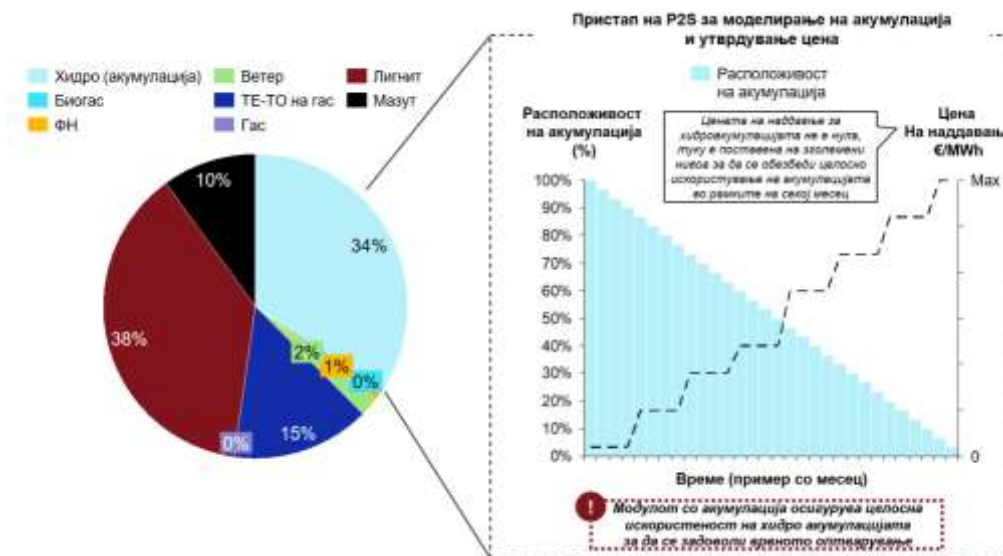
Слика 5.19 Преглед на моделот на електрична енергија на Power2Sim



Извор: Energy Brainpool, анализа на проектниот тим

Моделот исто така има предност совршено да се вклопи во македонскиот пазар на електрична енергија, кој е во голема мера базиран на хидро-енергија, благодарение на неговата иновативна методологија за моделирање на хидроакumulации и за цени, која ја регулира понудата на хидроакumulациите за да обезбеди целосно искористување на месечните резерви на земјите со цел да се задоволи највисока побарувачка (Слика 5.20).

Слика 5.20 Инсталиран капацитет на Северна Македонија



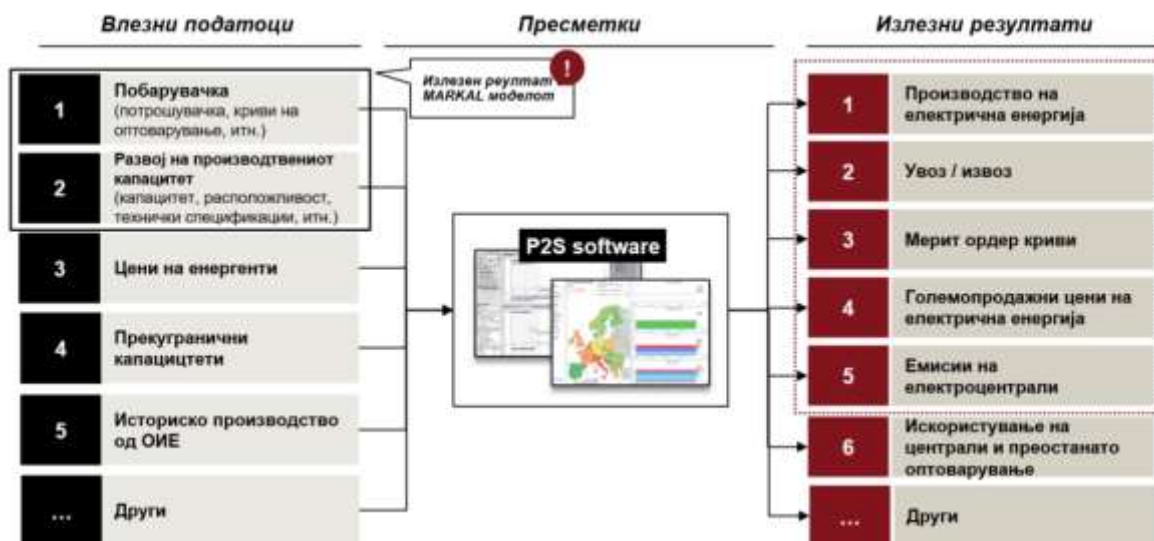
Забелешка: 1) Врз основа на параметарот на чувствителност, осцилирањето на цената може да биде повисоко/пониско за да има подобро/полошо усогласување на побарувачката и понудата
Извор: Energy Brainpool, анализа на проектниот тим

За подготовка на Стратегијата, P2S целосно беше интегриран со MARKAL-Северна Македонија: всушност, проекциите за побарувачката и за инсталираните капацитети за производство на електрична енергија што се користат во P2S се излезни резултати на MARKAL - Северна Македонија моделот.

Понатаму, за да се потврди валидноста на анализата на MARKAL-Северна Македонија, P2S се фокусира на пет клучни излезни резултати (Слика 5.21):

1. Производство на електрична енергија;
2. Увоз/извоз (и соодветната интеграција на Северна Македонија во рамките на електроенергетскиот систем на Европа);
3. Мерит ордер крива;
4. Развој на цените на електричната енергија на пазарот на големо;
5. Емисии од производство на електрична енергија.

Слика 5.21 Структура на моделот на електрична енергија



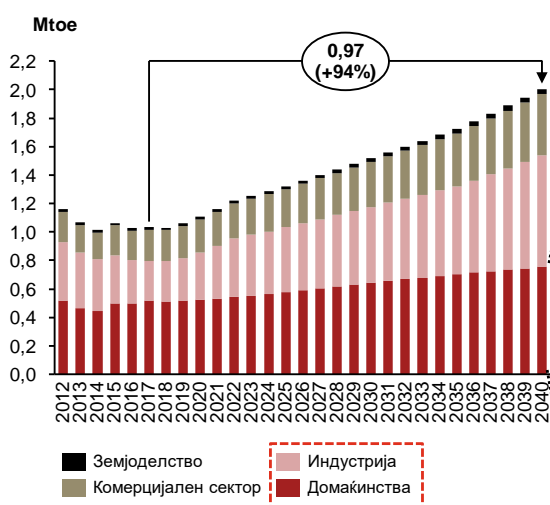
Извор: Анализа на проектниот тим

5.2 Интегрирани резултати

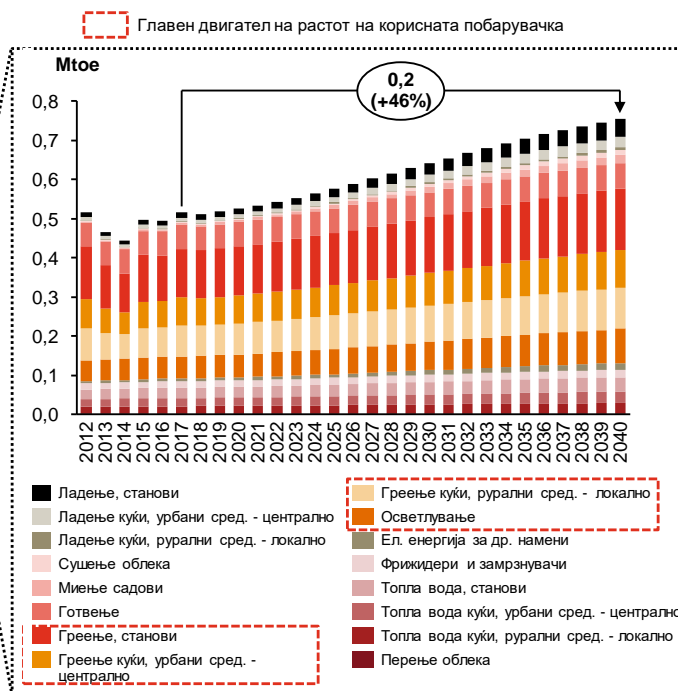
Моделирањето на развојот на енергетскиот сектор е водено од побарувачката за корисна енергија. Клучните параметри што се користат за проценка на корисната енергија се проекциите за БДП и порастот на населението, кои ги одредуваат проекциите за побарувачката по сектори, во комбинација со специфични фактори, како што се раст на индексот на производството во индустријата, степен – денови (degree days) за греење и ладење, број на лица по домаќинство, фактори на еластичност и други.

Побарувачката на корисна енергија (со исклучок на транспортот) се очекува да порасне до 2 Mtoe во 2040 година, што е ~ 1 Mtoe повисока во споредба со 2017 (97% раст). Домаќинствата и индустрискиот сектор се главните двигатели на растот на побарувачката на корисна енергија, и претставуваат повеќе од 2/3 од вкупната побарувачка за енергија (Слика 5.22). Поточно, во домаќинствата, половина од корисната енергија ја опфаќа потребата за греење на просторот, додека другата половина се енергетските потреби за осветлување, готвење, топла вода, ладење и други апарати (Слика 5.23).

Слика 5.22 Развој на вкупната потрошувачка на корисна енергија



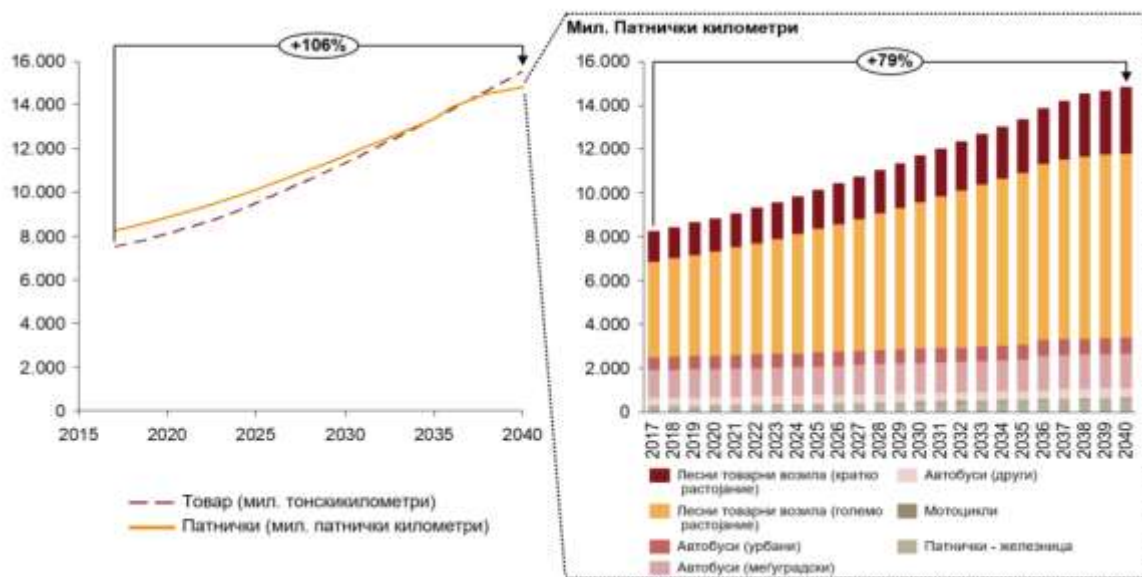
Слика 5.23 Развој на потрошувачката на корисна енергија во домаќинствата



Извор: Анализа на проектниот тим

Побарувачката на корисна енергија во транспортот исто така е предвидена да расте. Се очекува побарувачката на корисна енергија во товарниот транспорт двојно да се зголеми во текот на периодот, додека патничките километри ќе се зголемат за 79% (Слика 5.24 и Слика 5.25). Патничкиот транспорт првенствено го сочинуваат лесни товарни возила, особено за долги растојанија. Користењето на железничкиот транспорт е во согласност со Транспортната стратегија до 2030 на РМ.

Слика 5.24 Развој на транспортот (патнички + товарен) **Слика 5.25 Развој на патничкиот транспорт**

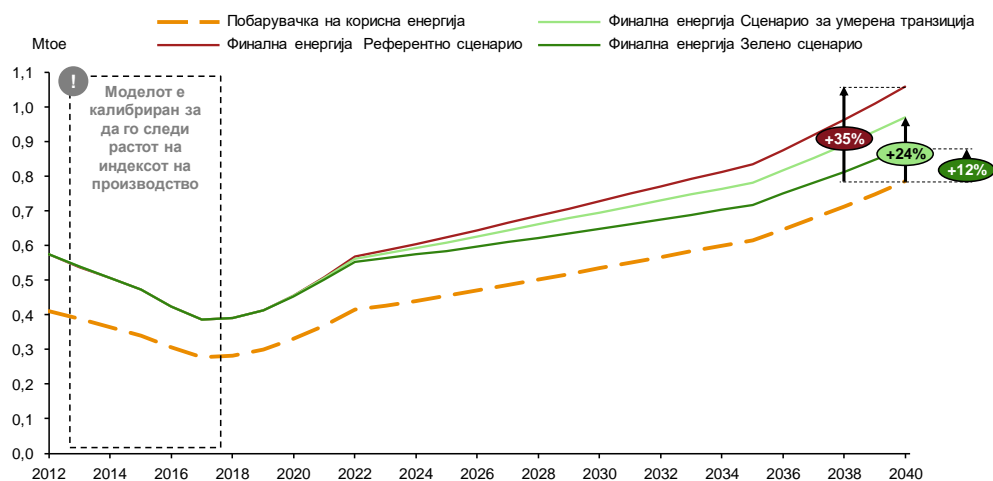


Извор: MARKAL модел (влезни податоци за транспорт базирани на IEA / SMP)

5.2.1 Енергетска ефикасност

Потрошувачката на финална енергија во индустрискиот сектор е од 12% до 35% поголема во споредба со побарувачката за корисна енергија. Иако разликата помеѓу потрошувачката на корисна и финална енергија се намалува, сепак севкупната ефикасност на индустрискиот сектор е ~90% (~15pp повеќе отколку во Референтното сценарио). Процесот на раздвојување започнува во 2021 година за сите сценарија (Слика 5.26). За периодот од 2012 до 2017 година моделот е калибриран за да го одрази реалниот пораст на индексот на производството во индустријата.

Слика 5.26 Потрошувачка на корисна наспроти финална енергија во индустрискиот сектор, по сценарио

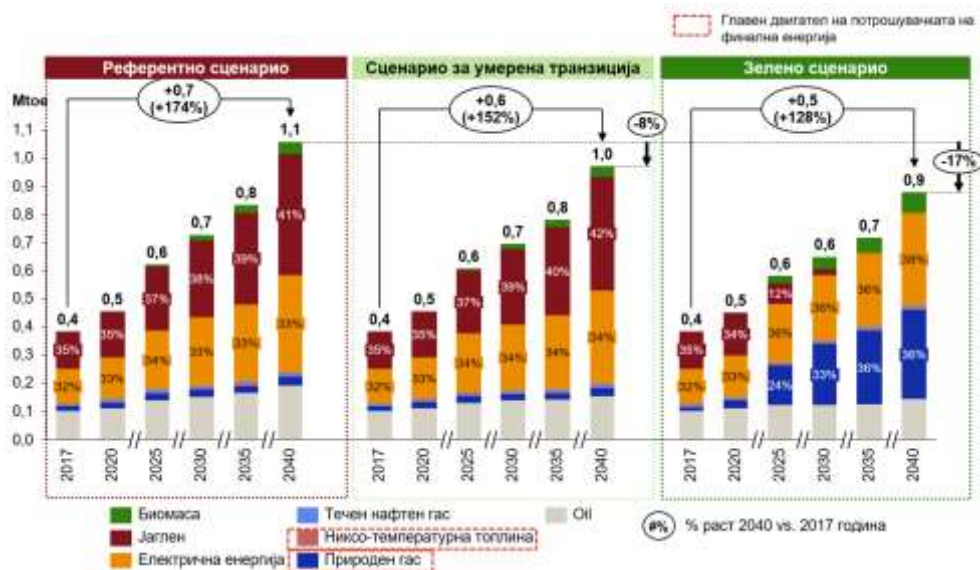


Извор: MARKAL модел

Вкупната потрошувачка на финална енергија во индустријата е намалена за 8,3% и 16,9% во 2040 година во Сценариото за умерена транзиција и во Зеленото сценарио, соодветно, во споредба со Референтното сценарио (

Слика 5.27). Во Сценариото за умерена транзиција, јагленот има највисоко учество (слично на Референтното сценарио) кое достигнува 42% во 2040 година. Ова е сосема спротивно на Зеленото сценарио каде што во 2040 година нема јаглен, кој главно се заменува со природниот гас (со удел од 36%) и отпадна биомаса. Оваа замена е резултат на повисоката цена на CO₂ во Зеленото сценарио споредено со Сценариото за умерена транзиција. Електричната енергија е еден од главните двигатели во сите три сценарија со учество од 33%, 34% и 36% во Референтното, Сценариото за умерена транзиција и Зеленото сценарио, соодветно.

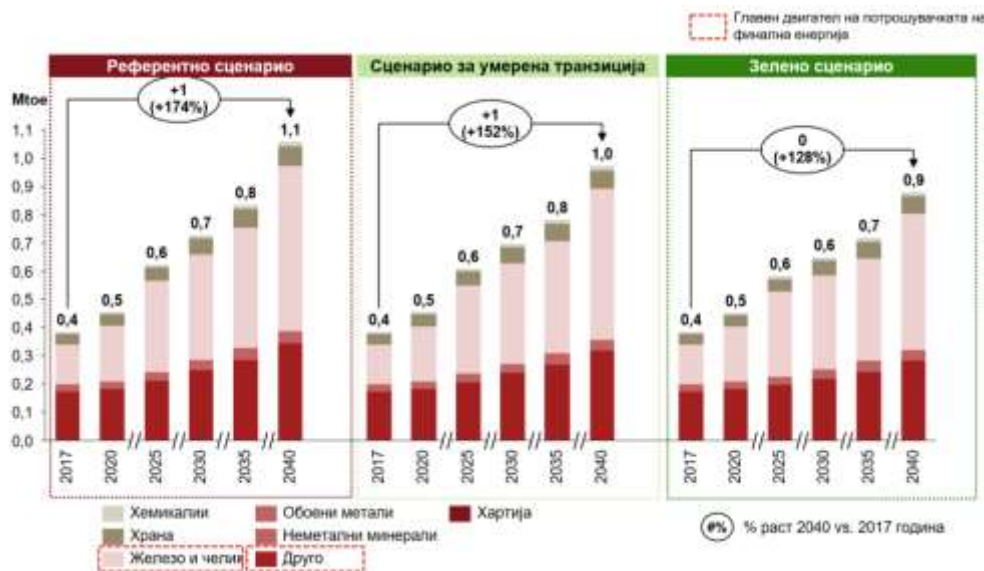
Слика 5.27 Потрошувачка на финална енергија по горива - индустрија



Извор: MARKAL модел

Сите индустриски потсектори се подложени на мерки за енергетска ефикасност. Иако потрошувачката на финална енергија е различна во сите три сценарија, уделот на потсекторите во потрошувачката на финална енергија е идентичен (Слика 5.28). Потсекторот со најголем удел во потрошувачката на финална енергија е Железо и челик, со удел од околу 55% во 2040 година.

