

Долгорочни прогнози за потребите од електрична енергија и моќност – 2019

октомври, 2019

Наслов: Долгорочни прогнози за потребите од електрична енергија
и моќност – 2019

Автори: Служба за стратешко планирање и развојни анализи

Содржина

1. ВОВЕД.....	3
2. КАТЕГОРИИ НА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И МОЌНОСТ И МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ДОЛГОРОЧНА ПРОГНОЗА	4
2.1. КАТЕГОРИИ НА БИЛАНСОТ НА ПРОИЗВОДСТВОТО И ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА СЕВЕРНА МАКЕДОНИЈА.....	4
2.2. КАТЕГОРИИ ВО БИЛАНСОТ НА МОЌНОСТИ ВО РЕПУБЛИКА СЕВЕРНА МАКЕДОНИЈА.....	5
2.3. МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРОГНОЗА НА ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИТЕ БИЛАНСИ	6
3. СТАТИСТИЧКА ОБРАБОТКА НА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И МОЌНОСТ ЗА ИЗМИНАТИОТ ПЕРИОД.....	8
3.1. ПОДАТОЦИ ЗА ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И КАРАКТЕРИСТИКИТЕ НА ПОТРОШУВАЧКАТА ЗА ИЗМИНАТИОТ ПЕРИОД	8
3.2. БИЛАНС НА МОЌНОСТ ЗА ИЗМИНАТИОТ ПЕРИОД.....	8
4. ПРОГНОЗА НА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И МОЌНОСТ	13
4.1. ПРОГНОЗА НА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА.....	13
4.1.1. СЦЕНАРИЈА ЗА ПОРАСТ НА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА СЕВЕРНА МАКЕДОНИЈА ДО 2040 ГОДИНА	13
4.1.2. СЦЕНАРИЈА ЗА ПОРАСТ НА ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА СЕВЕРНА МАКЕДОНИЈА ДО 2040 ГОДИНА	15
4.1.3. СЦЕНАРИЈА ЗА РАЗМЕНА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА СЕВЕРНА МАКЕДОНИЈА ДО 2040 ГОДИНА	25
4.1.4. СЦЕНАРИЈА ЗА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА СЕВЕРНА МАКЕДОНИЈА ДО 2040 ГОДИНА	26
4.2. ПРОГНОЗА НА БИЛАНСОТ НА МОЌНОСТ	29
5. ЗАКЛУЧОК.....	30
6. КОРИСТЕНА ЛИТЕРАТУРА.....	35

1. ВОВЕД

Операторите на преносните мрежи кои управуваат со преносните постројки и со електроенергетските системи (ЕЕС) во целина, имаат обврска да го планираат развојот на преносната мрежа која е под нивна надлежност, со цел да се задоволи сигурноста на работата и напојувањето на потрошувачите, доверливоста на системот, квалитетот на електрична енергија и овозможување на пазарните трансакции кои се случуваат помеѓу различни учесници на пазарот на електрична енергија.

За да може краткорочно, среднорочно и долгорочно да се планира работата на електропреносниот систем, како и да се одредат потребните инвестиции во изградба на нови преносни објекти и ревитализација на постоечките, операторите на електропреносниот систем мораат да ги прогнозираат трендовите во потрошувачката на електрична енергија, оптоварувањата во системите, можната изградба на нови електрични централи, како и планираното производство на постоечките електрични централи во различните временски периоди во иднината. Заради тоа, предвидувањето на идната потрошувачка на електрична енергија и карактеристиката на потрошувачката, како и предвидувањето на начините со кои таа потрошувачка долгорочно ќе се задоволи, претставуваат основа на планирањето на развојот на електропреносниот систем за кој е задолжен одреден оператор.

Во поглед на планирањето и изработката на билансот на производството и потрошувачката на електрична енергија и моќност, обврските на МЕПСО се дефинирани со Законот за енергетика (Законот), Мрежните правила за пренос на електрична енергија и со регулативата на ENTSO-E (анг. European Network of Transmission System Operators for Electricity).

Согласно Законот [1], МЕПСО како оператор на електропреносниот систем е одговорен за работата, одржувањето, развојот, поврзувањето со електропреносните системи на соседните земји и за обезбедување на долгорочната способност на системот за задоволување на разумните потреби за пренесување на електрична енергија.

Членот 83 пропишува дека МЕПСО е должен до 31 октомври секоја календарска година да достави до Министерството за економија и Регулаторна комисија за енергетика и водни услуги на Република Северна Македонија (РКЕ), едногодишни, петгодишни и десетгодишни прогнози за потребите од електрична енергија во Република Северна Македонија. Основните насоки за подготовка на прогнозите на билансот на електрична енергија и моќност се дадени во Мрежните правила.

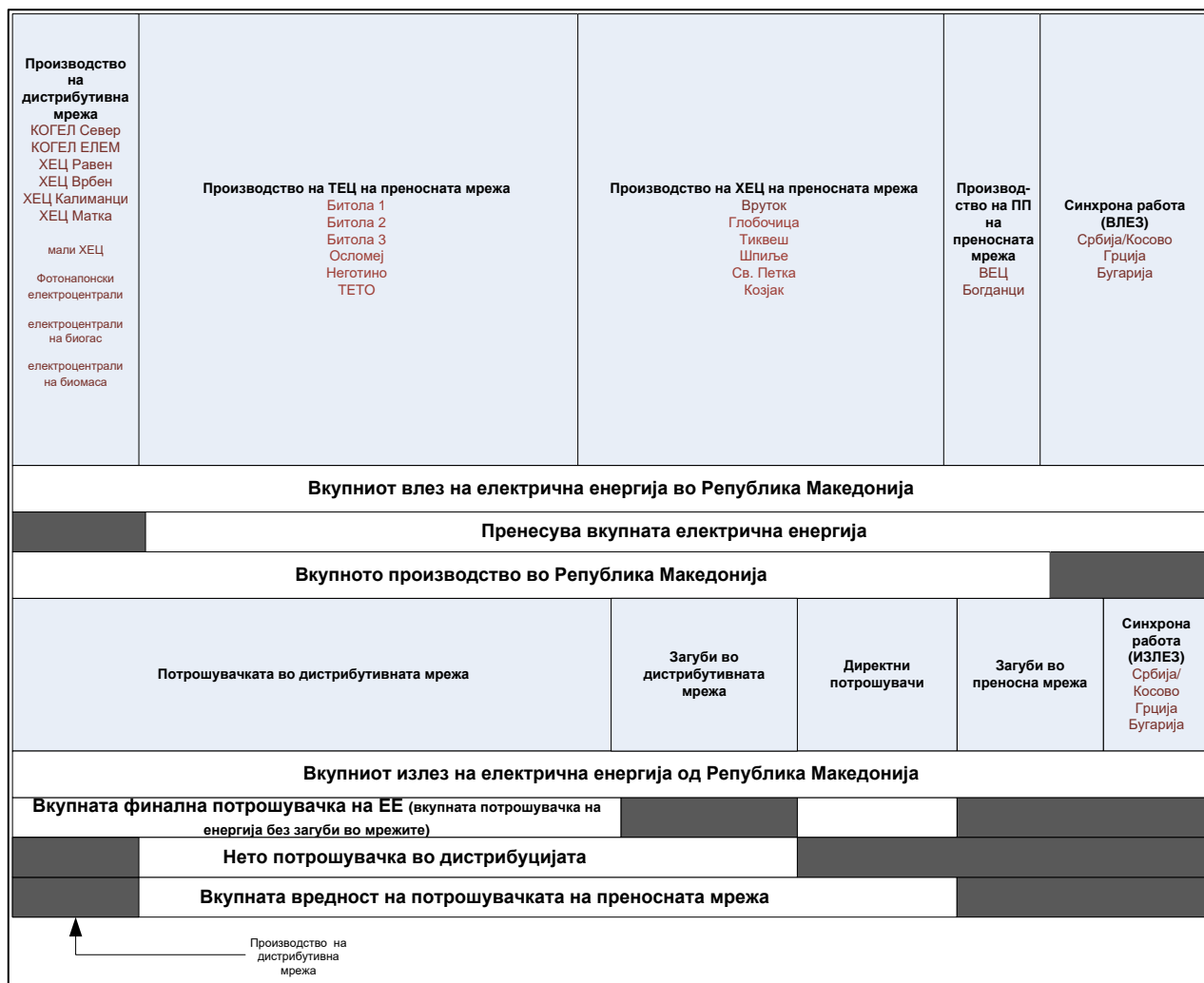
МЕПСО во 2017 година ги изработи и ги објави студиите: [8] „Студија за прогноза на биланс на електрична енергија и моќност за долгорочен период и анализа за адекватност на преносната мрежа на Република Северна Македонија“ и [7] „Концепти за развој на преносната мрежа во одделни региони за долгорочен период“.

Во рамките на Студијата за прогноза на билансот на електрична енергија и моќност за долгорочен период и анализа на адекватноста на преносната мрежа на Република Северна Македонија е направен избор на методологија за долгорочна прогноза на билансот на електрична енергија и моќност, статистичка обработка на билансот на електрична енергија и моќност за изминатиот период, и прогноза на билансот на електрична енергија и моќност. Оваа методологија, но со ажурирани подлоги според [4] е искористена за изработка на најновите Долгорочни прогнози за потребите од електрична енергија и моќност – 2019.

2. КАТЕГОРИИ НА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И МОЌНОСТ И МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ДОЛГОРОЧНА ПРОГНОЗА

2.1. КАТЕГОРИИ НА БИЛАНСОТ НА ПРОИЗВОДСТВОТО И ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА СЕВЕРНА МАКЕДОНИЈА

Во ова поглавје се прикажани поединечните категории на електроенергетскиот биланс на електрична енергија на Република Северна Македонија и се воспоставени односите помеѓу категориите кои моментално постојат во рамките на ЕЕС. Електроенергетскиот биланс кој моментално може да се воспостави во Република Северна Македонија, е прикажан на Слика 1.



Слика 1. Категории на билансот на електрична енергија во ЕЕС на Република Северна Македонија и меѓусебните односи помеѓу нив

При собирањето на податоците и составувањето на билансот на ЕЕС на Република Северна Македонија, нужен услов е вкупниот влез на електрична енергија во ЕЕС на Република Северна Македонија да биде еднаков на вкупниот излез. Под вкупен влез на електрична енергија се сметаат вкупното производство на сите електрични централи во Република Северна Македонија и влезот на електрична енергија од соседните ЕЕС-и, додека под вкупен излез се сметаат загубите во преносната и дистрибутивната мрежа, електрична енергија консумирана од страна на различните категории на потрошувачка и излезот на електрична енергија во насока на соседните ЕЕС-и.