Слика 5.28 Потрошувачка на финална енергија според потсектори - индустрија

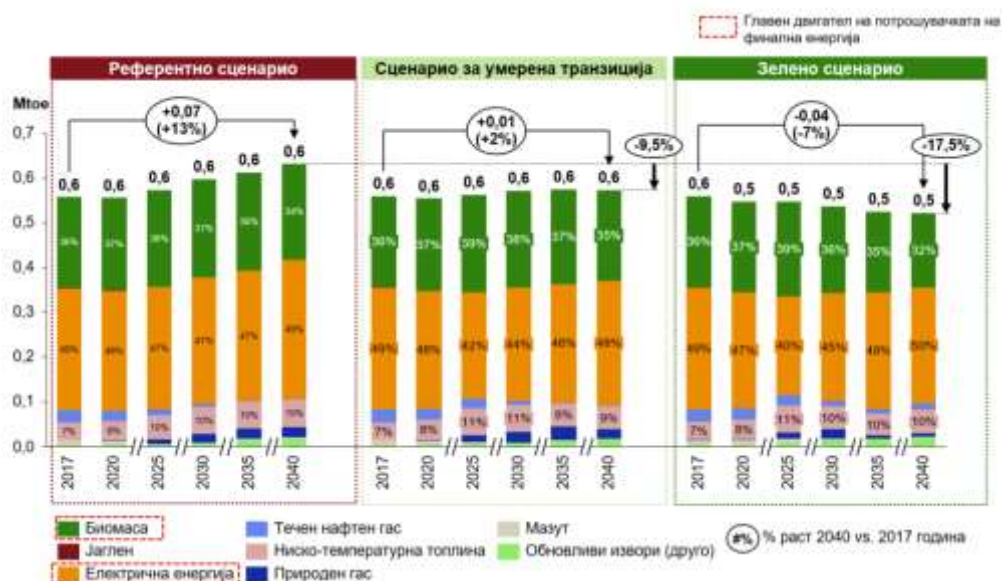


Извор: MARKAL модел

Вкупната потрошувачка на финална енергија во домаќинствата е намалена за 9,5% и 17,5% во 2040 година во Сценариото за умерена транзиција и Зеленото сценарио, соодветно, во споредба со Референтното сценарио (

Слика 5.29). Електричната енергија има најголем удел од 49%, 48% и 50%, потоа биомасата со 34%, 35% и 32% во 2040 во секое од трите сценарија: Референтното, Сценариото за умерена транзиција и Зеленото. Споредено со 2017 година, во 2040 година потрошувачката на финална енергија во Зеленото сценарио е ~ 10% пониска.

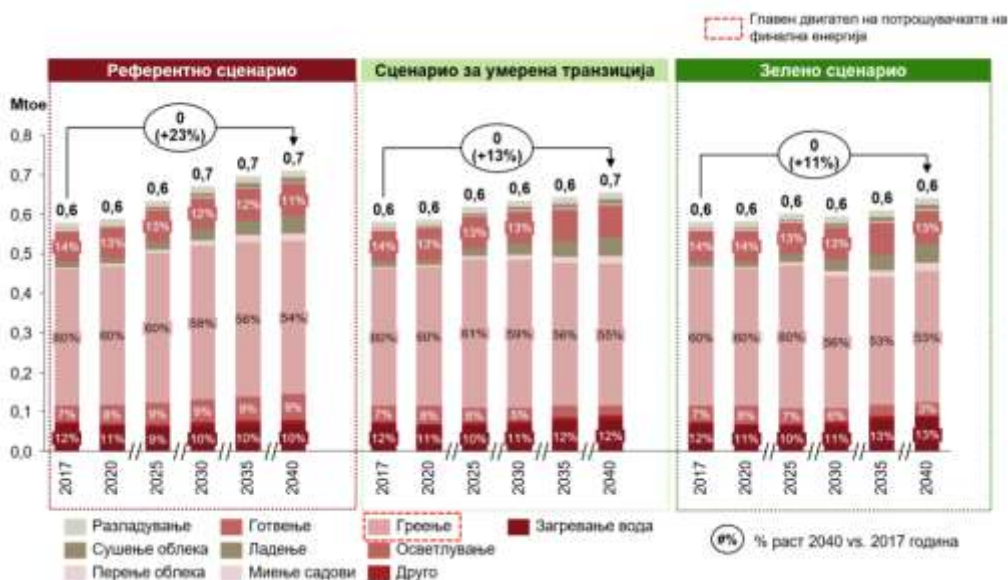
Слика 5.29 Потрошувачка на финална енергија по горива - домаќинства



Извор: MARKAL модел

Сушењето облека, миењето садови и ладењето се најбрзо растечките потсектори во домаќинствата. Иако се воведени поефикасни технологии, тие не можат да одговорат на растечките потреби во овие потсектори. Повеќе од половина од финалната енергија во домаќинствата се троши за греење, како што е прикажано на Слика 5.30 (51%, 51% и 46% во 2040 година во Референтното, Сценариото за умерена транзиција и Зеленото, соодветно).

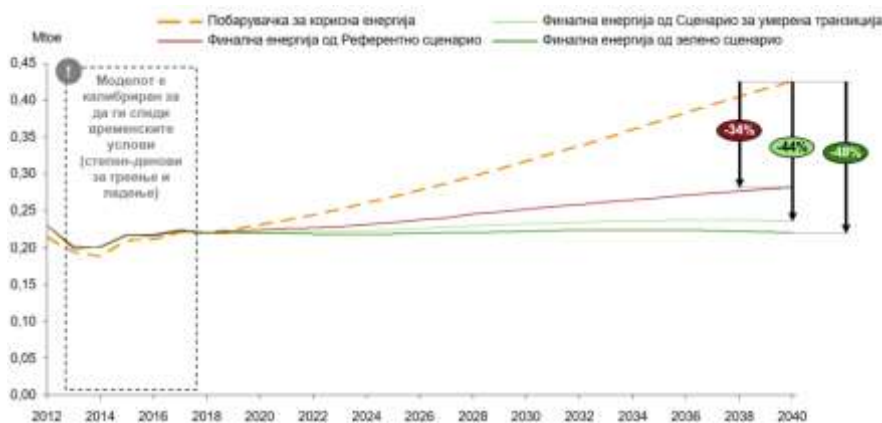
Слика 5.30 Потрошувачка на финална енергија според потсектори - домаќинства



Извор: MARKAL модел

Потрошувачката на финална енергија во комерцијалниот сектор е 34% до 48% помала во однос на побарувачката за корисна енергија. Анализите направени за овој сектор покажуваат дека ситуацијата е речиси идентична како и кај домаќинствата. Имплементираниите мерки за енергетска ефикасност резултираат со помала потрошувачка на енергија, додека во исто време се очекува дека ќе се зголеми побарувачката за корисна енергија (Слика 5.31). Раздвојувањето започнува во 2019 година. За периодот од 2012 до 2017 година моделот е калибриран за да ги одразува влијанието на временските услови.

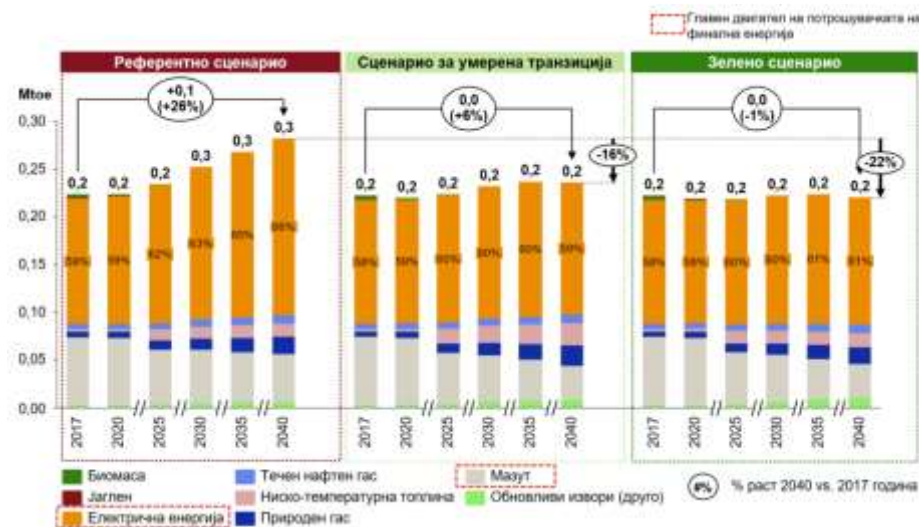
Слика 5.31 Потрошувачка на корисна наспрема финална енергија во комерцијалниот сектор, по сценарио



Извор: MARKAL модел

Вкупната потрошувачка на финална енергија во комерцијалниот сектор е намалена за 16% и 22% во 2040 година во Сценариото за умерена транзиција и Зеленото сценарио во споредба со Референтното. Електричната енергија има најголемо учество во сите сценарија (Слика 5.32).

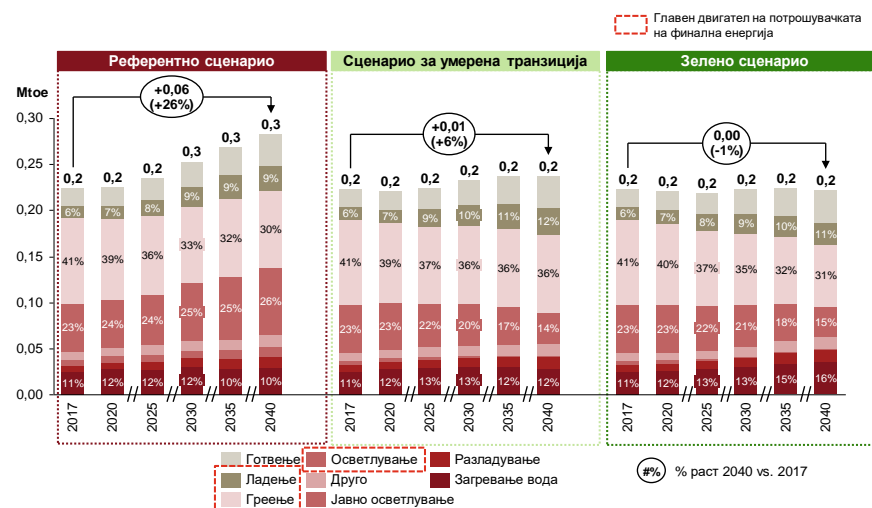
Слика 5.32 Потрошувачка на финална енергија по горива – комерцијален сектор



Извор: MARKAL модел

Најголемо намалување на потрошувачката на финална енергија во комерцијалниот сектор има во потсекторите греење и осветлување (Слика 5.33).

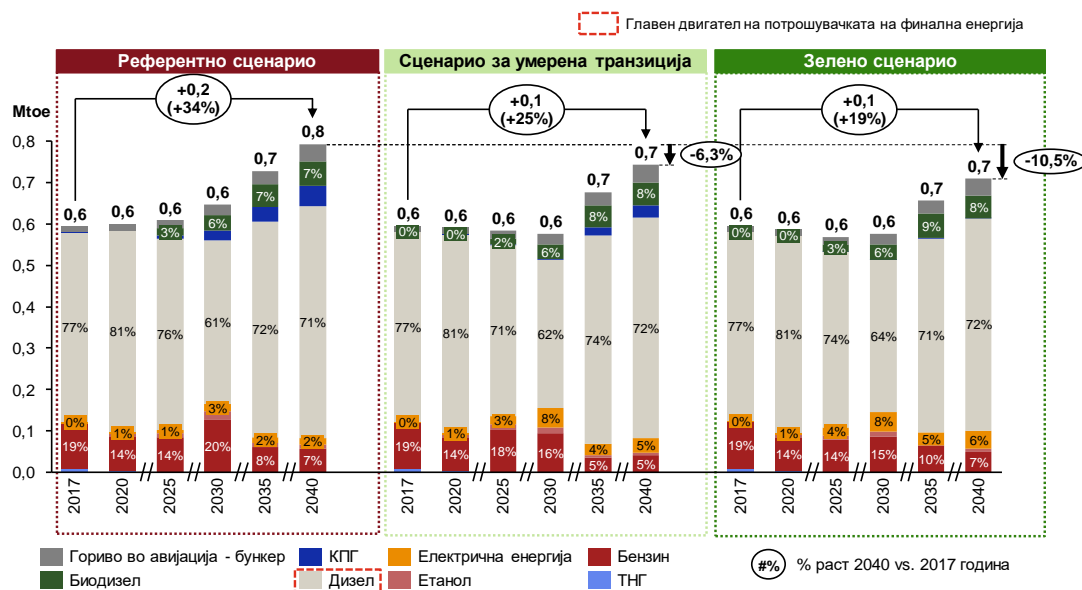
Слика 5.33 Потрошувачка на финална енергија според потсектори – комерцијален сектор



Извор: MARKAL модел

Вкупната потрошувачка на финална енергија во транспортот е намалена за 6,3% и 10,5% во 2040 година во Сценариото за умерена транзиција и во Зеленото сценарио, соодветно, во споредба со Референтното сценарио. Најголемо учество од околу 70% во 2040 година има дизелот во секое од трите сценарија, кој се користи од возилата во Северна Македонија како и од оние кои транзитираат низ Северна Македонија. Уделот на биодизел од 0% во 2017 година достигнува 7,6% во 2040 година и во Сценариото за умерена транзиција и во Зеленото сценарио. Исто така, постои висок пораст на употребата на електричната енергија, од 0,5% во 2017 година до 4,8% и 6% во 2040 година во Сценариото за умерена транзиција и во Зеленото сценарио, соодветно (Слика 5.34). Потрошувачката на дизел и на КПГ во Зеленото сценарио се намалува во однос на Референтното сценарио, додека потрошувачката на бензин останува на приближно исто ниво. Идната потрошувачка на финална енергија во транспортот во голем степен ќе зависи од транзитот на возила низ Северна Македонија и од цената на горивата во Северна Македонија и околните земји.

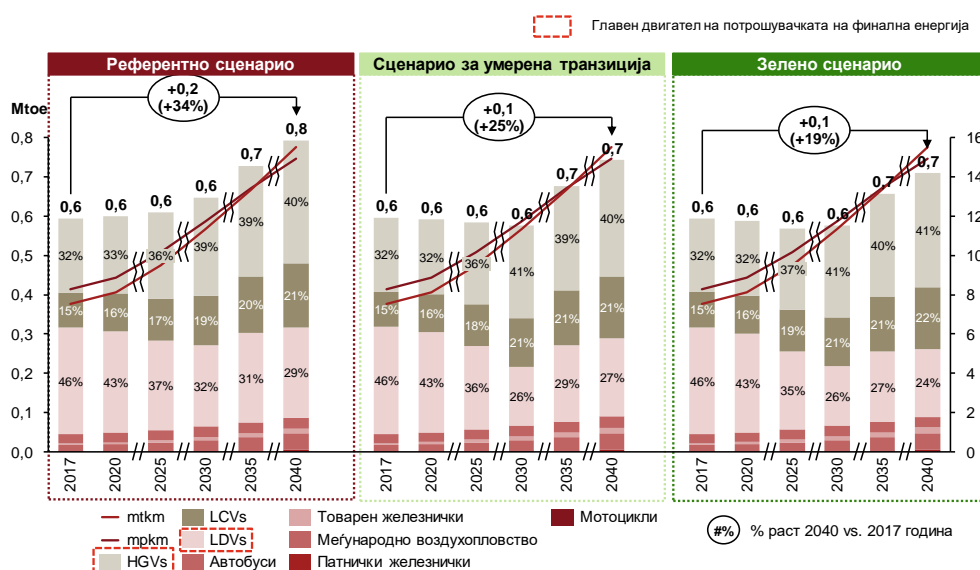
Слика 5.34 Потрошувачка на финална енергија по горива – транспорт



Извор: MARKAL модел

Најголемото намалување на потрошувачката на финална енергија во транспортот се постигнува со лесни товарни возила (LDV) како резултат на воведените напредни технологии како што се електрични возила, PHEV („plug-in“ хибридни електрични возила), како и HEV (хибридни електрични возила). Овие технологии ќе ја зголемат севкупната ефикасност на транспортниот сектор (Слика 5.35). Најголем дел од околу 40% во 2040 година на финалната енергија во транспортот се троши од страна на тешките товарни возила (HGV) во секое од сценаријата.

Слика 5.35 Потрошувачка на финална енергија според потсектор – транспорт

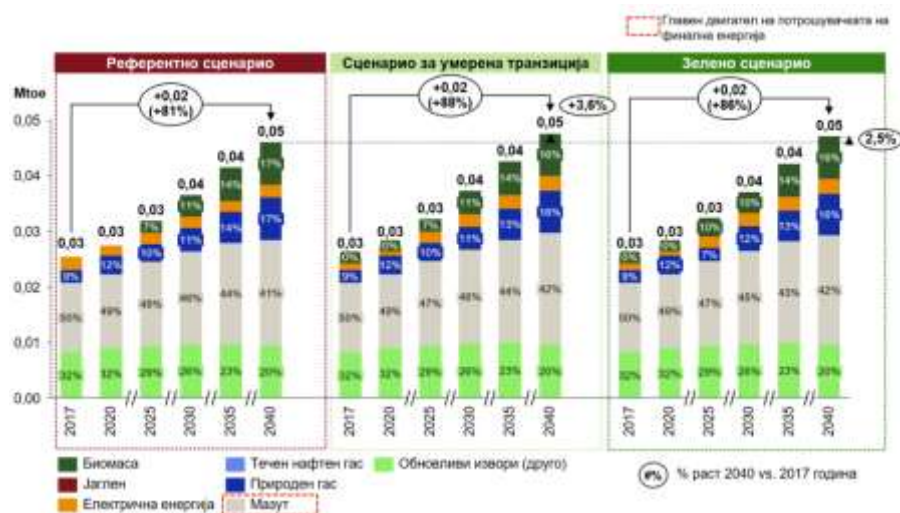


Извор: MARKAL модел

Потрошувачката на финална енергија во земјоделството е речиси иста во секое сценарио. Најраспространет енергент што се употребува во земјоделството е нафтата чиј удел од околу 50% во 2017 година

е намален на околу 40% во 2040 година во секое од трите анализирани сценарија. Од друга страна, уделот на биомасата се зголемува од 0% во 2017 година на околу 16% во 2040 година во секое од сценаријата (Слика 5.36).