Вкупниот влез на електрична енергија во ЕЕС на Република Северна Македонија, се состои од следниве категории:

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

Вкупниот излез на електрична енергија од ЕЕС на Република Северна Македонија се состои од следниве категории:

- Потрошувачка на ЕЕ на потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа.
- Потрошувачка на ЕЕ во дистрибутивната мрежа .
- Загубите во преносната мрежа.
- Загубите во дистрибутивната мрежа.
- Излез на ЕЕ кон соседните ЕЕС-и.

Вообичаено во земјите со изградени реверзибилни ХЕЦ (PXЕЦ), во вкупниот излез на електрична енергија од ЕЕС, се вклучува и дополнителна категорија на електрична енергија потребна за пумпен режим на PXЕЦ. Во случај на изградба на таков објект во Република Северна Македонија во иднина, потребно е да се земе предвид и оваа категорија на потрошувачка.

2.2. КАТЕГОРИИ ВО БИЛАНСОТ НА МОЌНОСТИ ВО РЕПУБЛИКА СЕВЕРНА МАКЕДОНИЈА

Во ова поглавје прикажани се поединечните категории на билансот на моќности во Република Северна Македонија, кои можат да се споредат со поедноставениот електроенергетски биланс на енергија во разгледуваниот момент (на пример времетраење од 1 час или пократко), при што истиот се однесува на карактеристичен ден во годината кој се избира за потребите на специфичните анализи (на пример потребниот развој на мрежата, анализа на работата на ENTSO-E интерконекциите, анализа на адекватноста на системот спрема ENTSO-E методологијата, пресметка на NTC вредностите, анализа на напонските состојби и друго).

Билансот на моќности вообичаено се изработува за часот во кој се случува максималното оптоварување во системот за разгледуваната година (P_{max}), но биланси можат да се изработуваат и за некои други карактеристични денови/часови, како што се:

- Часот на настанување на максималното месечно оптоварување за сите месеци во годината,
- Часот на настанување на максималното летно оптоварување,
- Часот на настанување на минималното годишно оптоварување,
- Трета среда во јануари во 11 часот (ENTSO-E зимски режим со врвни оптоварувања),
- Трета среда во јануари во 19 часот (ENTSO-E зимски режим со врвни оптоварувања),
- Трета среда во јули во 11 часот (ENTSO-E летен режим со врвни оптоварувања),
- Трета среда во јули во 4 часот (ENTSO-E режим со минимални оптоварувања),
- и други карактеристични денови спрема потребите на специфичните анализи.

За изработка на билансот на моќности за одреден разгледуван момент, потребно е да се соберат следниве податоци:

- Моќност на поединечните ТЕЦ приклучени на преносната мрежа во разгледуваниот момент ($P_{TEC,i}$),
- Моќност на поединечните ХЕЦ приклучени на преносната мрежа во разгледуваниот момент ($P_{HEC,i}$),
- Моќност на поединечните повластени производители (ВЕЦ) во разгледуваниот момент ($P_{PE,i}$ или $P_{VEC,i}$),
- Размена на моќности со соседните ЕЕС-и односно салдото увоз/извоз ($P_{размена}$),
- Нето моќности на поединечните ТС 110/x kV кои ја напојуваат дистрибутивната мрежа во разгледуваниот момент, вклучувајќи ги загубите во дистрибутивната мрежа, без моќностите на производството приклучено на дистрибутивната мрежа во разгледуваниот момент (P_i),
- Моќноста на поединечните ТС 110/x kV кои ги напојуваат потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа во разгледуваниот момент ($P_{дi}$),

- Загубите на моќност во преносната мрежа ($P_{\text{загуби_пренос}}$).

<p>Моќност на ТЕЦ на преносната мрежа Битола 1 Битола 2 Битола 3 Осломеј Неготино ТЕТО</p>	<p>Моќност на ХЕЦ на преносната мрежа Вруток Глобочица Тиквеш Шпиље Св. Петка Козјак</p>	<p>Моќност на ПП на преносната мрежа ВЕЦ Богданци</p>	<p>Синхрона работа (ВЛЕЗ-ИЗЛЕЗ) Србија/Косово Грција Бугарија</p>
<p>Вкупното производство и увоз</p>			
<p>Нето потрошувачка во дистрибуцијата и загуби во дистрибутивната мрежа (потрошувачка во дистрибуцијата + загуби во дистрибутивната мрежа – производство на дистрибутивна мрежа) ТС 110/x kV 1 ТС 110/x kV 2 ТС 110/x kV 3 ТС 110/x kV 4 ТС 110/x kV 5 ТС 110/x kV 6 ...</p>		<p>Директни потрошувачи ТС 110/x kV D1 ТС 110/x kV D2 ТС 110/x kV D3 ТС 110/x kV D4 ТС 110/x kV D5 ТС 110/x kV D6 ...</p>	<p>Загуби во преносна мрежа</p>
<p>Вкупната потрошувачка и загуби</p>			

Слика 2. Категории на билансот на моќности во преносната мрежа на Република Северна Македонија

За да биде задоволен билансот на моќности во разгледуваниот момент мора да важи равенката за еднаквост помеѓу вкупно производство и размената од една страна и потрошувачката во дистрибуцијата и директно приклучените потрошувачи, вклучувајќи ги и загубите во преносната мрежа, од друга страна:

$$P_{\text{ТЕЦ}} + P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ВЕЦ}} + P_{\text{размена}} = P_{\text{дистрибуција}} + P_{\text{директни}} + P_{\text{загуби_пренос}} \quad (1)$$

2.3. МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРОГНОЗА НА ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИТЕ БИЛАНСИ

При изработката на електроенергетските биланси, основна задача е да се прогнозира потрошувачката на електрична енергија во разгледуваниот период во иднината и начинот на задоволување со производство на електрична енергија од различни извори. Производството на електрична енергија во близок временски хоризонт може релативно точно да се предвиди, додека производството на електрична енергија во подалечен временски хоризонт зависи од условите на пазарот на електрична енергија кои не е возможно однапред да се предвидат, па затоа се развиваат неколку сценарија зависно од цената на горивото, емисијата на CO₂, интеграцијата на електрични централи на ОИЕ, хидролошките услови, како и други фактори на влијание. Прогнозата на

потрошувачката на електрична енергија е поголем предизвик при изработката на електроенергетските биланси во краткорочен, среднорочен и долгорочен период, бидејќи потрошувачката зависи од цела низа на фактори кои не е возможно да се предвидат, како што се:

1. **економски фактори:** зголемување или намалување на бројот на жители, движењето на бруто домашниот производ на одредена земја (БДП), структурата на стопанството, економските трендови, пазарните цени на електрична енергија и применетите тарифни методологии, растот на индустриското производство, развојот на поединечните индустриски гранки и друго.
2. **енергетски фактори:** гасификација на земјата, начинот на производство на топлинската енергија, енергетската ефикасност, уделот и довербата во производството (сигурното производство на кое може да се смета во разгледуваниот временски период), дисперзирано производство на електрична енергија и друго.
3. **останати фактори:** временските состојби за разгледуваниот период (температурата, ветерот, сончевото зрачење, влажноста), состојбата на пазарните производи кои во разгледуваната земја се произведуваат од страна на големите индустриски потрошувачи, стартувањето и стопирањето на производството на индустриските потрошувачи и друго.

Според податоците достапни во Стратегијата за енергетика на Република Северна Македонија (Стратегијата), [4], за претстојните краткорочни, среднорочни и долгорочни планирачки хоризонти во Република Северна Македонија се разгледани три сценарија за развој на производствениот профил и три трендовски промени на оптоварувањето (потрошувачката) во електроенергетскиот систем. Наведените сценарија го опфаќаат периодот од 2020 година до 2040 година каде импликациите од секое сценарио за развој на производствениот профил се разгледувани за секоја трендовска промена на оптоварувањето, со што се разгледуваат вкупно девет комбинации за балансирање на системот. Споредбено со досегашните долгорочни прогнози за потребите од електрична енергија и моќност во сегашната прогноза ќе се разгледаат нумеричките податоци достапни во Стратегијата [4]. Методологиите за изработка на сценаријата за развој на производствениот профил и трендовските промени на оптоварувањето се детално опишани во Стратегијата [4].

Прогнозата на идните енергетски потреби секогаш се прави врз основа на неколку сценарија. Секое сценарио претставува едно множество на претпоставениот развој на таа категорија од потрошувачката. Често анализите на идните можни правци на развојот на важните категории можат да се најдат во специјализираните студии или стратегии, како што се: студијата за развој на стопанството, демографската студија, студијата за развој на сообраќајот, студијата за развој на станбениот фонд и слично. Во случај за некој показател да нема официјални оценки на развојот, се прибегнува кон нејзина експертска проценка, најчесто со аналогича со земјите кои веќе го поминале тоа ниво на општествено-економски развој.

3. СТАТИСТИЧКА ОБРАБОТКА НА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И МОЌНОСТ ЗА ИЗМИНАТИОТ ПЕРИОД

Во [8] е направена детална статистичка обработка на сите поединечни категории кои се составен дел од билансот на електрична енергија и моќност за изминатиот период. Во рамките на ова поглавје е даден посебен осврт на податоците за потрошувачка на електрична енергија и карактеристиките на потрошувачката, билансот на потрошувачка на електрична енергија и моќност за изминатиот период.

3.1. ПОДАТОЦИ ЗА ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И КАРАКТЕРИСТИКИТЕ НА ПОТРОШУВАЧКАТА ЗА ИЗМИНАТИОТ ПЕРИОД

На Слика 3 е дадена вкупната потрошувачка на електрична енергија во Република Северна Македонија за периодот 2009 до 2018 година. Вкупната потрошувачка на електрична енергија во Република Северна Македонија, во периодот 2011 до 2018 година, вклучувајќи ги загубите во мрежите, континуирано опаѓала од вредност 9 TWh во 2011 до 7,2 TWh во 2018 година. Континуирано се намалувале загубите во преносната и дистрибутивната мрежа од 1,4 TWh во 2011 година до 1 TWh во 2018 година (намалување од 369 GWh во разгледуваниот период). Потрошувачката на електрична енергија бележи намалување од страна на директно приклучените потрошувачи на 110 kV мрежа (намалување од 2,3 TWh во 2011 година до 1 TWh во 2018 година). Потрошувачката на енергија кај корисниците приклучени на дистрибутивната мрежа во 2018 година изнесува 5,1 TWh и е намалена во однос на потрошувачката во 2011 година кога изнесувала 5,4 TWh.



Слика 3. Вкупна годишна потрошувачка на електрична енергија за периодот 2009-2018 година

Доколку се разгледува годишната потрошувачка на електрична енергија од страна на сите потрошувачи приклучени на 110 kV и дистрибутивната мрежа, а без загубите во преносот и дистрибуцијата, таквата потрошувачка се намалила од 7,6 TWh во 2011 година на 6,2 TWh во 2018 година (пад од околу 19 % за разгледуваниот период, односно во апсолутни бројки 1435 GWh), при што ниту една година не е забележан пораст на вкупната потрошувачка. Во Табела 1 е дадена вкупната годишна потрошувачка на електрична енергија за периодот 2009-2018 година, по различни категории.