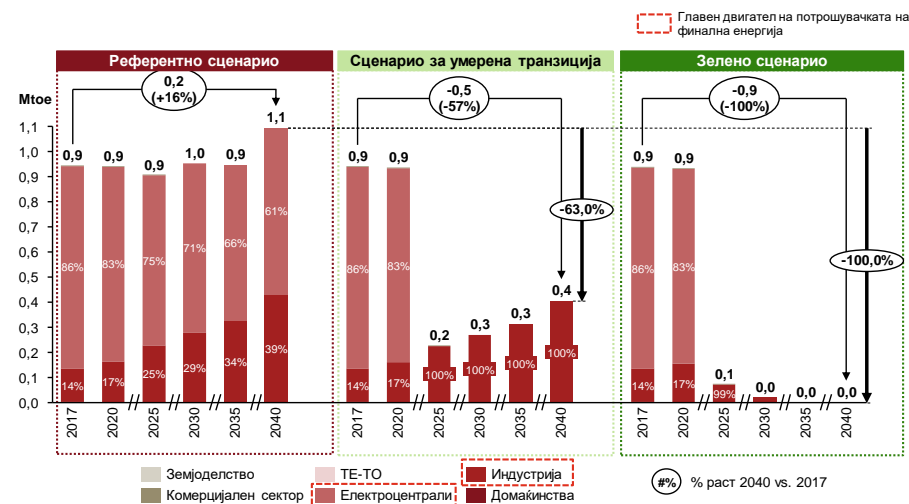
Слика 5.36 Потрошувачка на финална енергија по горива - земјоделство



Извор: модел MARKAL

Во 2040 година, вкупната потрошувачка на јаглен е намалена за 63% и 100% во Сценариото за умерена транзиција и Зеленото сценарио, соодветно, во споредба со Референтното сценарио. Во Референтното сценарио, во 2017 година 85,6% од јагленот се користи од централите за електрична енергија и 14,2% во индустрискиот сектор, додека во 2040 година јагленот што се користи за централите за електрична енергија е намален на 60,7% и јагленот што се користи во индустрискиот сектор е зголемен до 39,3%. Од друга страна, во Сценариото за умерена транзиција во 2040 година, јагленот се користи само во индустрискиот сектор, а во Зеленото сценарио јагленот воопшто не се ни користи во 2040 година (Слика 5.37).

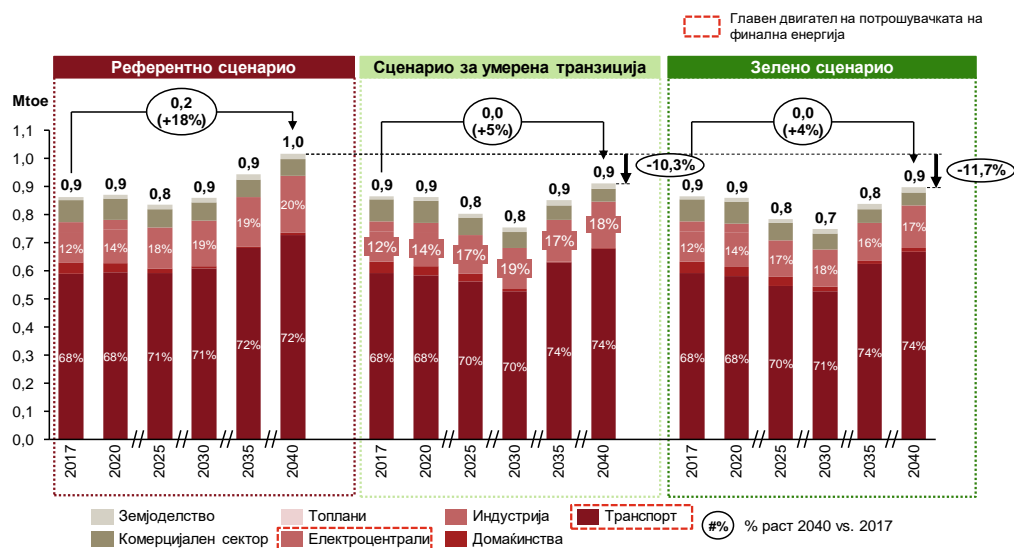
Слика 5.37 Потрошувачка на јаглен по сектори



Извор: модел MARKAL

Во 2040 година, вкупната потрошувачка на нафта е намалена за 10,3% и 11,7% во Сценариото за умерена транзиција и во Зеленото сценарио, соодветно, во споредба со Референтното сценарио. Нафтата главно се користи во транспортниот сектор, со удел од 71,6%, 74,5% и 74,2% во 2040 година во Референтното, Сценариото за умерена транзиција и во Зеленото сценарио. По транспортниот сектор следува индустрискиот сектор со удел од 20,1%, 18,2% и 17,1% во секое од сценаријата (Слика 5.38).

Слика 5.38 Потрошувачка на нафта и нафтени продукти по сектори

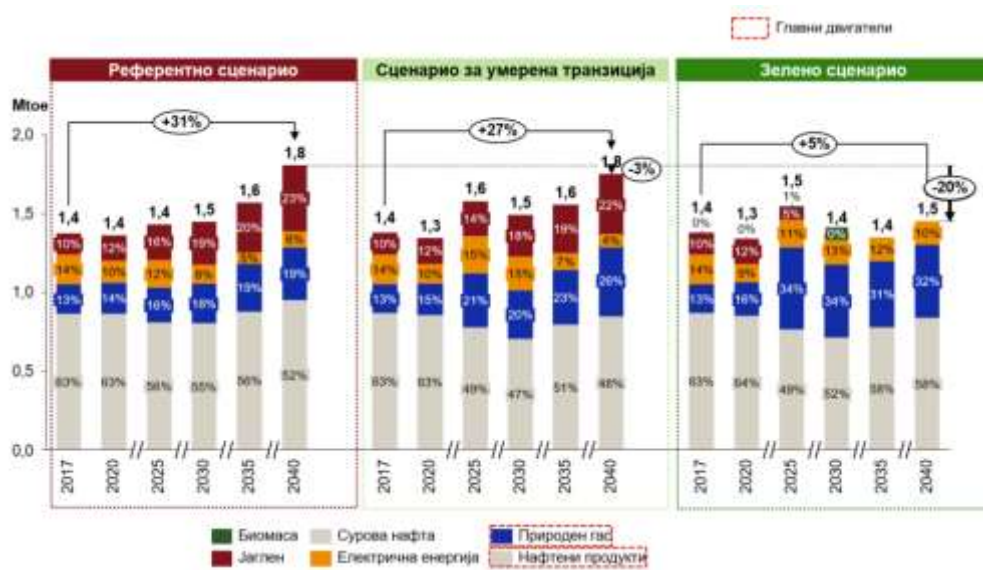


Извор: модел MARKAL

5.2.2 Интеграција и безбедност на енергетските пазари

Нафтениот производ со удел од 47% до 58% се главен двигател на увезените горива. Спроведувањето на мерките за ЕЕ и ОИЕ придонесува за намалување на нето-увозот. Во Зеленото сценарио се намалува за 20% споредено со Референтното сценарио (Слика 5.39).

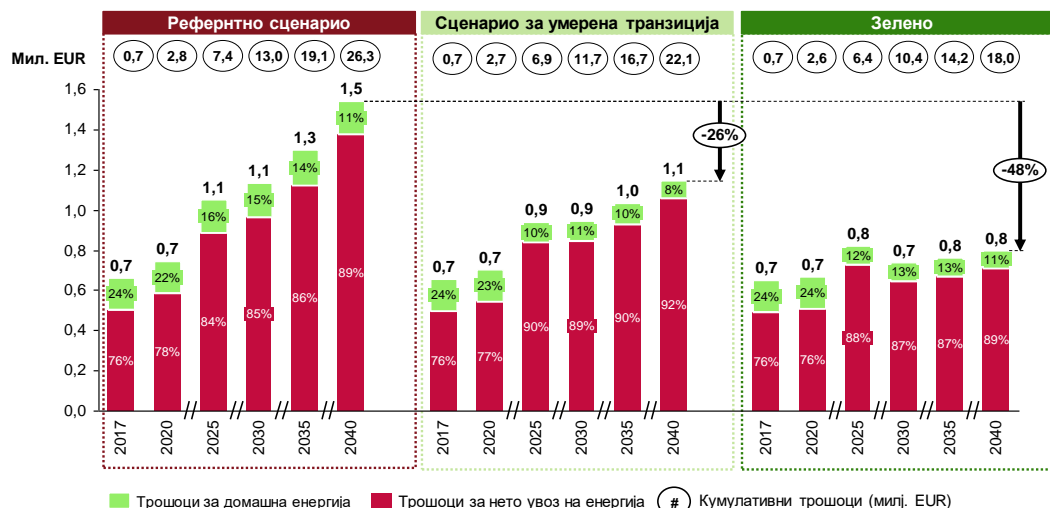
Слика 5.39 Нето-увоз по горива



Извор: MARKAL модел

Увозот на енергија учествува од ~75 до ~90% во трошоците за примарната потрошувачка на енергија. И покрај тоа што нето-увозот во Сценариото за умерена транзиција е речиси ист како во Референтното, трошоците за примарната потрошувачка на енергија се за 26% пониски (Слика 5.40). Ова главно е резултат на промената на типот на енергент, а од друга страна, во Сценариото за умерена транзиција, цените на енергентите се пониски во однос на Референтното (WEO 2017). Дополнително, во Зеленото сценарио трошоците за увоз на енергенти се 48% пониски од трошоците во Референтното.

Слика 5.40 Примарни трошоци за енергенти

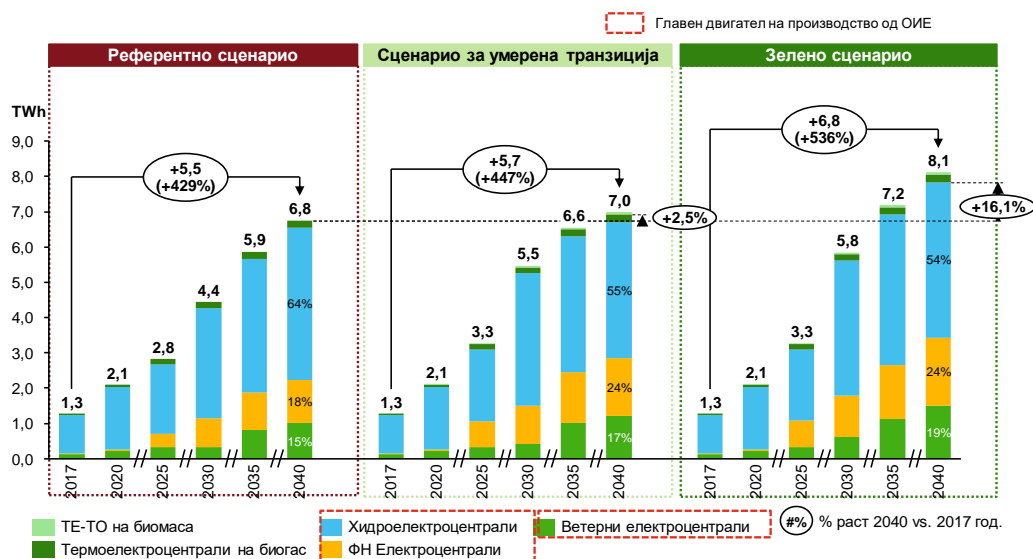


Извор: MARKAL модел

5.2.3 Декарбонизација

Севкупното производство на електрична енергија од ОИЕ се зголемува за 2,5% и 16,1% во Сценариото за умерена транзиција и Зеленото сценарио споредено со Референтното. Инвестициите во електроцентрали на ветер и соларна енергија ќе го намали уделот на електрична енергија произведена од хидроелектроцентрали од 64% (Референтното) на 54% (Зеленото сценарио).

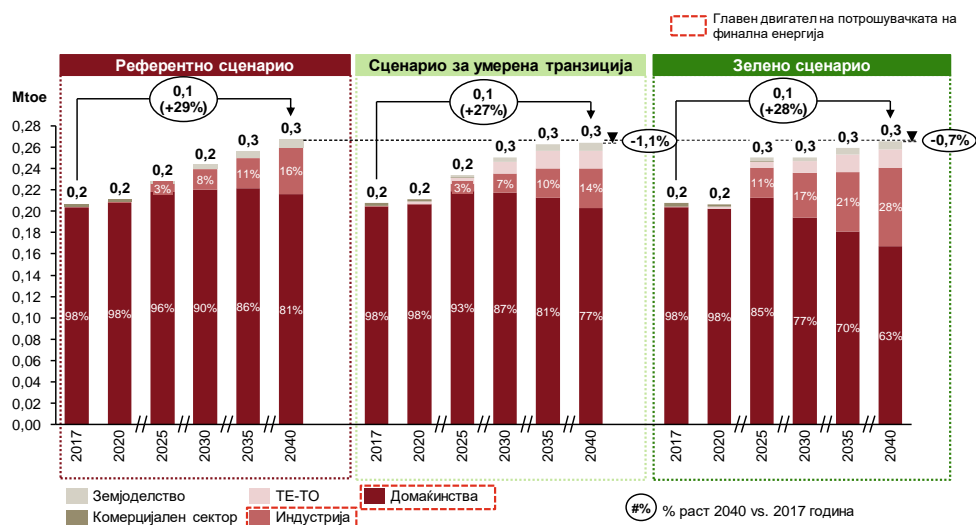
Слика 5.41 Хидроелектроцентрали + други ОИЕ



Извор: MARKAL модел

Вкупната потрошувачка на биомаса останува приближно иста во 2040 година во сите три сценарија, но распределбата по сектори е различна. Биомасата потрошена во домаќинствата од 98% во 2017 година е намалена на 81%, 77% и 63% во 2040 година, соодветно, во Референтното, Сценариото за умерена транзиција и во Зеленото сценарио. Од друга страна, уделот во индустрискиот сектор од 0,1% во 2017 година е зголемен на 16%, 14% и 28% во секое од сценаријата (Слика 5.42).

Слика 5.42 Потрошувачка на биомаса



Извор: MARKAL модел

5.3 Детални резултати за електричната енергија

5.3.1 Резиме на резултати до 2040 година

Во 2040 година, во сите сценарија, Северна Македонија ќе ја заврши својата транзиција кон земја претежно ориентирана на ОИЕ, иако по различни патишта (Слика 5.43).

Слика 5.43 Пресек на развој на пазарот на електрична енергија во Северна Македонија

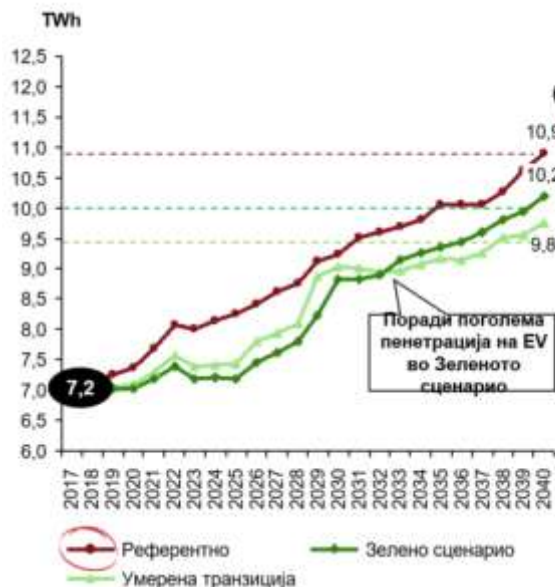
Фокус	Денес (2017)	2040		
		Референтно сценарио	Умерена транзиција	Зелено сценарио
Побарувачка	Побарувачка 1,5 GW Потрошувачка 7,2 TWh	Побарувачка 2,3 GW (+51%) Потрошувачка 10,9 TWh	Побарувачка 2,0 GW (+35%) Потрошувачка 9,8 TWh	Побарувачка 2,1 GW (+41%) Потрошувачка 10,2 TWh
Снабдување	Производство од ОИЕ @ 25% (главно хидроакumulации)	Производство од ОИЕ @ 71% (45% хидро)	Производство од ОИЕ @ 78% (44% хидро)	Производство од ОИЕ @ 90% (49% хидро)
Баланс на снабдување и побарувачка	Негативен баланс на нето увоз @ 27% и теоретска резервна маргина @ +7%	Негативен баланс на нето увоз @ 14% и негативна теоретска резервна маргина @ -8%	Негативен баланс на нето увоз @ 8% и негативна теоретска резервна маргина @ -4%	Негативен баланс на нето увоз @ 12% и негативна теоретска резервна маргина @ -23%
Големопродажни цени на електрична енергија	48 €/MWh	66 €/MWh (+38% vs. +91% прос. цена на енергент ¹)	63 €/MWh (+31% vs. +109% прос. цена на енергент ¹)	72 €/MWh (+50% vs. +370% прос. цена на енергент ¹)
Емисии	4,4 Mt CO ₂ 54 kt локални загадувачи	2,5 Mt CO ₂ (-42% vs. '17) и 9 kt локални загадувачи (-83% vs. '17)	0,7 Mt CO ₂ (-84% vs. '17) and 0,7 kt локални загадувачи (-99% vs. '17)	0,3 Mt CO ₂ (-93% vs. '17) and 0,4 kt локални загадувачи (-99% vs. '17)

Забелешка: 1) Аритметички просек на цените на гас и CO₂ 2040 наспрема 2018;
Извор: анализа на проектен тим

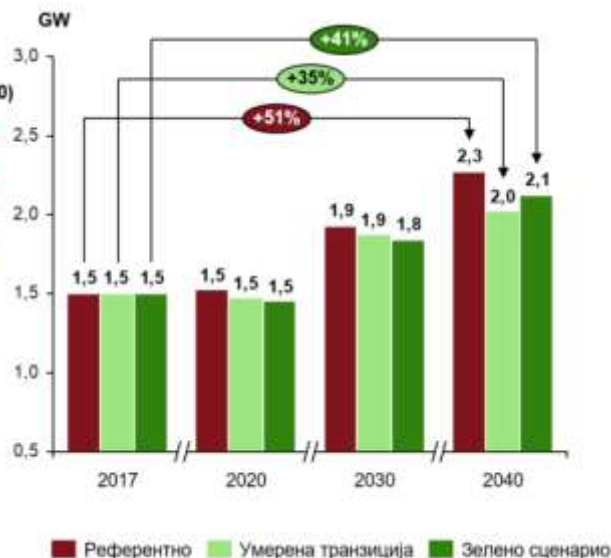
5.3.2 Развој на побарувачката (MARKAL модел)

Највисоката потрошувачка и побарувачка ќе се одвиваат во Референтното сценарио, а по него следуваат Зеленото и Сценариото за умерена транзиција (Слика 5.44 и Слика 5.45).

Слика 5.44 Развој на потрошувачката ¹ на електрична енергија



Слика 5.45 Највисока побарувачка на електрична енергија

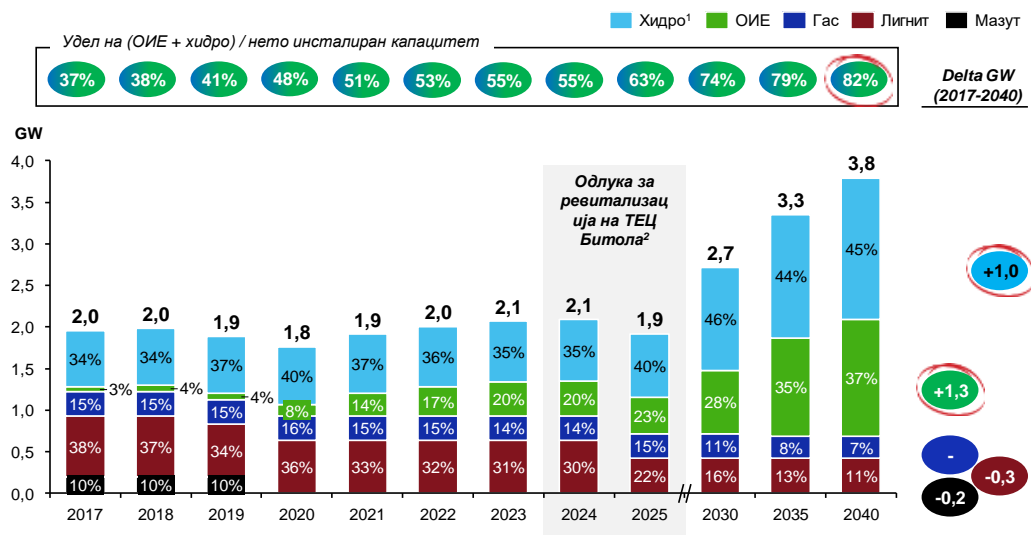


Забелешка: 1) Побарувачка на електрична енергија на ниво на производство (нето од сопствена потрошувачка од електроцентралите)
Извор: MARKAL модел, анализа на проектниот тим

5.3.3 Снабдување со електрична енергија

Во Референтното сценарио, инсталираниот капацитет за производство на електрична енергија речиси двојно ќе се зголеми до 2040 година, достигнувајќи 3,8 GW (+ 1,8 GW во однос на она денес), така што учеството на ОИЕ ќе се зголеми на 82% во однос на вкупното портфолио, а ќе се ревитализира ТЕЦ Битола (Слика 5.46).

Слика 5.46 Развој на нето инсталираниот капацитет – Референтно сценарио, 2017-2040 година



Забелешка: 1) „Хидро“ ги вклучува и големите (главно акумулациски) и малите хидроелектроцентрали (главно проточни). Проектот Теново-Козјак се претпоставува дека е зголемување на инсталираниот капацитет; 2) Одлука за ревитализација на ТЕЦ Битола² на јаглен врз основа на принципот за оптимизација при најниски трошоци, направено со моделот на енергетскиот систем (MARKAL);
Извор: MARKAL модел, анализа на проектниот тим

Во Референтното сценарио, ТЕЦ Битола е ревитализирана бидејќи претставува најевтина опција врз основа на усвоените претпоставки. Дополнително, земјата ќе укине само мал дел од своето конвенционално портфолио за производство на електрична енергија, но ќе ги фокусира сите свои нови инвестиции во хидро и обновливи извори (Слика 5.47 и Слика 5.48).

Слика 5.47 Престанување со работа на производствени капацитет – Референтно сценарио

Електро-центра	Техно-логија	Капацитет (Нето, MW)	Исклучување (Година)
Осломеј	Лигнит	100	2019
Неготино	Мазут	198	2020
Вкупно исклучен капацитет (GW)		0,3	2019-2020

Слика 5.48 Планирани клучни инвестиции во производствени капацитети – Референтно сценарио

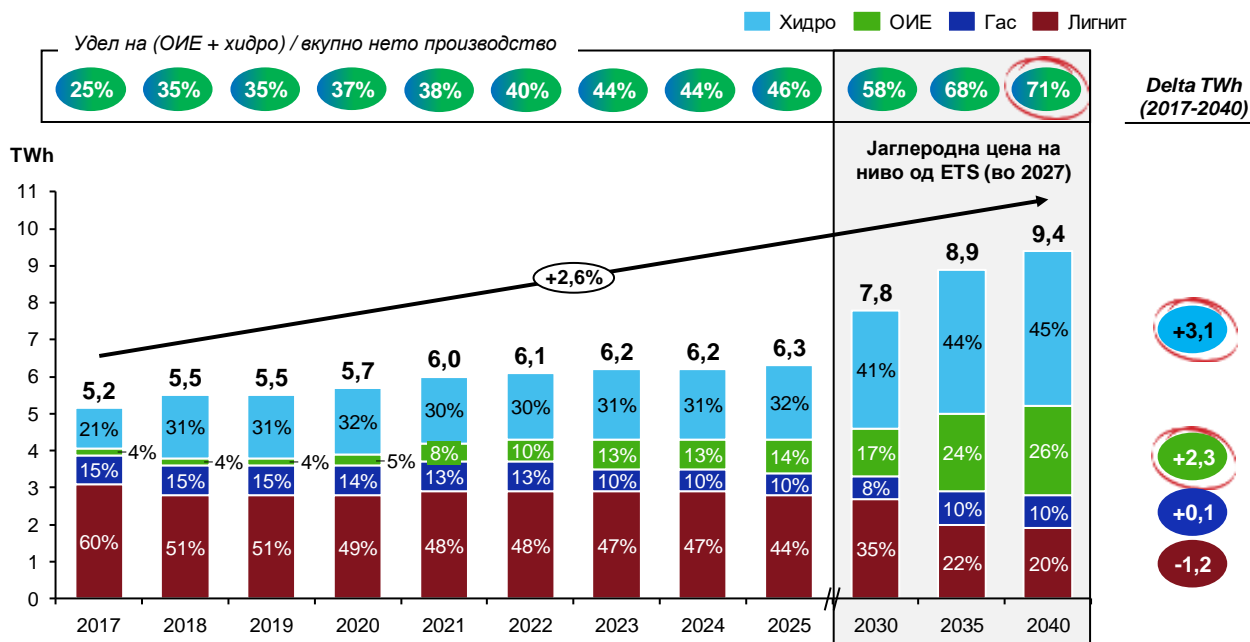
Електро-центра	Техно-логија	Капацитет (Нето, MW)	% на вкуп.	Влез (Година)
Нови ветерни со поддршка	Ветер	113	5%	2018-2023
Нови ветерни без поддршка	Ветер	350	15%	2031-2040
Нови ФН со поддршка	Соларна	457	20%	2020-2040
Нови ФН без поддршка	Соларна	400	17%	2028-2036
Нови на биогаз	Биогаз	23	1%	2020-2040
Чебрин	Хидро	123 – 458	20%	2029-2037
Градец	Хидро	75	3%	2030
Велес	Хидро	96	4%	2030
Глобочица II	Хидро	20	1%	2037
Канал Вардар – Козјак	Хидро	126	5%	2030
Нови мали ХЕЦ	Хидро	223	10%	2019-2040
Вкупен нов капацитет (GW)		2,3	100%	2018-2040

! Табелите не вклучуваат ревитализација на електраните, како што се ТЕЦ Битола или ТЕ-ТО (продолжување на векот од 260 MW од 2033 година)

Забелешка: Кога за „Влез (година)“ е даден поголем опсег тоа значи дека капацитетот постепено се зголемува во текот на задаената временска рамка. Може да настанат разлики поради заокружувањето; Категоријата „Нови мали ХЕЦ“ вклучува и 15 мали ХЕЦ на Вардарска долина (137 MW, за кои не се предвидува користење на повластена тарифа) и 34 MW кои се во фаза на изградба.
Извор: ЕСМ, МЕПСО, МАНУ, MARKAL модел, анализа на проектниот тим

Производството на електрична енергија во Референтното сценарио ќе се зголеми на 9,4 TWh до 2040 година, главно водено од ОИЕ, што ќе изнесува 71% од вкупната произведена електрична енергија (Слика 5.49).

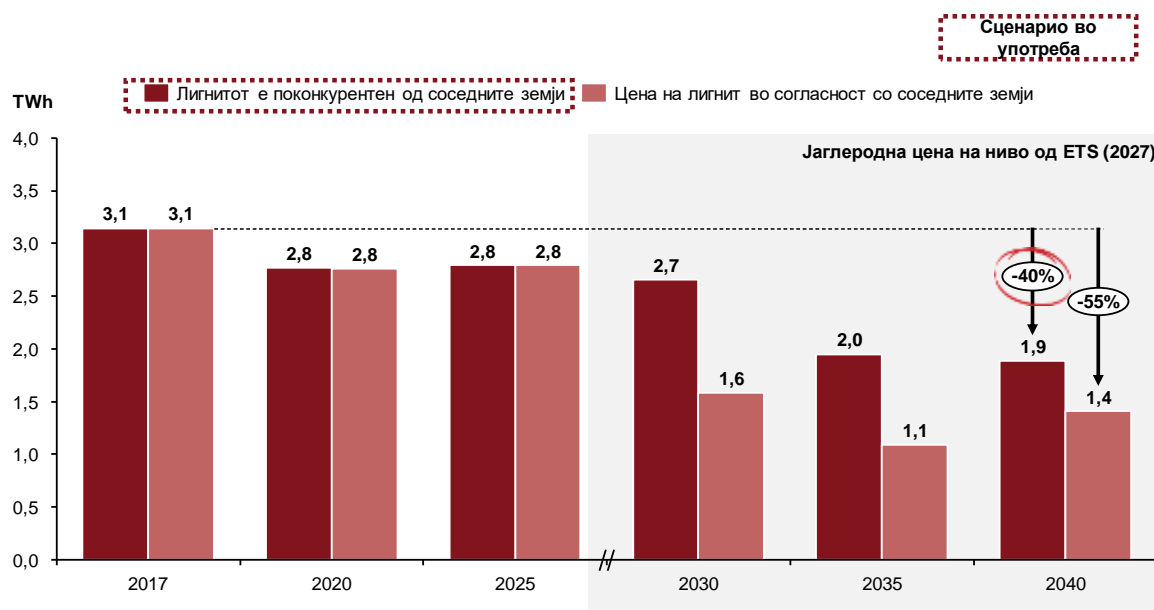
Слика 5.49 Развој на вкупното нето комбинирано производство - Референтно сценарио, 2017-2040 година



Забелешка: Производството на јаглен го зема предвид ограничувањето на снабдувањето со сировини од ~ 5 милиони тони годишно (3,5 милиони тони годишно од 2035 година)
Извор: MARKAL модел, Power2Sim модел, анализа на проектниот тим

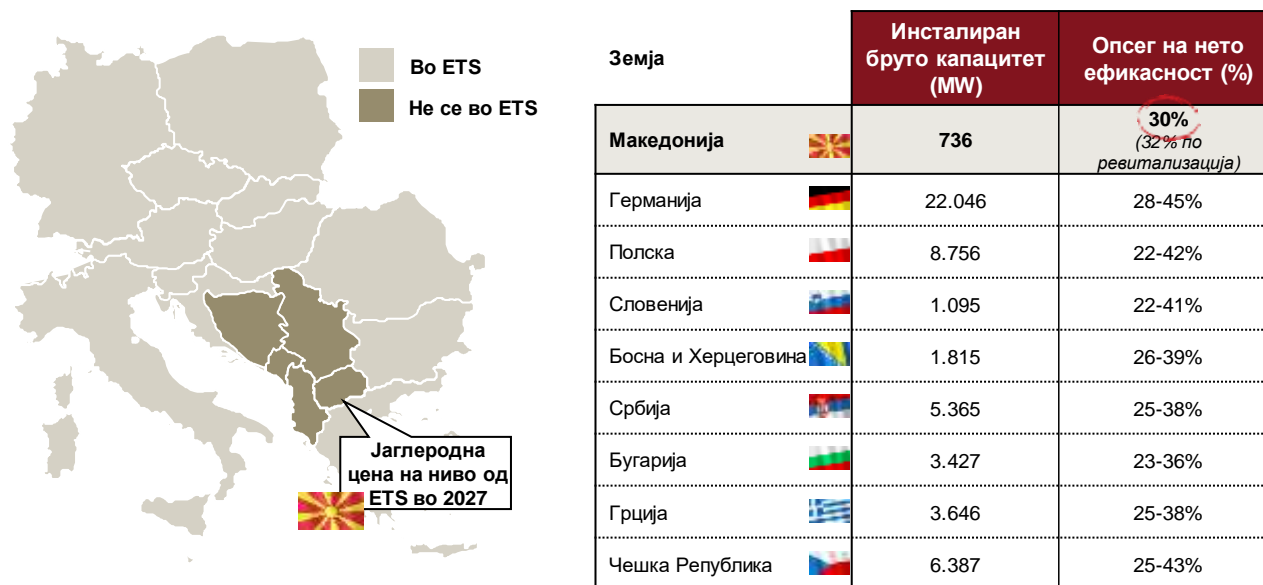
Во рамките на контекстот на Референтното сценарио, кое во голема мера се базира на ОИЕ, се очекува ТЕЦ Битола да остане важен производител на базна енергија во Северна Македонија, под услов лигнитот да остане конкурентен во споредба со соседните земји (Слика 5.50). Всушност, конкурентноста на ТЕЦ Битола и поврзаното искористување ќе бидат изложени на ризик штом јаглеродната цена ќе го достигне нивото од ETS.

Слика 5.50 Развој на производство од лигнит во Северна Македонија, 2017-2040 година



Забелешка: Во симулацијата со „конкурентен лигнит“ се разгледува поконкурентна цена од 5 €/MWh
 Извор: MARKAL модел, Power2Sim модел, анализа на проектниот тим

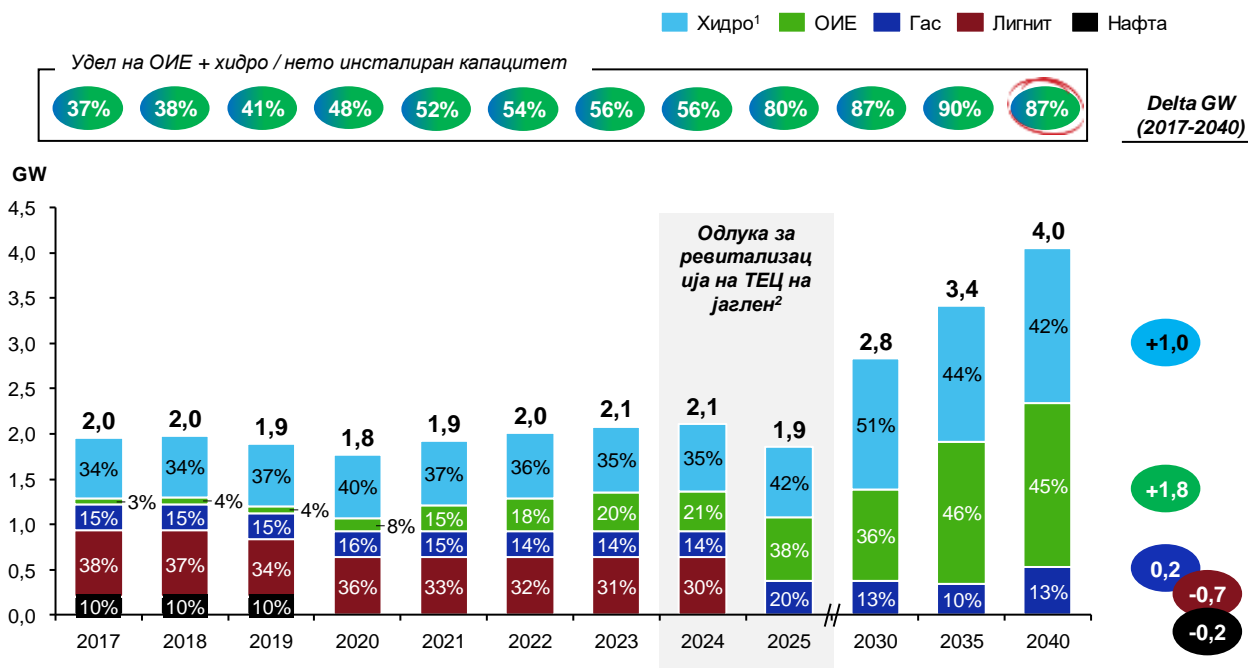
Слика 5.51 Земјите што денес го усвојуваат ETS и просечните спецификации на портфолиото во регионот, 2017 година



Забелешка: 1) Ги вклучува електраните во Косово
 Извор: Brainpool Energy Plants Database; анализа на проектниот тим

Во Сценариото за умерена транзиција, капацитетот за производство на електрична енергија ќе се зголеми на 4,0 GW до 2040 година (+2 GW во однос на 2017), со што ОИЕ ќе достигне 87% од вкупното инсталирано портфолио. Во ова сценарио, јагленот се укинува во 2025 година, бидејќи претставува најскапа опција со усвоените претпоставки (Слика 5.52).

Слика 5.52 Развој на нето инсталираниот капацитет – Сценарио на умерена транзиција сценарио, 2017-2040 година



Забелешка: 1) „Хидро“ ги вклучува и големите (главно акумулациски) и малите хидроелектроцентрали (главно проточни). Проектот Теново-Козјак се претпоставува како зголемување на инсталираниот капацитет 2) Одлуката за ревитализација на ТЕЦ на јаглен врз основа на принципот за оптимизација при најниски трошоци, направено со моделот на енергетскиот систем (MARKAL)
Извор: MARKAL модел, анализа на проектниот тим

Во Сценариото за умерена транзиција, Северна Македонија ќе укине ~ 0,9 GW од постојните конвенционални капацитети, а ќе додаде 3,1 GW електрични централи на ОИЕ и на гас (Слика 5.53 и Слика 5.54).