Табела 1. Годишна потрошувачка на електрична енергија за периодот 2009-2018 година

Потрошувачка	Годишна потрошувачка на електрична енергија (GWh)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Приклучени на преносната мрежа 110 kV	1.311	1.732	2.256	1.967	1.961	1.987	1.672	1.254	1.012	1.073
Приклучени на дистрибутивен систем	5.283	5.167	5.359	5.254	5.029	4.974	5.183	5.128	5.251	5.107
Загуби во преносната мрежа	172	204	201	187	159	152	131	116	111	125
Загуби во дистрибутивниот систем	1.014	1.075	1.186	1.107	990	914	903	889	893	893
ВКУПНА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА	7.781	8.178	9.002	8.515	8.140	8.028	7.888	7.386	7.267	7.198

Вкупната потрошувачка на електрична енергија во Република Северна Македонија опаѓа првенствено поради намалувањето на потрошувачката на директно приклучените потрошувачи (големата индустрија), делумно и заради намалувањето на потрошувачката на останатите потрошувачи приклучени на дистрибутивната мрежа, но и заради намалувањето на загубите во дистрибутивната и преносната мрежа. Во последните неколку години се забележани различни трендови во потрошувачката на директните и дистрибутивните потрошувачи (кај едните опаѓа додека кај другите расте потрошувачката и обратно). На Слика 4 е прикажана потрошувачката на електрична енергија по различни категории.



Слика 4. Потрошувачка на електрична енергија по категории во ЕЕС за периодот 2009-2018 година

Во Табела 2 е дадена годишната потрошувачка на електрична енергија за разгледуваниот период од страна на големите индустриски потрошувачи, директно приклучени на мрежата 110 kV. Видлив е тренд на намалување на годишната потрошувачка кај големите потрошувачи. Последните две години Југохром Фероалојс ДОО скоро и да не работи. Од јануари 2013 година, како одговор на промените на глобалниот пазар на нафтни деривати, ОКТА се трансформираше од рафинерија во трговска компанија, со што се намалува потрошувачката на електрична енергија.

Табела 2. Годишна потрошувачка на електрична енергија на директно приклучените потрошувачи

Име	Годишна потрошувачка на електрична енергија (GWh)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Фени Индустри АД	486,52	580,36	770,39	870,59	792,04	716,92	685,65	439,18	333,79	403,49
Југохром Фероалојс ДОО	83,92	258,73	458,81	366,58	629,94	635,78	377,46	212,80	2,00	1,63
Цементарница Усје АД	82,49	90,09	103,67	86,21	83,37	73,31	77,37	97,40	99,84	102,63
Окта	58,35	57,83	52,97	31,27	16,26	9,61	7,42	6,30	6,08	5,00
Бучим ДООЕЛ Радовиш	84,83	99,28	97,40	112,54	115,93	113,92	121,38	119,10	116,24	112,77
ТЕ-ТО АД	-	1,33	4,11	2,87	2,21	2,72	2,87	2,70	2,21	2,80
Македонски Железници Транспорт	21,02	20,12	19,18	16,64	16,77	19,08	17,60	12,60	12,24	12,50
ТЕЦ Неготино	2,06	2,97	3,12	3,15	3,41	3,34	3,62	3,80	3,81	3,13
ВЕЦ Богданци	-	-	-	-	-	-	0,25	0,29	0,32	0,34
Рудници и електрани на АД ЕЛЕМ	222,08	155,34	166,01	163,04	156,27	192,71	198,54	144,21	148,47	142,96
МХК Злетово	0,36	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Макстил	181,51	215,39	268,43	159,49	81,05	132,54	104,35	136,45	204,00	197,00
Скопски легури	1,45	168,97	226,17	76,95	1,50	1,35	1,33	1,24	1,00	1,00
АРЦЕЛОРМИТТАЛ СКОПЈЕ	37,90	38,42	33,73	32,09	30,83	31,35	35,93	37,70	38,00	39,00
КОГЕЛ (сопствена потрошувачка)	-	-	0,13	0,22	0,16	0,14	0,29	0,34	0,35	7,64
Останати потрошувачи и АД ЕЛЕМ - подружница Енергетика	48,91	42,72	51,50	45,66	31,66	54,12	37,48	39,40	43,70	40,87
ВКУПНО	1.311,41	1.731,54	2.255,60	1.967,31	1.961,39	1.986,90	1.671,52	1.253,51	1.012,04	1.072,76

Вкупната промена во потрошувачката на електрична енергија на сите директно приклучени потрошувачи во периодот 2011–2018 година изнесува -1183 GWh.

Потрошувачката на сите потрошувачи директно приклучени на преносната мрежа во 2018 година е незначително зголемена за 60 GWh во однос на 2017 година кога е на најниско ниво досега од анализираните години.

Разгледувајќи ја дистрибутивната потрошувачка по поединечните категории на потрошувачи, најголемо намалување е забележано кај домаќинствата (-215 GWh во периодот 2011–2017, односно

намалување од 6 %). Директната потрошувачка на 35 kV и 10 kV напонско ниво значително не се променила, односно доаѓа до прераспределба на потрошувачката во овие две категории. Потрошувачите во категориите од првиот и вториот тарифен степен (објекти приклучени на низок напон со или без мерење на моќност) ја зголемиле потрошувачката во 2017 година (I тарифен степен) за околу 170 GWh во однос на 2011 година и ја намалиле во 2017 година (II тарифен степен) за околу 70 GWh во однос на 2011 година. Според тоа, може да се заклучи дека намалувањето на вкупната потрошувачката на електрична енергија во дистрибутивната мрежа во најголема мерка е резултат на помалата потрошувачка на домаќинствата во Република Северна Македонија. Причина за намалувањето на потрошувачката на електрична енергија во домаќинствата би било возможно да се открие со детална анализа на потрошувачката на сите енергенти, како и анализа на другите фактори на влијание, како што се: примената на мерките на енергетска ефикасност, промената на цената на електрична енергија, користењето на електрична енергија за греење и евентуалната замена на енергенти за таа намена, бројот на жители, развојот и други фактори.

Табела 3. Годишна потрошувачка на електрична енергија на дистрибутивните потрошувачи

Категорија	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
35 kV	104	105	104	101	104	103	104	93	95
35 kV директно приклучени	8	7	6	4	4	3	3	3	3
10 kV	730	729	762	762	772	738	743	765	783
Домаќинства	3.300	3.233	3.345	3.257	3.057	3.046	3.142	3.057	3.130
I тарифен степен	235	258	297	328	354	375	441	462	473
II тарифен степен	799	715	734	693	631	603	646	645	660
Јавно осветление	107	119	110	106	105	104	103	101	104
ВКУПНО	5.282	5.165	5.358	5.252	5.028	4.974	5.182	5.128	5.250

Според [8], во последните неколку години од Република Северна Македонија се иселиле преку 100 000 жители, што секако има влијание на намалувањето на потрошувачката на електрична енергија кај домаќинствата. Поради зголемувањето на цената на електрична енергија, укинувањето на дневната ниска тарифа во еден период од минатото, како и државни субвенции, дел од домаќинствата ја заменија електрична енергија за греење на домовите со дрва или со пелети (биомаса), што исто така влијае на намалувањето на вкупната потрошувачка во делот кај домаќинствата. Зголемувањето на цената на електрична енергија и/или промената на тарифниот систем, генерално секогаш има влијание на финалната потрошувачка на електрична енергија, бидејќи потрошувачите реагираат на порастот на цената и вкупните трошоци, на тој начин што порационално управуваат со потрошувачката, односно штедат електрична енергија (овој ефект се забележува и преку поместувањето на часот на настанување на врвното оптоварување во системот во 2015 година од зимски дневен период помеѓу 18 и 20 часот, на 24 часот, кога во 2015 година е забележано најголемото оптоварување во ЕЕС на Република Северна Македонија). На пазарот на електрични апарати и бела техника, во последните години се достапни електрични апарати со голема енергетска ефикасност (ознака A+, A++, A+++), што резултира со замена на неефикасните стари апарати со нови. Исто така во последните години во тек е замена на сијалиците со вжарено (метално) влакно со нови штедливи, LED и други видови на сијалици кои имаат многу помала потрошувачка на електрична енергија за истиот светлосен флуks. Сите овие фактори резултираат со намалување на потрошувачката на електрична енергија. Климатските услови во зимскиот период, кога електрична енергија се троши за греење на домашните простории, претставуваат значаен фактор кој ја одредува вкупната годишна потрошувачка на електрична енергија. Промените во годишната потрошувачка на домаќинствата, можат исто така да се објаснат и како последица на температурните разлики во зимските месеци помеѓу разгледуваните години. Во сите овие фактори треба да се бараат можните причини за намалувањето на потрошувачката на електрична енергија во домаќинствата во Република Северна Македонија.

3.2. БИЛАНС НА МОЌНОСТ ЗА ИЗМИНАТИОТ ПЕРИОД

Во ова поглавје е опишан билансот на моќност врз основа на диспечерските извештаи во последните пет години, за денови на настанување на врвното оптоварување во периодот 2014 – 2018 година.

Анализираните диспечерски извештаи се составени од: часовното производство на ХЕЦ и ТЕЦ за разгледуваните денови, часовното производство на ВЕЦ Богданци, напоните на 400 kV и 110 kV собирници на одредени трансформаторски станици (Битола 2, Вруток, Глобочица, Кавадарци, Штип, Југохром, Скопје 5 и Дуброво), часовната потрошувачка на директно приклучените потрошувачи на 110 kV мрежа, часовните размени со соседните земји и часовниот конзум со планираниот и реализираниот регулациски тотал. Диспечерските податоци не го содржат часовното производство на електричните центри приклучени на дистрибутивна мрежа за разгледуваните часови, па тоа е проценето, врз основа на разликата помеѓу системскиот максимум и максималното оптоварување на ниво на преносната мрежа, кои се прикажани во диспечерските извештаи.

Максималните оптоварувања на системот во разгледуваниот период, се постигнати во следниве денови и часови:

- 2014 година: врвно оптоварување со вредност 1503 MW, 31. 12. (среда), 18 часот;
- 2015 година: врвно оптоварување со вредност 1439 MW, 08. 01. (четврток), 24 часот;
- 2016 година: врвно оптоварување со вредност 1457 MW, 21. 01. (четврток), 19 часот;
- 2017 година: врвно оптоварување со вредност 1514 MW, 11. 01. (среда), 23 часот;
- 2018 година: врвно оптоварување со вредност 1388 MW, 23. 12. (недела), 18 часот.