Слика 5.53 Престанување со работа на производствени капацитети – Сценарио на умерена транзиција

Електро-централи	Техноло-гија	Капацитет (Нето, MW)	Исклучување(Година)
Осломеј	Лигнит	100	2019
Битола	Лигнит	636	2025
Неготино	Мазут	198	2020
Вкупно исклучен капацитет (GW)		0,9	2019-2025

Слика 5.54 Планирани клучни инвестиции во производствени капацитети – Сценарио на умерена транзиција

Електроцен-трали	Техноло-гија	Капацитет (Нето, MW)	% на вкпу.	Влез (година)
Нови ветерни со поддршка	Ветер	113	4%	2018-2023
Нови ветерни без поддршка	Ветер	450	15%	2029-2040
Нови ФН со поддршка	Соларна	547	18%	2025-2036
Нови ФН без поддршка	Соларна	610	20%	2018-2040
Нови на биогаз	Биогаз	23	1%	2020-2036
Нови на биомаса	Биомаса	15	0%	2020-2035
Нови големи ХЕЦ (Чебрен, Градец, Велес, КВ Козјак, Глобочица)	Хидро	775	26%	2029-2037
Нови мали ХЕЦ	Хидро	223	7%	2019-2040
Нова ТЕЦ на гас	Гас	85	3%	2025
Нова ТЕ-ТО на гас 1	Гас	119	4%	2039
Нова ТЕ-ТО на гас 2	Гас	61	2%	2040
Вкупен нето капацитет (GW)		3,0	100%	2018-2040

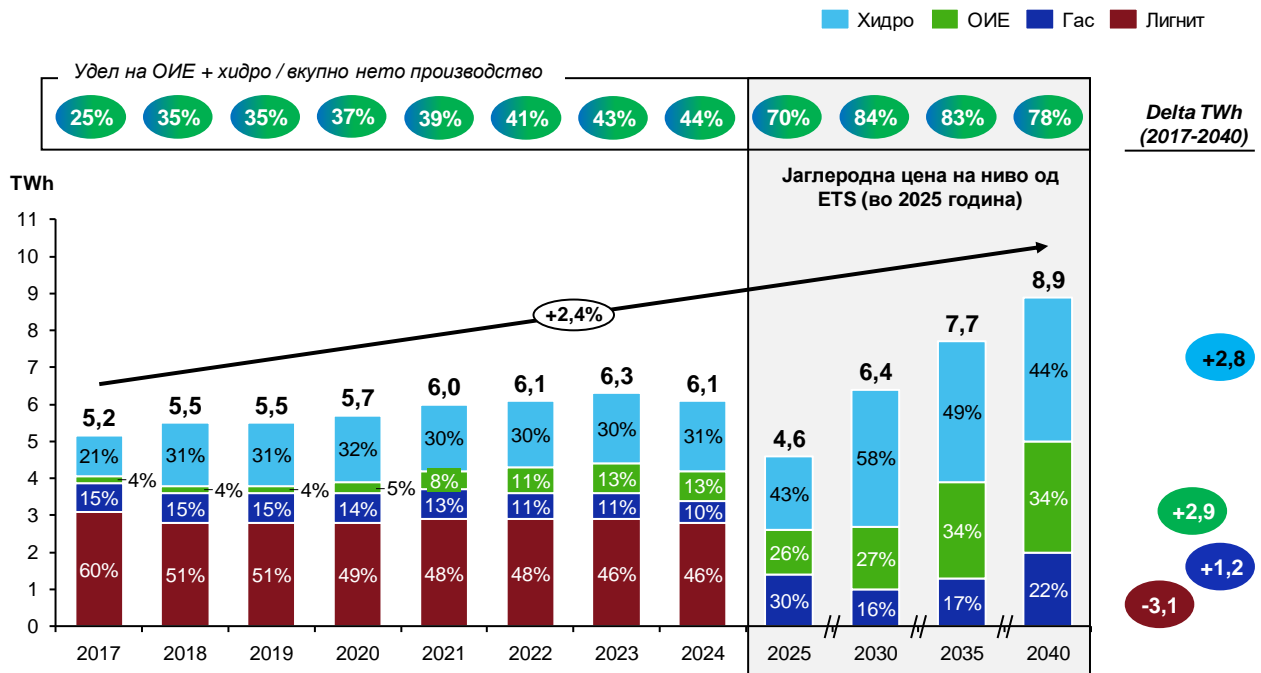


N.B. Табелите не вклучуваат ревитализација на ТЕ-ТО на гас (продолжен век од 260 MW од 2033 година)

Забелешка: Кога за „Влез (година)“ е даден поголем опсег тоа значи дека капацитетот постепено се зголемува во текот на зададената временска рамка. Може да настанат разлики во износите поради заокружување; Категоријата „Нови мали ХЕЦ“ вклучува и 15 мали ХЕЦ на Вардарска долина (137 MW, за кои не се предвидува користење на повластена тарифа) и 34 MW кои се во фаза на изградба.
Извор: ЕСМ, МЕПСО, МАНУ, модел MARKAL, анализа на проектниот тим

Производството ќе достигне 8,9 TWh во 2040 година (со удел на ОИЕ од 78%), со пад во периодот 2025-2030 што следува по укинувањето на јагленот (Слика 5.55).

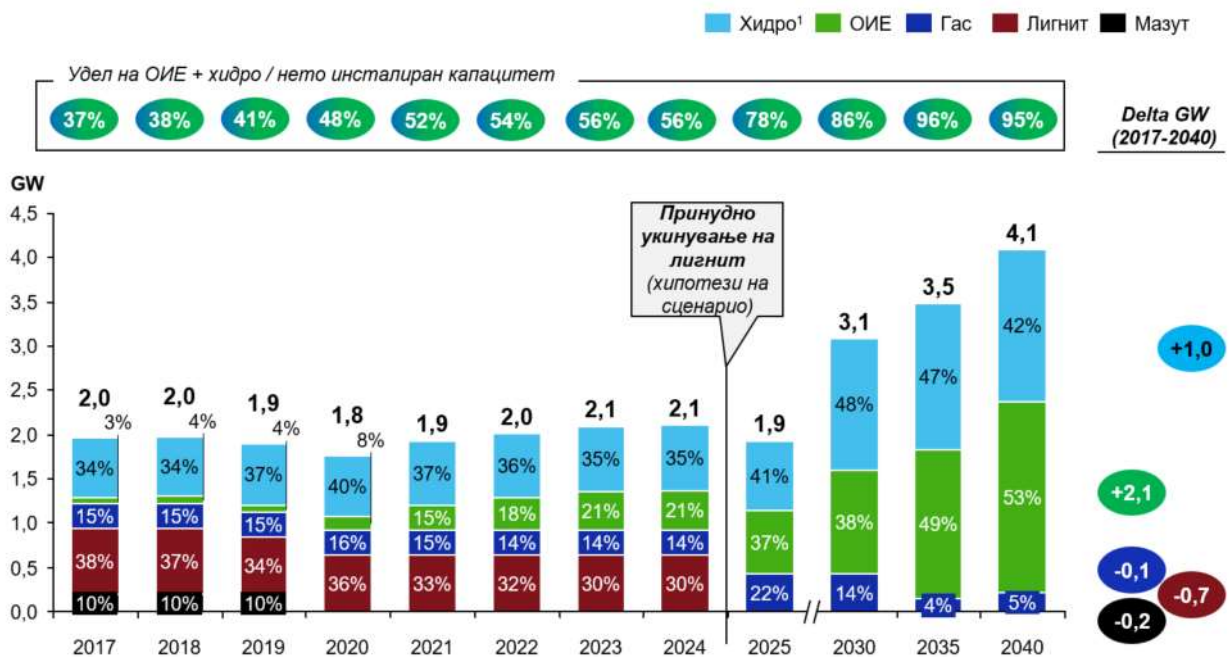
Слика 5.55 Развој на вкупното комбинирано нето производство – Сценарио за умерена транзиција, 2017-2040 година



Забелешка: Производството на јаглен го зема предвид ограничувањето на снабдувањето со сировини од ~ 5 милиони тони годишно (3,5 милиони тони годишно од 2035 година)
Извор: MARKAL модел, анализа на проектниот тим

Во Зеленото сценарио инсталираниот капацитет ќе се зголеми на 4,1 GW (+ 2,1 GW во однос на 2017 година), при што портфолиото на земјата се базира речиси целосно на обновливи извори со ~95% од портфолиото во 2040 година (Слика 5.56).

Слика 5.56 Развој на нето инсталираниот капацитет – Зелено сценарио, 2017 – 2040 година



Забелешка: 1) „Хидро“ ги вклучува и големите (главно акумулациски) и малите хидроелектроцентрали (главно проточни)
Забелешка: Можат да се јават разлики поради заокружување
Извор: MARKAL модел, анализа на проектниот тим

Во Зеленото сценарио, Северна Македонија ќе укине ~1,2GW од постојните конвенционални капацитети, а ќе додаде ~3,4 GW од електричните централи на ОИЕ и на гас (Слика 5.57 и Слика 5.58).

Слика 5.57 Престанување со работа на производствени капацитети – Зелено сценарио

Електроцентра	Технологија	Капацитет (Нето, MW)	Исклучување (Година)
Осломеј	Лигнит	100	2019
Битола	Лигнит	636	2025
Неготино	Мазут	198	2020
ТЕ-ТО (СНР)	Гас	230	2033
Вкупно исклучен капацитет (GW)		1,2	2019-2033

Слика 5.58 Планирани клучни инвестиции во производствени капацитети – Зелено сценарио

Електроцентра	Технологија	Капацитет (Нето, MW)	% на вкуп.	Влез (Година)
Нови ветерни со поддршка	Ветер	113	3,5%	2018-2023
Нови ветерни без поддршка	Ветер	600	18,5%	2029-2040
Нови ФН со поддршка	Соларна	597	18,4%	2025-2039
Нови ФН без поддршка	Соларна	760	23,4%	2018-2040
Нови на биогаз	Биогаз	23	0,7%	2020-2036
Нови на биомаса	Биомаса	15	0,5%	2020-2035
Нови големи ХЕЦ (Чебрин, Градец, Велес, КВ Козјак, Глобочица)	Хидро	775	23,9%	2029-2037
Нови мали ХЕЦ	Хидро	223	6,9%	2019-2040
Нова ТЕЦ на гас	Гас	141	4,3%	2025
Вкупно нето капацитет (GW)		3,2	100%	2018-2040



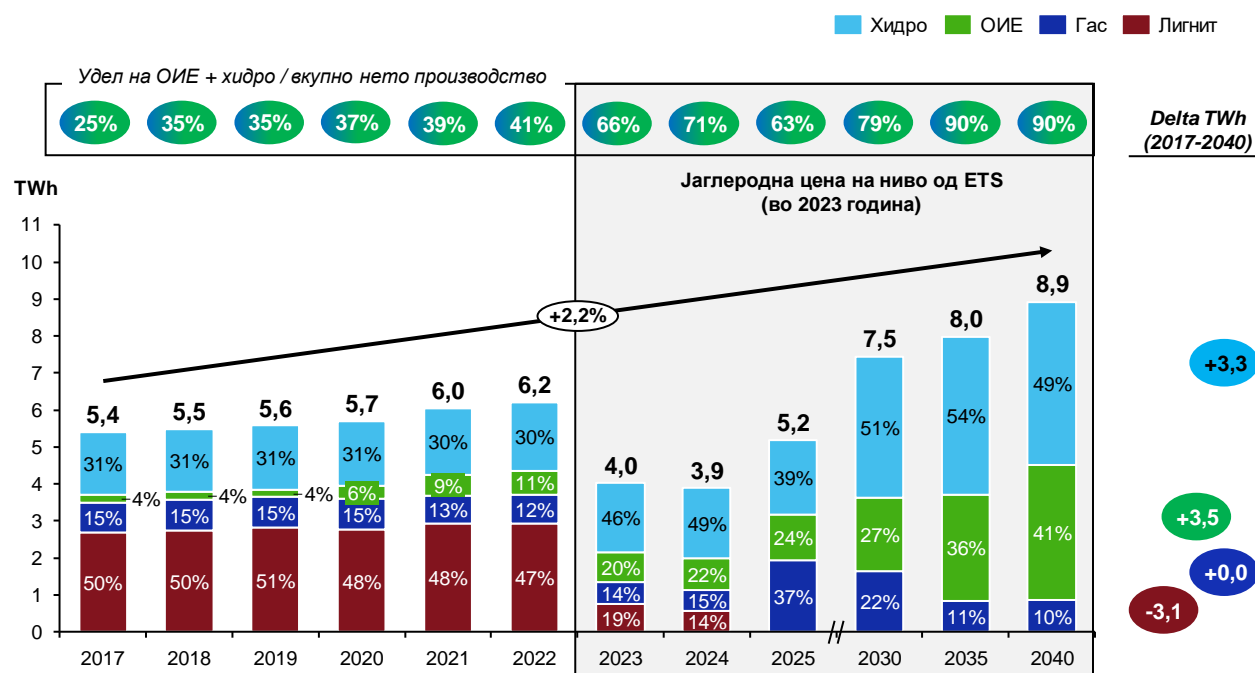
N.B. Табелите не вклучуваат ревитализација на ТЕ-ТО на гас (продолжен век од 70 MW од 2033 година)

Забелешка: Кога за „Влез (година)“ е даден поголем опсег тоа значи дека капацитетот постепено се зголемува во текот на зададената временска рамка. Може да настанат разлики во износите поради заокружувањето; Категоријата „Нови мали ХЕЦ“ вклучува и 15 мали ХЕЦ на Вардарска долина (137 MW, за кои не се предвидува користење на повластена тарифа) и 34 MW кои се во фаза на изградба.

Извор: ЕСМ, МЕПСО, МАНУ, MARKAL модел, анализа на проектниот тим

Производството во Зеленото сценарио ќе се зголеми на 9 TWh (од кои 90% произведени од ОИЕ), но со огромен пад во 2023 година кога јагленот ќе стане неконкурентен поради достигнувањето на јаглеродната цена на нивото од ETS и ќе се укине во 2025 година (Слика 5.59).

Слика 5.59 Развој на вкупното комбинирано нето производство – Зелено сценарио, 2017-2040 година



Забелешка: Производството на јаглен го зема предвид ограничувањето на снабдувањето со сировини од ~ 5 милиони тони годишно (3,5 милиони тони годишно од 2035 година)

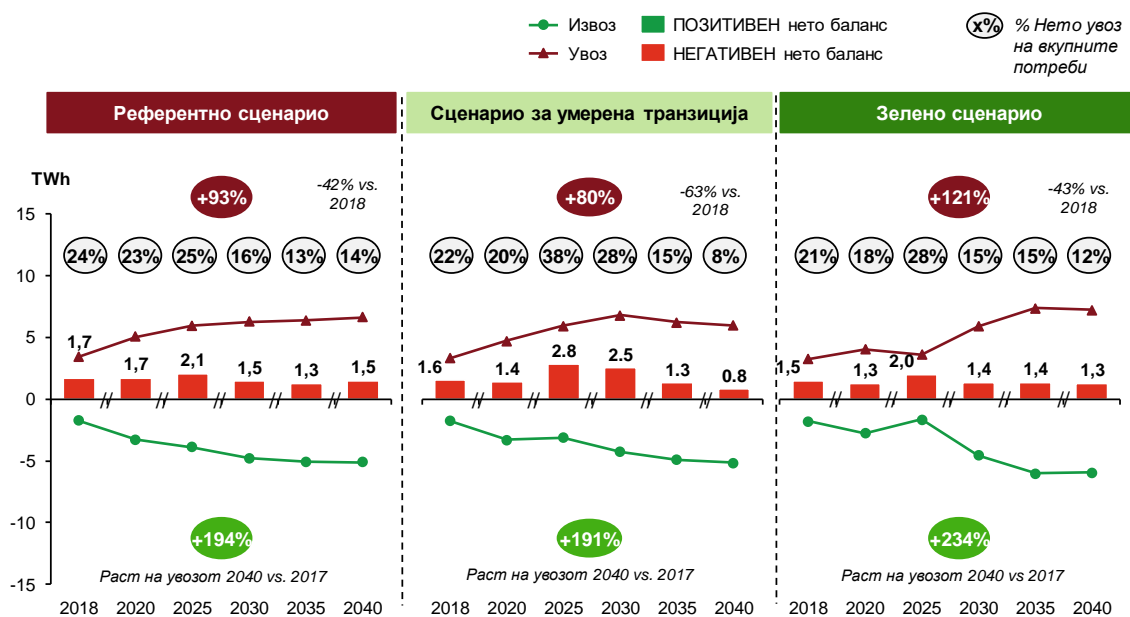
Забелешка: Можат да се јават разлики поради заокружување

Извор: MARKAL модел, Power2Sim модел, анализа на проектниот тим

5.3.4 Баланс на снабдување и побарувачка

Во сите три сценарија, Северна Македонија ќе забележи намалена зависност од увозот и зголемена интеграција во рамките на европскиот пазар.

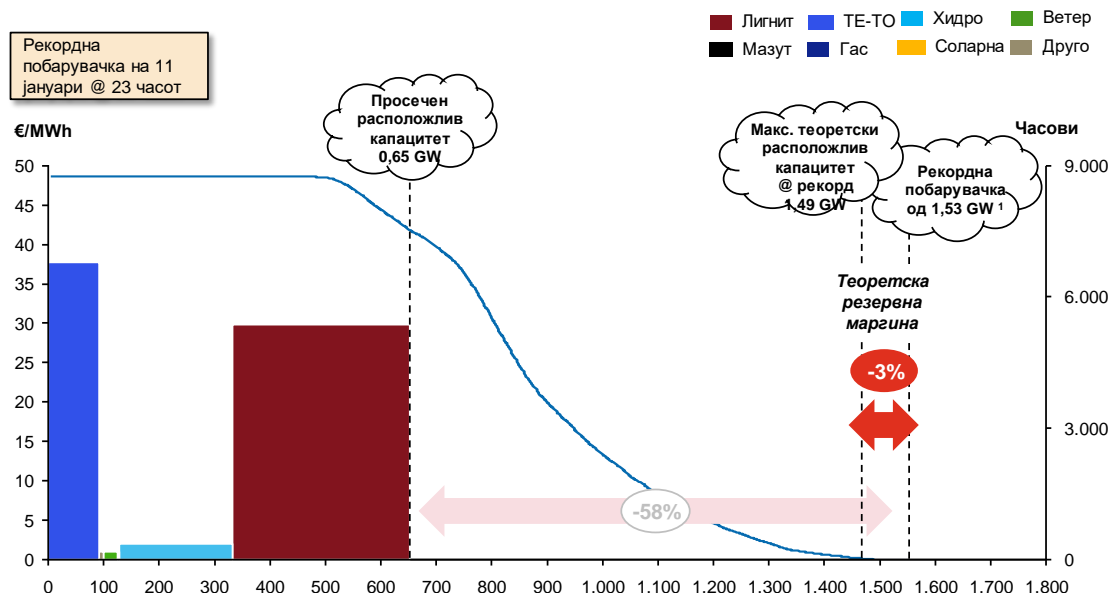
Слика 5.60 Развој на увоз/извоз во Северна Македонија



Забелешка: 1) Може да се појават разлики поради заокружување
Извор: MEPCO, ENTSO-E, Power2Sim модел, анализа на проектниот тим

Во Референтното сценарио, со исклучување на ТЕЦ Неготино од системот (дури и со конверзија на гас), во земјата ќе се јави негативна теоретска резервна маргина до 2020 година, што уште повеќе ќе се влоши во сите три сценарија до 2040 година, со оглед на високата зависност од ОИЕ и најголемата забележана нокна побарувачка кога ОИЕ не се достапни со полн капацитет (Слика 5.61).