Табела 4. Врвно оптоварување во ЕЕС на Република Северна Македонија во периодот 2014 – 2018

	Зимски максимум на оптоварување (MW)					
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Зимски максимум (систем)	1,527	1,503	1,439	1,457	1,514	1,442
Фактор на оптоварување (%)	60.85%	60.99%	62.57%	57.87%	54.79%	56.98%
Зимски максимум (преносна мрежа)	1,497	1,473	1,407	1,392	1,454	1,388
Загуби во пренос (2%)	29.9	29.5	28.1	28	29	28
оптоварување (дистрибуција + директна)	1,467	1,443	1,378	1,364	1,425	1,360
размена	591	637	624	155	351	318
производство	906	836	782	1,226	1,249	1,170

Во разгледуваниот период системскиот максимум е регистриран во декември и јануари, во периодот од 18 - 24 часот. Поместувањето на часот на настанување на врвното оптоварување спрема ноќните часови веројатно е последица на укинувањето на ниската дневна тарифа за домаќинствата во 2014 година. Сепак, и покрај враќањето на ниската дневна тарифа од октомври 2017 година, навиките на домаќинствата остануваат непроменети односно поголемо количество електрична енергија трошат во попладневните и ноќните часови. Во 2018 производството на електричните централите на дистрибутивната мрежа во разгледуваните часови е проценето на 58 MW од кои 18 MW е производство од мали ХЕЦ, 6 MW од електрични центри на биогаз, а 30 MW производство од комбинирани постројки.

Во оптоварувањето на ниво на преносната мрежа во 2018 година најголемо учество имале потрошувачите приклучени на дистрибутивната мрежа (околу 87 %, 1213 MW), потоа директно приклучените потрошувачи на 110 kV мрежа (околу 11 %, 147 MW) и околу 2 % се загубите на преносната мрежа.

Табела 5. Ангажираност на електричните центри во часот на настанување на врвното оптоварување во ЕЕС во периодот 2014 – 2018

Тип на електрична централа и размена	Зимски максимум на оптоварување (MW)				
	2014	2015	2016	2017	2018
ТЕЦ	333	331	745	748	817
ХЕЦ	467	449	386	323	238
ВЕЦ	36	3	31	32	15
Размена	637	624	231	231	318

Во вкупното оптоварување од директните потрошувачи, согласно диспечерските извештаи, најголемо учество имале Фени Индустри АД и ЕЛЕМ Енергетика (околу 50 MW). Вкупниот конзум на ниво на преносната мрежа е покриен со ангажирање на електричните центри и со увоз од соседните системи, како што е прикажано во Табела 5. Во покривањето на врвното оптоварување во 2018 година

ТЕЦ учествувале со ангажираност од 58.86 % од вкупното оптоварување, ХЕЦ со 17,15 %, ВЕЦ со 1,08 %, додека увозот е 22,91 % од вкупниот конзум (оптоварување на ниво на преносна мрежа) за разгледуваниот час.

4. ПРОГНОЗА НА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И МОЌНОСТ

Прогнозата на билансот на електрична енергија и моќност во Република Северна Македонија за периодот до 2040 година е изработена со програмската алатка која е детално опишана во [8], а се базира на методологијата за прогноза опишана во глава 2. Билансите на електрична енергија и моќност се изработени за неколку различни сценарија на производство и потрошувачка на електрична енергија, кои се опишани во продолжение на ова поглавје, а резултатите се прикажани со табели и слики и опишани се во текстуалниот дел.

4.1. ПРОГНОЗА НА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

4.1.1. СЦЕНАРИЈА ЗА ПОРАСТ НА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА СЕВЕРНА МАКЕДОНИЈА ДО 2040 ГОДИНА

Прогнозата на билансот на електрична енергија во Република Северна Македонија до 2040 година е направена за категории на потрошувачката, опишани во поглавјето 2.1, врз основа на методологијата дефинирана во рамките на поглавјето 2.3:

- Потрошувачка на ЕЕ на потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа.
- Потрошувачка на ЕЕ во дистрибутивната мрежа.
- Загубите во преносната мрежа.
- Загубите во дистрибутивната мрежа.
- Пумпен режим на РХЕЦ.
- Излез на ЕЕ кон соседните ЕЕС-и.

Прогнозата на потрошувачката на ЕЕ во Република Северна Македонија е извршена со претпоставка за просечна стапката на раст на БДП од 3.3% во периодот до 2040 година, согласно Стратегијата за развој на енергетиката во Република Македонија [4]. Во врска со потрошувачката на електрична енергија дефинирани се три сценарија:

1. Референтно
2. Умерена транзиција
3. Зелено

Во Табела 6 се прикажани стапките на пораст на дистрибутивната потрошувачка за сите сценарија.

Табела 6. Годишни стапки на пораст на дистрибутивната потрошувачка на ЕЕ во РМ

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

Во трите сценарија за потрошувачката на електрична енергија додадени се нови директни потрошувачи кои ќе се приклучат директно на преносната мрежа. Се претпоставува дека постоечките директни потрошувачи ќе го одржуваат нивото од претходната разгледувана (измината) година. Новите директни потрошувачи со годината на приклучување на мрежа, оптоварувањето и планираната годишна потрошувачка се прикажани во Табела 7.

Табела 7. Нови директно приклучени потрошувачи

Година на приклучување на преносната мрежа	Име на потрошувач	Оптоварување	Потрошувачка
		[MW]	[GWh]
2020	Кранфилд	19	58,99
2025	Рудник Плавица	15	122,63
2030	Кранфилд	20	100

Потрошувачка на ЕЕ на потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа

Потрошувачката на големите индустриски потрошувачи приклучени на мрежата 110 kV претпоставува дека во планираниот период годишната потрошувачка на секој директен потрошувач во оваа категорија ќе се задржи на постигнатата од претходната година. Тоа би значело вкупна потрошувачка од 1,1 TWh за секоја година се до појавата на некој нов голем потрошувач во оваа категорија и влегување во работа на новите директни потрошувачи, со што потрошувачката од директни потрошувачи во 2025 година и после 2030 година би изнесувала 1.25 TWh, односно 1.35 TWh.