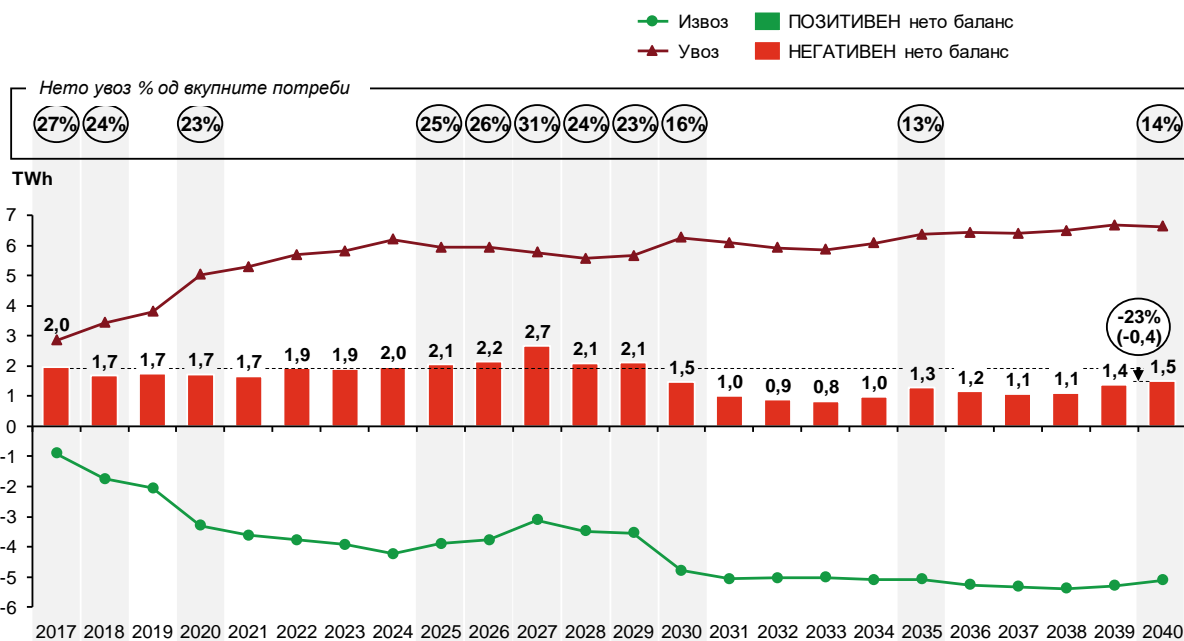
Слика 5.61 Мерит ордер крива во 2020 година во Северна Македонија – Референтно сценарио



Забелешка: графиконот прикажува маргинален трошок на краток рок за расположливиот капацитет за производство на електрична енергија, со исклучок на варијабилните трошоци за O&M, при што ОИЕ е прикажан малку над 0 само за графички цели
1) Се претпоставува дека гасот, јагленот и хидроакмулациите се расположливи со полн капацитет при максимална побарувачка
Извор: ENTSO-E, MARKAL модел, Power2Sim модел, анализа на проектниот тим

Во Референтното сценарио, Северна Македонија ќе ја намали својата зависност од увозот до 14% до 2040 година во однос на 27% денес (Слика 5.62).

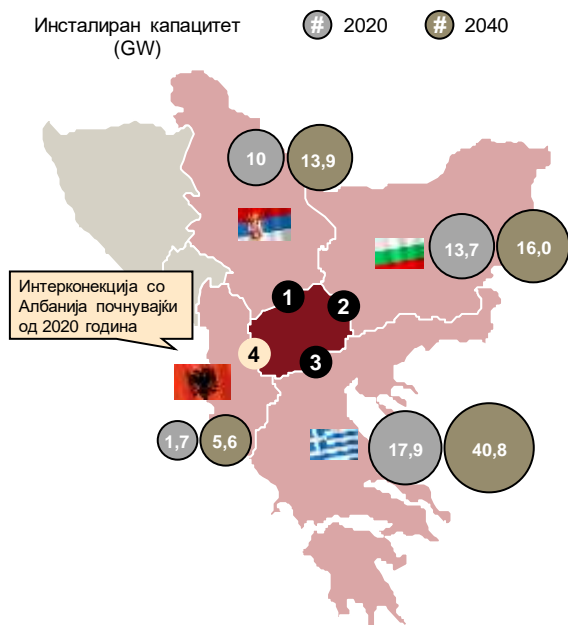
Слика 5.62 Развој на увоз/извоз во Северна Македонија – Референтно сценарио



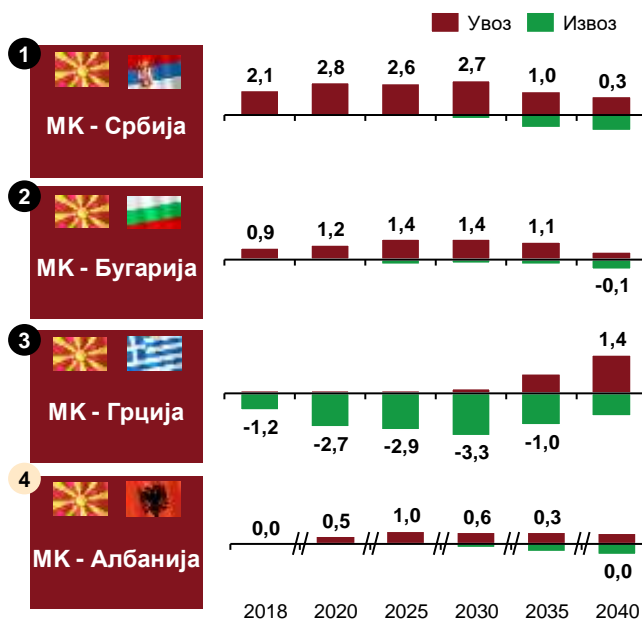
Забелешка: Може да се појават разлики поради заокружување
Извор: МЕРСО, ENTSO-E, MARKAL модел, Power2Sim модел, анализа на проектниот тим

Во услови на совршено интегриран организиран пазар, имајќи ја предвид безбедноста во снабдувањето, во Референтното сценарио, Србија и Бугарија ќе останат главните увозни партнери за Северна Македонија до 2035 година, а ќе бидат заменети од Грција кон 2040 година (Слика 5.63 и Слика 5.64).

Слика 5.63 Инсталирани капацитети на соседните земји – Референтно сценарио, GW



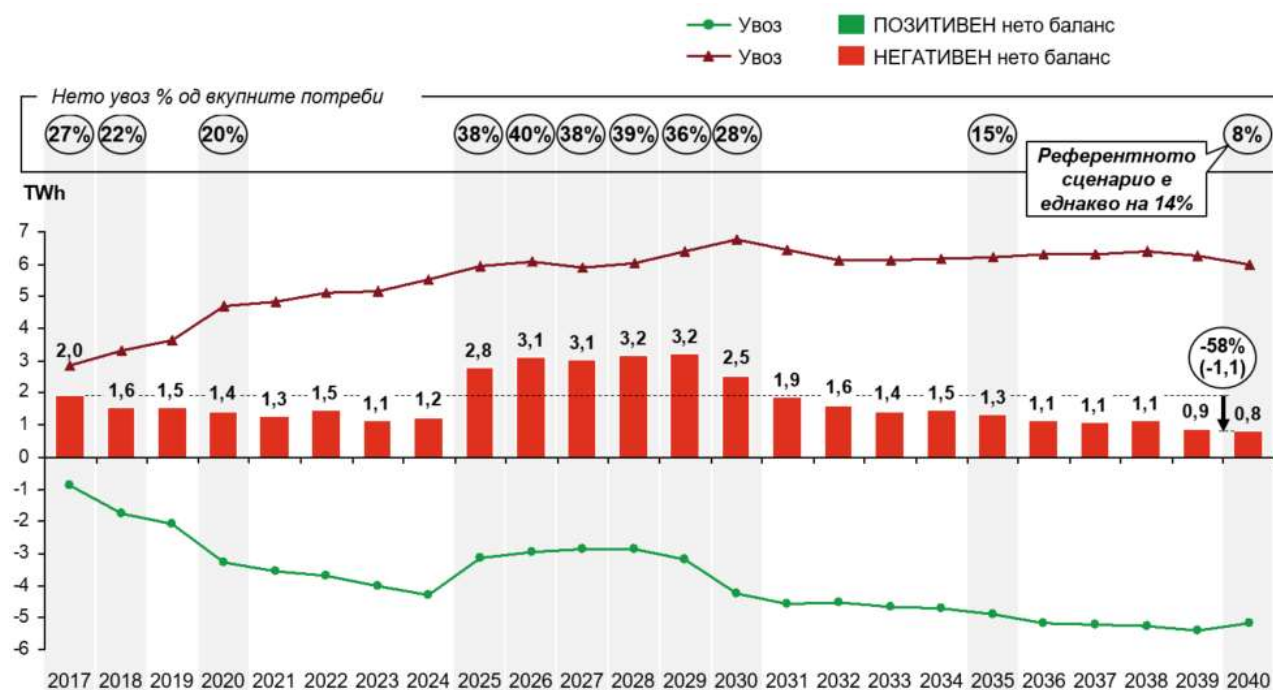
Слика 5.64 Развој на балансот на увоз/извоз во Северна Македонија – Референтно сценарио, TWh



Забелешки: Развојот на инсталираниот капацитет во Србија беше малку ревидиран за да ги усогласи проекциите на ENTSO-E со националните стратешки планови. Се поголема важност на Грција како партнер за снабдување за Северна Македонија се должи на високите инвестиции во ОИЕ направени од страна на земјата во периодот 2035-2040 (што ја прави Грција важен извор на евтина електрична енергија)
Извор: МЕРСО, ENTSO-E, MARKAL модел, Powe2Sim модел, анализа на проектниот тим

Во Сценарио за умерена транзиција, по значителното зголемување на увозот по изедначувањето на јаглеродната цена со нивото од ETS во периодот 2025-2029 година, Северна Македонија значително ќе го подобри својот баланс на електрична енергија, достигнувајќи 8% наспроти 27% во 2017 година (Слика 5.65).

Слика 5.65 Развој на увоз/извоз во Северна Македонија – Сценарио за умерена транзиција



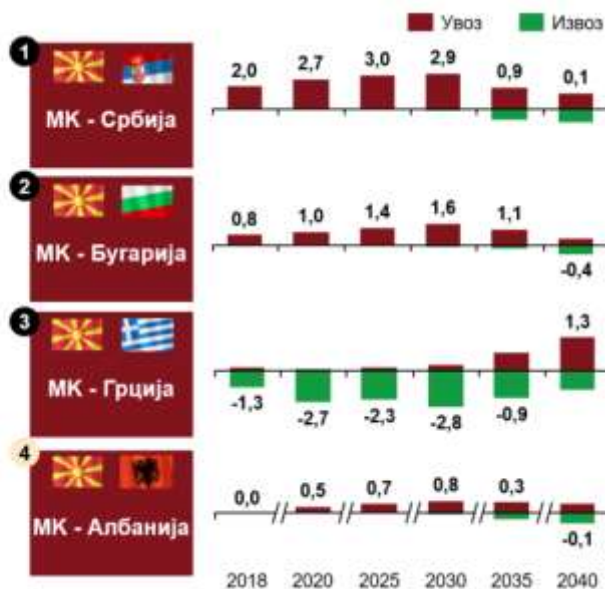
Забелешка: Може да се појават разлики поради заокружување
Извор: МЕПСО, ENTSO-E, MARKAL модел, Powe2Sim модел, анализа на проектниот тим

Како и во Референтното сценарио, Србија и Бугарија ќе останат главните увозни партнери за Северна Македонија до 2035 година, а ќе бидат заменети од Грција кон 2040 година (Слика 5.66 и Слика 5.67).

Слика 5.66 Инсталирани капацитети на соседните земји – Сценарио за умерена транзиција, GW



Слика 5.67 Развој на балансот на увоз/извоз во Северна Македонија – Сценарио за умерена транзиција, TWh



Забелешка: Развојот на инсталираниот капацитет во Србија беше малку ревидиран за да ги усогласи проекциите на ENTSO-E со националните стратешки планови.
Извор: МЕПСО, ENTSO-E, Стратегија за развој на енергетскиот сектор на РС (2016), Стратегија за енергетска ефикасност и имплементација на Србија и Косово (2016-2017), MARKAL модел, Power2Sim модел, анализа на проектниот тим

Во Зеленото сценарио, се очекува Северна Македонија значително да се потпира на увозот почнувајќи од 2023 година, кога се претпоставува дека јаглеродната цена ќе се изедначи со нивото од ETS. Во овој период, енергетскиот биланс на земјата ќе достигне максимум од 46%. Сепак, благодарение на претпоставените големи

инвестиции во ОИЕ, се очекува земјата да го намали увозниот баланс на негативни 12% (во споредба со 27% денес), со што истовремено ќе се подобри нејзината интеграција во европскиот систем (Слика 5.68).

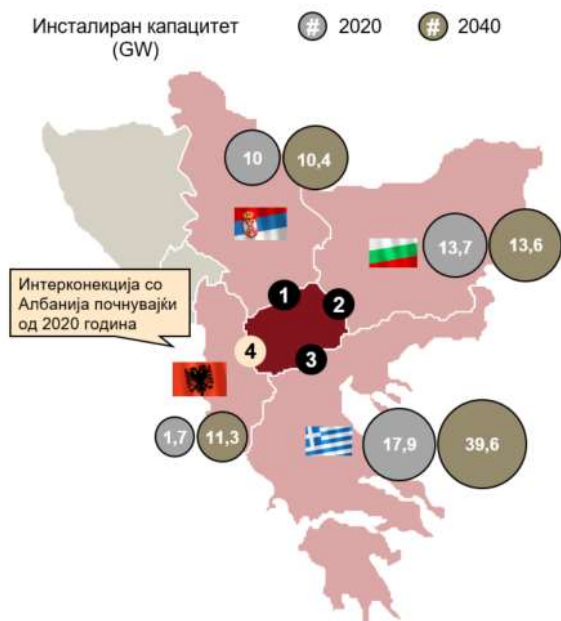
Слика 5.68 Развој на балансот на увоз/извоз во Северна Македонија – Зелено сценарио



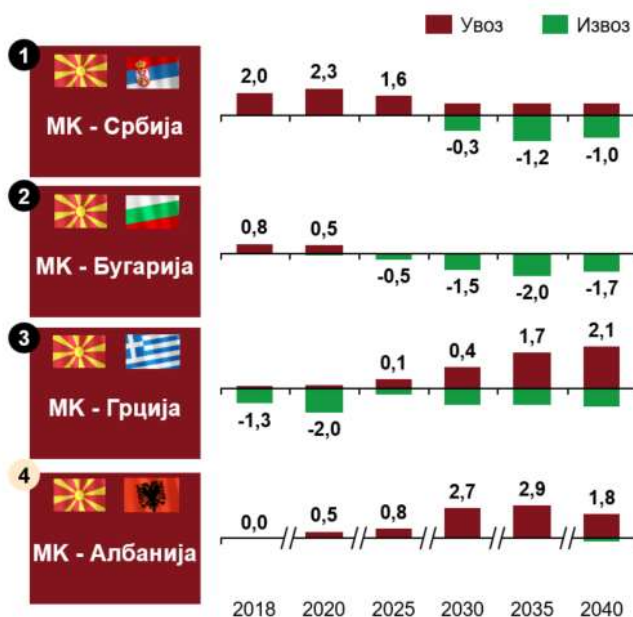
Забелешка: Може да се појават разлики поради заокружување
Извор: МЕПСО, ENTSO-E, MARKAL модел, Powe2Sim модел, анализа на проектниот тим

Во Зеленото сценарио, предводено од многу високите цени на CO₂ во регионот, Србија и Бугарија ќе се префрлат од увозни на извозни партнери од 2025 година, а Грција и Албанија ќе одат во спротивна насока (Слика 5.69 и Слика 5.70).

Слика 5.69 Инсталирани капацитети на соседните земји – Зелено сценарио, GW



Слика 5.70 Развој на увоз/извоз во Северна Македонија – Зелено сценарио, TWh

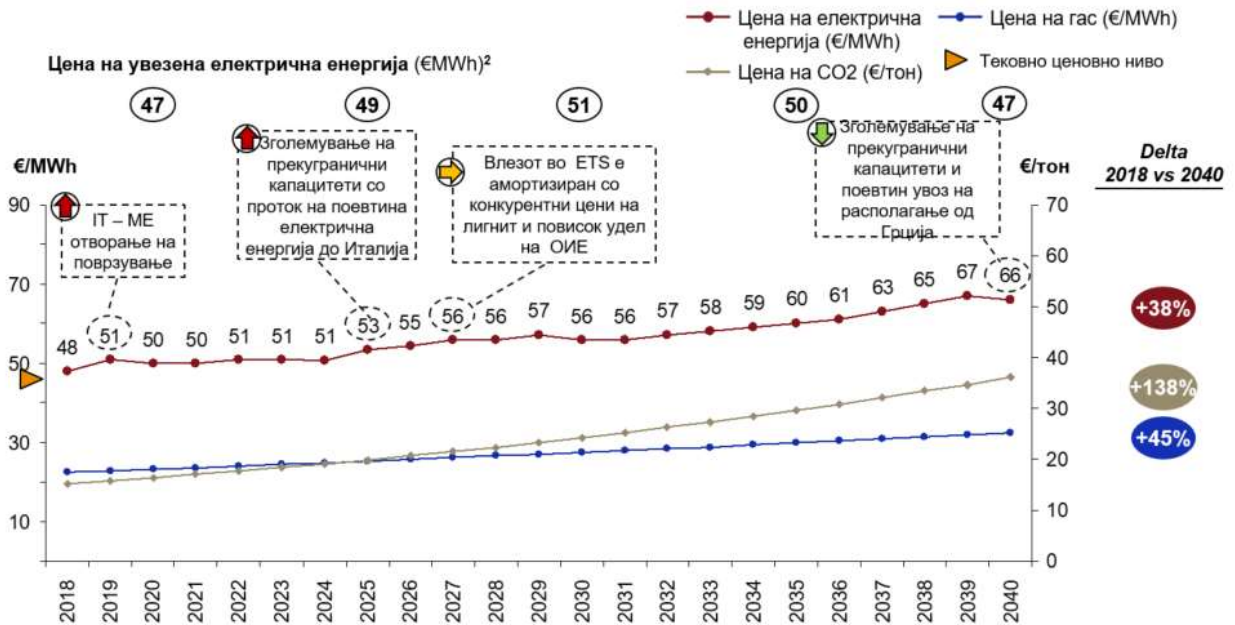


Извор: МЕПСО, ENTSO-E, MARKAL модел, Powe2Sim модел, анализа на проектниот тим

5.3.5 Цени на електричната енергија на пазарот на големо

Голомопродажните цени во Референтното сценарио умерено ќе се зголемат, достигнувајќи 66 €/MWh до 2040 година во споредба со 48 €/MWh денес (Слика 5.71).

Слика 5.71 Проектирани цени на електрична енергија на пазарот на големо¹ – Референтно сценарио

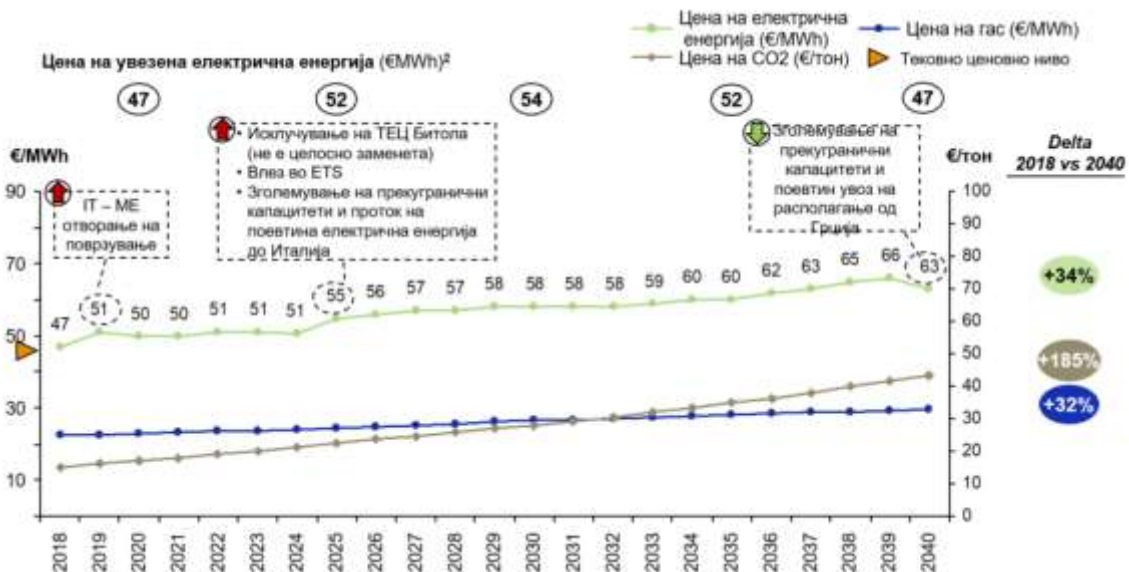


Забелешка: Цената на артиклите се однесува на проекциите на WEO 2017 (Тековни политики). За пореално претставување, во 2018 година, во интерполацијата биле користени просечните реални YTD вредности. 1) Прогноза на цени врз основа на краткорочни маргинални трошоци, со исклучок на варијабилните O&M. 2) Трошоците за увезената електрична енергија одговараат на просечната цена платена за увозот (се разликува од просечната цена на соседните земји).

Извор: ENTSO-E, WEO 2017, ERC, Power2Sim модел, анализа на проектниот тим

Во Сценариото за умерена транзиција, и покрај многу високите цени (+185% CO₂ и +32% гас), голомопродажните цени само ќе се зголемат умерено, достигнувајќи 63 €/MWh до 2040 или +34% споредено со денес (Слика 5.72).

Слика 5.72 Проектирани цени на електрична енергија на пазарот на големо¹ – Сценарио за умерена транзиција

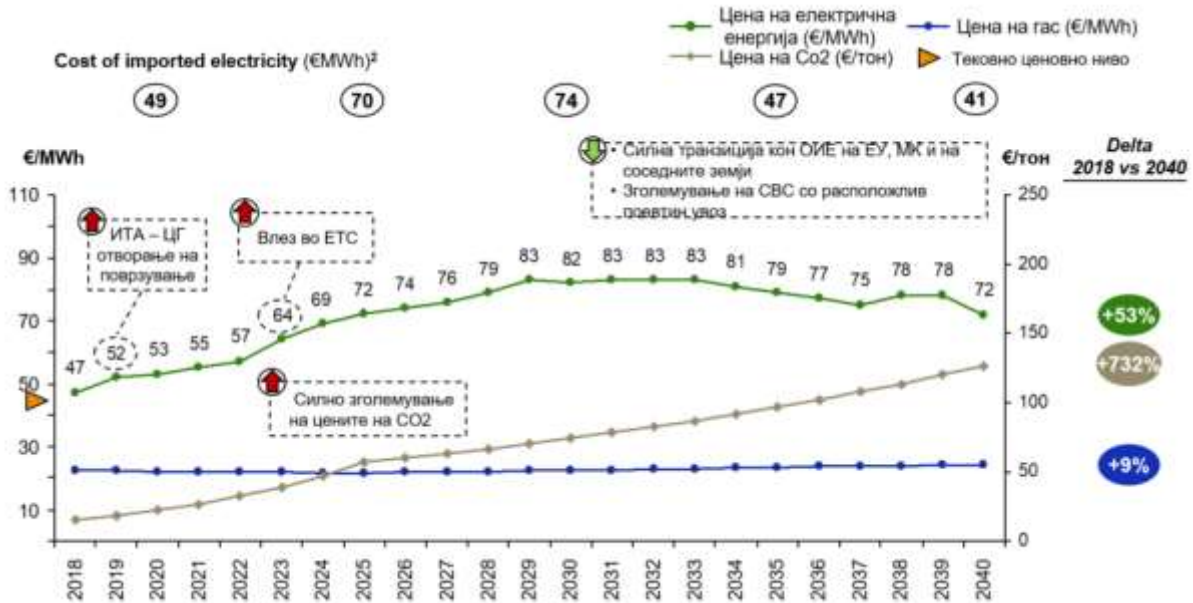


Забелешка: Цената на артиклите се однесува на проекциите на WEO 2017 (Нови политики). За пореално претставување, во 2018 година, во интерполацијата биле користени просечните реални YTD вредности. 1) Прогноза на цени врз основа на краткорочни маргинални трошоци, со исклучок на варијабилните O&M. 2) Трошоците за увезената електрична енергија одговараат на просечната цена платена за увозот (се разликува од просечната цена на соседните земји).

Извор: ENTSO-E, WEO 2017, ERC, Power2Sim модел, анализа на проектниот тим

Во Зеленото сценарио, по достигнувањето на максимумот од 83 €/MWh во 2032 година, големопродажните цени на електричната енергија се очекува да се стабилизираат на 72 €/MWh до 2040 година (Слика 5.73).

Слика 5.73 Проектирани цени на електрична енергија на пазарот на големо¹ – Зелено сценарио



Забелешка: Цената на артиклите се однесува на проекциите на WEO 2017 (Одржлив развој). За пореално претставување, во 2018 година, во интерполацијата биле користени просечните реални YTD вредности.

1) Прогноза на цени врз основа на краткорочни маргинални трошоци, со исклучок на варијабилните O&M.

2) Трошоците за увезената електрична енергија одговараат на просечната цена платена за увозот (се разликува од просечната цена на соседните земји).

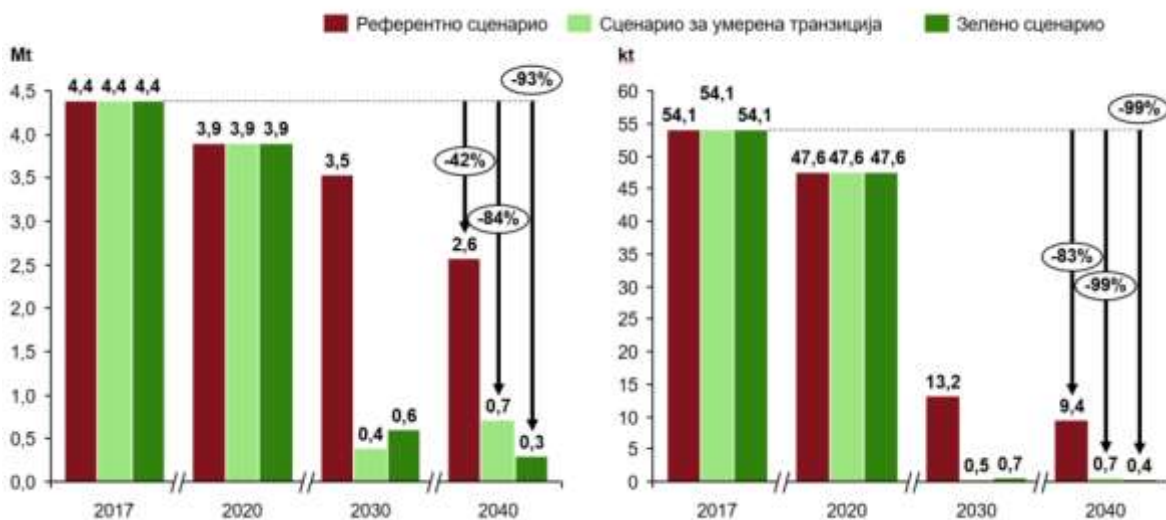
Извор: ENTSO-E, WEO 2017, ERC, Power2Sim модел, анализа на проектниот тим

5.3.6 Емисии

Во однос на емисиите, сите сценарија ќе покажат значителни падови на нивоата на CO₂ и на локалните загадувачи за македонскиот електроенергетски систем (Слика 5.74 и Слика 5.75). Повисоките емисии во Сценариото за умерена транзиција во 2040 во споредба со 2030 доаѓаат од зголеменото производство на електрична енергија од гасните централи (Слика 5.55)

Слика 5.74 Развој на емисии на CO₂

Слика 5.75 Развој на емисиите од локалните загадувачи



Извор: MARKAL модел, Powe2Sim модел, анализа на проектниот тим

ПРИЛОГ 2 - СОДРЖИНА

ИЗВРШНО РЕЗИМЕ	2
1 КОНТЕКСТ ЗА МАКЕДОНСКАТА СТРАТЕГИЈА ЗА ЕНЕРГЕТИКА ДО 2040	8
1.1 Релевантни глобални енергетски трендови	8
1.2 Цели и трендови на ЕУ	10
1.2.1 Сигурност, солидарност и доверба	10
1.2.2 Целосно интегриран внатрешен енергетски пазар	11
1.2.3 Енергетска ефикасност	12
1.2.4 Климатска акција – декарбонизација на економијата	13
1.2.5 Истражување, иновации и конкурентност	14
1.3 Макроекономски преглед на Северна Македонија	16
1.3.1 Вовед	16
1.3.2 Бруто домашен производ и невработеност	16
1.3.3 Странски директни инвестиции	17
1.4 Преглед на македонскиот енергетски сектор	18
1.4.1 Интеграција и сигурност на енергетските пазари	18
1.4.2 Енергетска ефикасност	26
1.4.3 Декарбонизација	28
1.4.4 Истражување, иновација и конкурентност	32
1.4.5 Правни и регулаторни аспекти	34
2 ЕНЕРГЕТСКА ВИЗИЈА И СТРАТЕШКИ ЦЕЛИ ДО 2040 ГОДИНА	37
3 ИНТЕГРИРАНИ РЕЗУЛТАТИ И ПОЛИТИКИ	40
3.1 Интегрирани резултати до 2040 година	40
3.1.1 Индикатор за енергетска ефикасност	42
3.1.2 Индикатор за енергетска зависност	44
3.1.3 Индикатор за емисии на стакленички гасови	44
3.1.4 Индикатор за удел на ОИЕ	45
3.1.5 Индикатор за вкупните трошоци на системот	45
3.2 Политики и стратешки мерки	46
3.2.1 Енергетска ефикасност	47
3.2.2 Интеграција и сигурност на енергетските пазари	57
3.2.3 Декарбонизација	61
3.2.4 Истражување, иновација и конкурентност	66
3.2.5 Правни и регулаторни аспекти	67
4 ИНСТИТУЦИОНАЛНА ОДГОВОРНОСТ, ФИНАНСИРАЊЕ И СТРАТЕШКИ НАСОКИ	69
4.1 Пристап до финансии	69
4.2 Стратешки патоказ со институционална одговорност	71
4.2.1 Институционална рамка	71
4.2.2 Стратешки патоказ	71
4.3 Објавување во Службен весник	75
5 ПРИЛОГ 1 - ПРИСТАП НА МОДЕЛИРАЊЕТО И ДЕТАЛНИ РЕЗУЛТАТИ	76
5.1 Методологија и пристап на моделирање	76
5.1.1 Влезни податоци и претпоставки за моделите	77
5.1.2 Симулација на развојот на енергетскиот систем - MARKAL	82
5.1.3 Симулација на потребите од електрична енергија - Power2Sim	84
5.2 Интегрирани резултати	86

5.2.1	Енергетска ефикасност	87
5.2.2	Интеграција и безбедност на енергетските пазари	93
5.2.3	Декарбонизација	94
5.3	Детални резултати за електричната енергија	95
5.3.1	Резиме на резултати до 2040 година.....	95
5.3.2	Развој на побарувачката (MARKAL модел)	96
5.3.3	Снабдување со електрична енергија.....	96
5.3.4	Баланс на снабдување и побарувачка	102
5.3.5	Цени на електричната енергија на пазарот на големо	106
5.3.6	Емисии	107
ПРИЛОГ 2 - СОДРЖИНА		108
ПРИЛОГ 3 - ЛИСТА НА КРАТЕНКИ.....		110
ПРИЛОГ 4 - ЛИСТА НА СЛИКИ		112
ПРИЛОГ 5 - ЛИСТА НА ТАБЕЛИ.....		115

ПРИЛОГ 3 - ЛИСТА НА КРАТЕНКИ

Кратенка	Опис
ACER	Агенција за соработка на енергетските регулатори
AIB	Здружение на тела за издавање
BAU	Бизнис како вообичаено (Business as Usual)
BUR	Двогодишен ажуриран извештај за климатски промени
БЕГ	Балкан енерџи груп
BEMIP	Балтички енергетски интерконекциски план
BMT	Зад броилото
BSP	Обезбедувач на услуги на балансирање (Balancing Service Provider)
CAGR	Годишна стапка на раст
CAO	Координирана аукциска канцеларија
CAPEX	Капитални расходи
CBC	Прекугранични капацитети
CCS	Зафаќање и скалдирање на јаглен
CEE (ЦИЕ)	Централна источна Европа
CEO	Главен извршен директор
CeProSARD	Центар за промоција на одржливи земјоделски практикки и рурален развој
CESEC	Централан и југоисточна поврзаност на гас
CEZ	Чешки преносен систем
CGES	Црнгорски електропреносен систем
TE-TO	Комбинирано топлина и електрична енергија
CNG (КПГ)	Компримиран природен гас
CROPEX	Хрватска берза за електрична енергија
DH	Централно греење
ОДС	Оператор на дистрибутивен систем
EBRD (ЕБОР)	Европска банка за обнова и развој
EE	Енергетска ефикасност
EESC	Европски енергетски систем за сертификарање
EEX	Европска берза за електрична енергија
EIB	Европска инвестициска банка
ECM	Електрани на Северна Македонија
EMS	Електромержа на Србија
EnC	Енергетска заедница
ENTSO - E	Европска мрежа на оператори на преносен систем за електрична енергија
ENTSO – G	Европска мрежа на оператори на преносен систем за гас
EP BiH	Електростопанство на Босна и Херцеговина
EPEX	European Power Exchange
ERA	Европска истражувачка област
ERC(PKE)	Регулаторна комисија за енергетика
ESCO	Energy Service Company
ETS	Систем за тргување со емисии
EU	Европска Унија
EV	Електрични возила
FiP	Повластена премија
FiT	Повластена тарифа
FOLU	Шумарство и други употреби на земјиштето
БДП	Бруто домашен производ
GHG	Стакленички гасови
GMRS	Станица за мерење и регулирање на гасови
H&C (Гил)	Греење и ладење
HEP	Хрватско електростопанство
HFO	Мазут
HGV	Тешки товарни возила
HPP	Хидроелектрични центри
HUPEX	Унгарска берза за електрична енергија
IEA	Меѓународна агенција за енергетика - International Energy Agency
INDC	Соодветни национални придонеси
IPCC	Меѓународен панел за климатски промени - Intergovernmental Panel on Climate Change
IPEX	Италијанска берза за електрична енергија
IPPU	Индустриски процеси и користење на производи
IRENA	Меѓународна агенција за обновлива енергија
KER	Керозин
KPI	Клучен индикатор за перформанси
LCV	Лесни комерцијални возила
LDV	Лесни транспортни возила
LNG (ТПГ)	Течен природен гас
LP	Локални загадувачи

LPG (THG)	Течен нафтен гас
МАЦЕФ	Македонски центар за енергетска ефикасност
МАНУ	Македонска академија на науките и уметностите
МЕРЕХ	Црногорска берза за електрична енергија
МЕПСО	Македонски електропреносен систем оператор
MMR	Регулатива за механизмот на следење - Monitoring Mechanism Regulation
NAPEE (НАПЕЕ)	Национален акционен план за енергетска ефикасност
NERP	Национален план за намалување на емисии
HBO	Невладина организација
NREAP	Национални акциони планови за обновлива енергија
NSI	Интерконекција север-југ
NSOG	Крајбрежна мрежа на северните мориња
O&M	Работа и одржување
OMEL	Operador del Mercado Ibérico de Energia
OSC	Конекции за снабдување со нафта
P2S	PowertoSim
PCI	Проект од општ интерес
PECI	Проект за интерес на Енергетската заедница
PM	Емисии на честички
TE	Термоелектроцентрала
PPS	Стандард на куповна моќ
ФН	Фотонапонска електроцентрала
R&D	Истражување и развој
И&И	Истражување и иновација
ОИЕ	Обновливи извори на енергија
RES-E (ОИЕ-Е)	Обновливи извори на енергија во електричната енергија
RES-H&C (ОИЕ-Гил)	Обновливи извори на енергија во греење и ладење
RES-T (ОИЕ – Т)	Обновливи извори на енергија во транспортот
SAIDI	Просечно траење на прекилот на системот
SAIFI	Фреквентен индекс на просечно траење на прекилот на системот
SBUR	Вториот двогодишен ажуриран извештај за климатски промени
SEE	Југоисточна Европа
SEEREX	Српска берза на електрична енергија на Југоисточна Европа
SET Plan	Стратешки план за енергетска технологија
SGC	Јужен гасен коридор
SME	Мали и средни претпријатија
SMM control block	Контролен блок Србија, Северна Македонија и Црна Гора
SPF	Фактор на сезонски перформанси
TAP	Транс-Јадрански гасовод
TEN-E	Транс-европски мрежи за енергија
TE	Термоелектрана
TS	Преносен систем
ОПС	Оператор на преносен систем
ПЈС	Подинска јагленова серија
UNDP	Програма за развој на Обединетите нации
UNFCCC	Рамковна конвенција на Обединетите нации за климатски промени
UNIDO	Организација за индустриски развој на Обединетите нации
УСАИД	Агенција за меѓународен развој на САД
WAM	Сценарио со дополнителни мерки
СБ	Светска банка
WB6	Иницијатива за Западен Балкан 6
WEM	Сценарио со постојни мерки
WEO	Светски енергетски преглед (World Energy Outlook)
WOM	Сценарио без мерки
WPP	Ветерна електроцентрала
YTD	Година до датум (Year to date)
ЗЕМАК	Здружение на енергетичарите на Северна Македонија

ПРИЛОГ 4 - ЛИСТА НА СЛИКИ

Слика 0.1 Преглед на сценарија за развој на македонскиот енергетски систем до 2040 година	3
Слика 0.2 Стратешки цели во 2040 година	3
Слика 0.3. Резиме на интегрираните резултати во 2030 и 2040 година	4
Слика 0.4 Преглед резултатите наспроти индикативните цели на Енергетската заедница во 2030	4
Слика 1.1 Производство на енергија во светот по извори, 2014 - 2040, TWh	8
Слика 1.2 Трошоци за производство на електрична енергија, 2000 – 2050	9
Слика 1.3 Промени низ синџирот на вредности	9
Слика 1.4 Клучни карактеристики и насоки на енергетската политика	10
Слика 1.5 Нето увоз на енергија на земјите од ЕУ-28, 2016 година.....	11
Слика 1.6 Транс-европска енергетска мрежа.....	12
Слика 1.7 Потрошувачката на енергија во ЕУ и БДП	12
Слика 1.8 Мерки и цели за намалување на емисиите на стакленички гасови (GHG)	13
Слика 1.9 ETS - Алоцирани дозволи наспроти верификувани емисии, Mt CO ₂ eq.....	13
Слика 1.10 Просечна аукциска цена на јаглерод на ЕЕХ, EUR/t CO ₂	13
Слика 1.11 Преглед на исполнувањата на целите на ЕУ за ОИЕ во земјите-членки во Централна и Источна Европа (ЦИЕ), 2016	14
Слика 1.12 Тренд во големопродажната цена на електричната енергија во ЕУ 2008 - 2017 EUR/MWh	14
Слика 1.13 Просечни малопродажни цени на електрична енергија во ЕУ за домаќинствата, 2012 – 2016, €/kWh	14
Слика 1.14 Инвестиции во енергетски проекти во 2016 година, мил. EUR.....	15
Слика 1.15 Очекувани инвестиции до 2020 година, мил. EUR.....	15
Слика 1.16 Трендови на БДП во ЦИЕ и ЈИЕ	16
Слика 1.17 Стапка на невработеност во Северна Македонија, 2013 –Q3 2018, %.....	16
Слика 1.18 Стапка на невработеност во ЦИЕ и во ЈИЕ, 2018, %.....	16
Слика 1.19 Бизнес клима по категорија, 2017	17
Слика 1.20 Бизнес клима во споредба со земјите во регионот, 2017	17
Слика 1.21 Странски директни инвестиции – прилив во Северна Македонија, 2012 – 2017, мил. EUR.....	17
Слика 1.22 Странски директни инвестиции по глава на жител – прилив во регионот, просек 2012 – 2017, мил. EUR.....	17
Слика 1.23 Нето инсталиран капацитет, 2012 – 2017, MW.....	18
Слика 1.24 Нето производство, 2012-2017 (TWh)	18
Слика 1.25 Биланс на електрична енергија, просек за периодот 2010 – 2016, TWh/година	19
Слика 1.26 Домашно производство на електрична енергија, просек за периодот 2010 – 2016, TWh/година и учество по енергенти.....	19
Слика 1.27 Годишно производство на јаглен, 2010 – 2017, Mt.....	19
Слика 1.28 Тековни резерви на лигнит за експлоатација, 2014, Mt.....	19
Слика 1.29: Планиран развој на резерви за експлоатација – Битола, мил. t, 31.12.2014	20
Слика 1.30: Планиран развој на резерви за експлоатација – Осломеј, мил. t, 31.12.2014.....	20
Слика 1.31: Инфраструктура за пренос на електрична енергија во Северна Македонија.....	21
Слика 1.32: Планирани + непланирани SAIFI и SAIDI индикатори за дистрибуција (што ги исклучуваат екстремните временски услови) во 2016 година	21
Слика 1.33: Цените на ел. енергија за домаќинствата во Северна Македонија наспроти регионот, 2017 година	23
Слика 1.34: Цените на ел. енергија за индустриските потрошувачи во Северна Македонија наспроти регионот, 2017 година	23
Слика 1.35: Проекти за гас на национално ниво	24
Слика 1.36: Цена на природен гас за домаќинствата во Северна Македонија наспроти регионот, 2017 година	24
Слика 1.37: Цена на природен гас за индустријата во Северна Македонија наспроти регионот, 2017 година	24
Слика 1.38: Капацитет за складирање нафтени продукти по продукт, m ³	25
Слика 1.39 Компанији за централно греење и испорачана топлина по компанија, 2014 - 2017, TJ.....	25
Слика 1.40 Производство на топлина по горива, 2012 – 2017, TJ.....	26
Слика 1.41 Производство на топлина според типот на централата, 2012 – 2017, TJ.....	26
Слика 1.42 Цена на испорачаната топлинска енергија, 2012 – 2017, ден/50 m ² година	26
Слика 1.43 Добиена топлинска енергија по сектори, 2012 – 2017, TJ.....	26
Слика 1.44 Примарна и финална потрошувачка на енергија, 2011 – 2017*, ktоe	27
Слика 1.45. Индикативни траектории за заштеда во финалната потрошувачка на енергија според 1., 2. и 3. ЕЕАР, ktоe	27
Слика 1.46. Субвенции за промоција на ОИЕ и ЕЕ во домаќинствата, 2007 – 2018, број на апликации и буџет на годишно ниво.....	28
Слика 1.47 GHG емисии по сектори, Mt CO ₂ -eq, 1990 – 2014	29
Слика 1.48 GHG емисии од енергетскиот сектор, Mt CO ₂ -eq, 1990 – 2014	29
Слика 1.49 Емисии на SO ₂ по сектор, kt, 1990 - 2016	29
Слика 1.50 Емисии на NO _x по сектор, kt, 1990 - 2016	29
Слика 1.51 Просечна годишна концентрација на PM ₁₀ , 2004 – 2018, mg PM ₁₀ /m ³	30
Слика 1.52 Просечна годишна концентрација на NO ₂ , 2004 – 2018, mg NO ₂ /m ³	30
Слика 1.53 Цели за намалување на емисиите на GHG во Северна Македонија според SBUR, Gg CO ₂ – eq, 1990 - 2030	31
Слика 1.54 Цели за ОИЕ во бруто финална потрошувачка на енергија, %	31
Слика 1.55 Учество на ОИЕ во бруто финална потрошувачка на енергија, по сектор, 2012 – 2015, ktоe	32

Слика 1.56 Проценета заштеда на емисии на GHG од ОИЕ, по сектор, 2012 – 2015, kt CO ₂ -eq	32
Слика 1.57 Вложувања за истражување и развој, 2017, % од БДП.....	33
Слика 1.58 Трендови на профитабилност и раст на приходите за ЕСМ и слични компании, 2015 – 2017	34
Слика 1.59 Учеството на МСП во развојот на енергетиката во Северна Македонија.....	34
Слика 2.1 Преглед на сценарија за развој на македонскиот енергетски систем до 2040 година	38
Слика 2.2 Преглед на целите и индикаторите на Стратегијата за развој на енергетиката на Северна Македонија	39
Слика 3.1 Резиме на интегрираните резултати во 2030 и 2040 година	40
Слика 3.2 Резиме на интегрираните резултати наспрема индикативните цели на Енергетската заедница во 2030 година	41
Слика 3.3. Потрошувачка на корисна наспроти на финална енергија во домаќинствата, по сценарио	42
Слика 3.4 Потрошувачка на финална енергија по сектор	42
Слика 3.5 Потрошувачка на финална енергија по енергенти.....	43
Слика 3.6 Намалување на потрошувачката на финална енергија по енергенти - Умерено наспроти Референтно	43
Слика 3.7 Намалување на потрошувачката на финална енергија по енергенти - Зелено наспроти Референтно	43
Слика 3.8 Потрошувачка на примарна енергија по енергенти	44
Слика 3.9 Удел на нето увозот во вкупната потрошувачка на примарна енергија.....	44
Слика 3.10 Намалување на емисиите на стакленички гасови по гас	45
Слика 3.11 Удел на ОИЕ во бруто потрошувачката на финалната енергија	45
Слика 3.12 Анализа на годишните расходи.....	46
Слика 3.13 Годишни заштеди на трошоците по тип - Умерена транзиција наспрема Референтно сценарио.....	46
Слика 3.14 Годишна заштеда на трошоците по тип - Зелено наспрема Референтно сценарио	46
Слика 3.15 Траекторија на енергетската ефикасност и цели за примарната енергија во споредба со BAU сценариото	47
Слика 3.16 Траекторија на енергетската ефикасност и цели за финалната енергија во споредба со BAU сценариото	47
Слика 3.17 Заштеда во потрошувачката на финална енергија по сектори наспрема BAU сценариото	48
Слика 3.18 Намалување на загубите на системот за централно греење.....	48
Слика 3.19 Намалување на загубите за пренос и дистрибуција на електрична енергија	48
Слика 3.20 Производство на топлина според типот на централата.....	49
Слика 3.21 Ниво на нето увоз на електрична енергија во различни сценарија	57
Слика 3.22 Инсталирани капацитети на соседните земји - Зелено сценарио GW	58
Слика 3.23 МК Увоз/извоз - Зелено сценарио	58
Слика 3.24 Мерит ордер крива во Северна Македонија во 2040 година - Референтно сценарио	59
Слика 3.25 Мерит ордер крива во Северна Македонија во 2040 година - Зелено сценарио.....	59
Слика 3.26 Снабдување со лигнит и цена на лигнитот	59
Слика 3.27 Користење и расположливост на рудниците за лигнит.....	60
Слика 3.28. Потрошувачка на гас по сектори	60
Слика 3.29 Потрошувачка на нафтени продукти по горива.....	61
Слика 3.30 Производство на електрична енергија според технологиите на ОИЕ	62
Слика 3.31 Инсталирани капацитети на ОИЕ што се финансиски поддржани	62
Слика 3.32 Производство на електрична енергија според типот на технологија	63
Слика 3.33 Инсталиран капацитет според типот на технологија	63
Слика 3.34 Влијание на цената на CO ₂ на централите на јаглен - Референтно сценарио.....	64
Слика 3.35 Влијание на цената на CO ₂ на централите на јаглен – Сценарио за умерена транзиција	64
Слика 3.36 Намалување на емисиите на CO ₂ по сектор	64
Слика 3.37 Емисии на стакленички гасови по сектори и цели во 2030 и 2040 година според сценаријата	64
Слика 3.38 Бруто потрошувачка на финална енергија од ОИЕ за греење и ладење	65
Слика 3.39 Потрошувачка на финална енергија од ОИЕ во транспортот.....	65
Слика 4.1 Опции за финансирање во енергетскиот сектор за Северна Македонија (илустративно)	69
Слика 4.2 Капитални инвестиции кои се плаќаат веднаш (overnight) по категорија - Референтно сценарио, 2019 - 2040, мил. ЕУР	70
Слика 4.3 Капитални инвестиции кои се плаќаат веднаш (overnight) по категорија - сценарио за Умерена транзиција, 2019 - 2040, мил. ЕУР.....	70
Слика 4.4 Капитални инвестиции кои се плаќаат веднаш (overnight) по категорија - Зелено сценарио, 2019 - 2040, мил. ЕУР	70
Слика 4.5 Раководна структура за спроведување на Стратегијата	71
Слика 5.1 Рамка за моделирање на Стратегијата.....	76
Слика 5.2 Преглед на сценарија за развој на македонскиот енергетски систем до 2040 година	77
Слика 5.3 Моделирање на енергетски извори.....	77
Слика 5.4 Проекции на БДП на Северна Македонија.....	78
Слика 5.5 Раст на населението на Северна Македонија	78
Слика 5.6 Потрошувачка на примарна и финална енергија – BAU сценарио, 2018 – 2040 година, Mtoe	78
Слика 5.7 GHG емисии – BAU сценарио, 2012 – 2040 година, CO ₂ -eq	78
Слика 5.8 Преглед на постојното портфолио за производство на електрична енергија, 2017 година	79
Слика 5.9 Потенцијални опции за производствени капацитети	79
Слика 5.10 Проекции на цената на гасот, 2018 – 2040 година.....	80
Слика 5.11 Проекции на цената на CO ₂ , 2018 – 2040 година.....	80

Слика 5.12 Проекции за снабдување со лигнит и цени.....	80
Слика 5.13 Проекција за достапноста на ОИЕ, хидро и ветер.....	81
Слика 5.14 Проекции за достапност на ОИЕ, соларна енергија, биогаз и биомаса.....	81
Слика 5.15. Енергетска структура на моделот MARKAL.....	82
Слика 5.16 Клучни компоненти на моделот MARKAL.....	83
Слика 5.17. Организација на страната на побарувачката на енергија.....	83
Слика 5.18 Профил на оптоварување по час, MW.....	84
Слика 5.19 Преглед на моделот на електрична енергија на Power2Sim.....	84
Слика 5.20 Инсталиран капацитет на Северна Македонија.....	85
Слика 5.21 Структура на моделот на електрична енергија.....	85
Слика 5.22 Развој на вкупната потрошувачка на корисна енергија.....	86
Слика 5.23 Развој на потрошувачката на корисна енергија во домаќинствата.....	86
Слика 5.24 Развој на транспортот (патнички + товарен).....	87
Слика 5.25 Развој на патничкиот транспорт.....	87
Слика 5.26 Потрошувачка на корисна наспроти финална енергија во индустрискиот сектор, по сценарио.....	87
Слика 5.27 Потрошувачка на финална енергија по горива - индустрија.....	88
Слика 5.28 Потрошувачка на финална енергија според потсектори - индустрија.....	88
Слика 5.29 Потрошувачка на финална енергија по горива - домаќинства.....	89
Слика 5.30 Потрошувачка на финална енергија според потсектори - домаќинства.....	89
Слика 5.31 Потрошувачка на корисна наспрема финална енергија во комерцијалниот сектор, по сценарио.....	90
Слика 5.32 Потрошувачка на финална енергија по горива – комерцијален сектор.....	90
Слика 5.33 Потрошувачка на финална енергија според потсектори – комерцијален сектор.....	90
Слика 5.34 Потрошувачка на финална енергија по горива – транспорт.....	91
Слика 5.35 Потрошувачка на финална енергија според потсектор – транспорт.....	91
Слика 5.36 Потрошувачка на финална енергија по горива - земјоделство.....	92
Слика 5.37 Потрошувачка на јаглен по сектори.....	92
Слика 5.38 Потрошувачка на нафта и нафтени продукти по сектори.....	93
Слика 5.39 Нето-увоз по горива.....	93
Слика 5.40 Примарни трошоци за енергенти.....	94
Слика 5.41 Хидроелектроцентрали + други ОИЕ.....	94
Слика 5.42 Потрошувачка на биомаса.....	95
Слика 5.43 Пресек на развој на пазарот на електрична енергија во Северна Македонија.....	95
Слика 5.44 Развој на потрошувачката ¹ на електрична енергија.....	96
Слика 5.45 Највисока побарувачка на електрична енергија.....	96
Слика 5.46 Развој на нето инсталираниот капацитет – Референтно сценарио, 2017-2040 година.....	96
Слика 5.47 Престанување со работа на производствени капацитет – Референтно сценарио.....	97
Слика 5.48 Планирани клучни инвестиции во производствени капацитети – Референтно сценарио.....	97
Слика 5.49 Развој на вкупното нето комбинирано производство - Референтно сценарио, 2017-2040 година.....	97
Слика 5.50 Развој на производство од лигнит во Северна Македонија, 2017-2040 година.....	98
Слика 5.51 Земјите што денес го усвојуваат ETS и просечните спецификации на портфолиото во регионот, 2017 година.....	98
Слика 5.52 Развој на нето инсталираниот капацитет – Сценарио на умерена транзиција сценарио, 2017-2040 година.....	99
Слика 5.53 Престанување со работа на производствени капацитети – Сценарио на умерена транзиција.....	99
Слика 5.54 Планирани клучни инвестиции во производствени капацитети – Сценарио на умерена транзиција.....	99
Слика 5.55 Развој на вкупното комбинирано нето производство – Сценарио за умерена транзиција, 2017-2040 година.....	100
Слика 5.56 Развој на нето инсталираниот капацитет – Зелено сценарио, 2017 – 2040 година.....	100
Слика 5.57 Престанување со работа на производствени капацитети – Зелено сценарио.....	101
Слика 5.58 Планирани клучни инвестиции во производствени капацитети – Зелено сценарио.....	101
Слика 5.59 Развој на вкупното комбинирано нето производство – Зелено сценарио, 2017-2040 година.....	101
Слика 5.60 Развој на увоз/извоз во Северна Македонија.....	102
Слика 5.61 Мерит ордер крива во 2020 година во Северна Македонија – Референтно сценарио.....	102
Слика 5.62 Развој на увоз/извоз во Северна Македонија – Референтно сценарио.....	103
Слика 5.63 Инсталирани капацитети на соседните земји – Референтно сценарио, GW.....	103
Слика 5.64 Развој на балансот на увоз/извоз во Северна Македонија – Референтно сценарио, TWh.....	103
Слика 5.65 Развој на увоз/извоз во Северна Македонија – Сценарио за умерена транзиција.....	104
Слика 5.66 Инсталирани капацитети на соседните земји – Сценарио за умерена транзиција, GW.....	104
Слика 5.67 Развој на балансот на увоз/извоз во Северна Македонија – Сценарио за умерена транзиција, TWh.....	104
Слика 5.68 Развој на балансот на увоз/извоз во Северна Македонија – Зелено сценарио.....	105
Слика 5.69 Инсталирани капацитети на соседните земји – Зелено сценарио, GW.....	105
Слика 5.70 Развој на увоз/извоз во Северна Македонија – Зелено сценарио, TWh.....	105
Слика 5.71 Проектирани цени на електрична енергија на пазарот на големо ¹ – Референтно сценарио.....	106
Слика 5.72 Проектирани цени на електрична енергија на пазарот на големо ¹ – Сценарио за умерена транзиција.....	106
Слика 5.73 Проектирани цени на електрична енергија на пазарот на големо ¹ – Зелено сценарио.....	107
Слика 5.74 Развој на емисии на CO ₂	107
Слика 5.75 Развој на емисиите од локалните загадувачи.....	107

ПРИЛОГ 5 - ЛИСТА НА ТАБЕЛИ

Табела 1.1 Постојни интерконекциски линии со соседните земји и 5-год. инвестициски план на МЕРСО	21
Табела 1.2 Планирани интерконекции за природен гас.....	24
Табела 3.1 Хоризонтални мерки	50
Табела 3.2 Енергетска ефикасност во згради.....	51
Табела 3.3 Енергетска ефикасност во јавен сектор	52
Табела 3.4 Енергетска ефикасност во индустрија	53
Табела 3.5 Енергетска ефикасност во транспорт.....	53
Табела 3.6 Промоција на ефикасно греење и ладење	55
Табела 3.7 Енергетска трансформација, пренос, дистрибуција и одговор на побарувачката	56