Потрошувачка на ЕЕ во дистрибутивната мрежа

Во Референтното сценарио, дистрибутивната потрошувачка би растела од вредност 5.35 TWh за 2020 година до вредност 8.68 TWh за 2040 година.

Во Сценарио за умерена транзиција, дистрибутивната потрошувачка би растела од вредност 5.23 TWh за 2020 година до вредност 7.6 TWh за 2040 година.

Во Зелено сценарио, дистрибутивната потрошувачка би растела од вредност 5.27 TWh за 2020 година до вредност 7.8 TWh за 2040 година.

Вкупната финална потрошувачка на ЕЕ

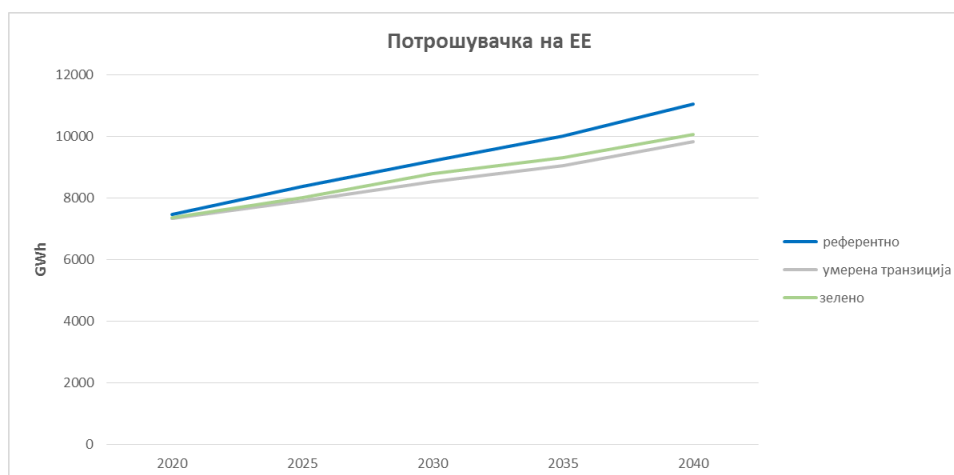
Вкупната финална потрошувачка на ЕЕ од страна на директно приклучените потрошувачи на 110 kV мрежа и дистрибутивните потрошувачи во РМ, за анализирани сценарија, е прикажана на Слика 5. Вкупната финална потрошувачка на ЕЕ согласно прикажаната прогноза се зголемува на следниве вредности:

Табела 8. Вкупна финална потрошувачка на ЕЕ

година	сценарија		
	референтно [TWh]	умерена транзиција [TWh]	зелено [TWh]
2020	6,48	6,36	6,40
2025	7,35	6,96	7,03
2030	8,17	7,60	7,82
2035	9,00	8,15	8,38
2040	10,03	8,95	9,15

Загуби во преносната мрежа

За Референтното сценарио, загубите во преносната мрежа би се зголемиле од 122 GWh во 2020 на 190 GWh во 2040 година, додека за Сценариото за умерена транзиција тие би се зголемиле од 120 GWh на 170 GWh во 2040 година, поради намалената потрошувачка во дистрибутивната мрежа. Во Зеленото сценарио, загубите во преносната мрежа се зголемуваат до вредност од 174 GWh во 2040 година.



Слика 5. Прогноза на финалната потрошувачка на електрична енергија до 2040 година

Загуби во дистрибутивната мрежа

Прогнозата на загубите во дистрибутивната мрежа¹ за Референтното сценарио, загубите во дистрибутивната мрежа за 2040 година би изнесувале 818 GWh, за Сценариото за умерена транзиција во 2040 година би изнесувале 716 GWh, и за Зелено сценарио за 2040 година загубите во дистрибутивна мрежа би изнесувале 735 GWh. Ваквото намалување на загубите во дистрибутивната мрежа се должи на намалувањето на потрошувачка на дистрибутивна мрежа како и зголеменото производство на мали електрични централи кои ќе се приклучат на дистрибутивната мрежа и локално ќе ги снабдуваат потрошувачите со електрична енергија, како и зголеменото ниво на енергетска ефикасност.

Вкупна потрошувачка на електрична енергија

Во Табела 9 е прикажана вкупната потрошувачка на електрична енергија зависно од разгледуваното сценарио на потрошувачката и развојот на производството во Република Северна Македонија.

Табела 9. Вкупната потрошувачка на електрична енергија

година	сценарија		
	референтно	умерена транзиција	зелено
	[TWh]	[TWh]	[TWh]
2020	7,46	7,32	7,35
2025	8,37	7,91	8,01
2030	9,20	8,54	8,80
2035	10,02	9,06	9,32
2040	11,05	9,84	10,06

4.1.2. СЦЕНАРИЈА ЗА ПОРАСТ НА ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА СЕВЕРНА МАКЕДОНИЈА ДО 2040 ГОДИНА

Прогнозата на производството на електрична енергија во Република Северна Македонија до 2040 година е направена за категории на производството, опишани во поглавјето 2.1, врз основа на методологијата дефинирана во рамките на поглавјето 2.3:

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

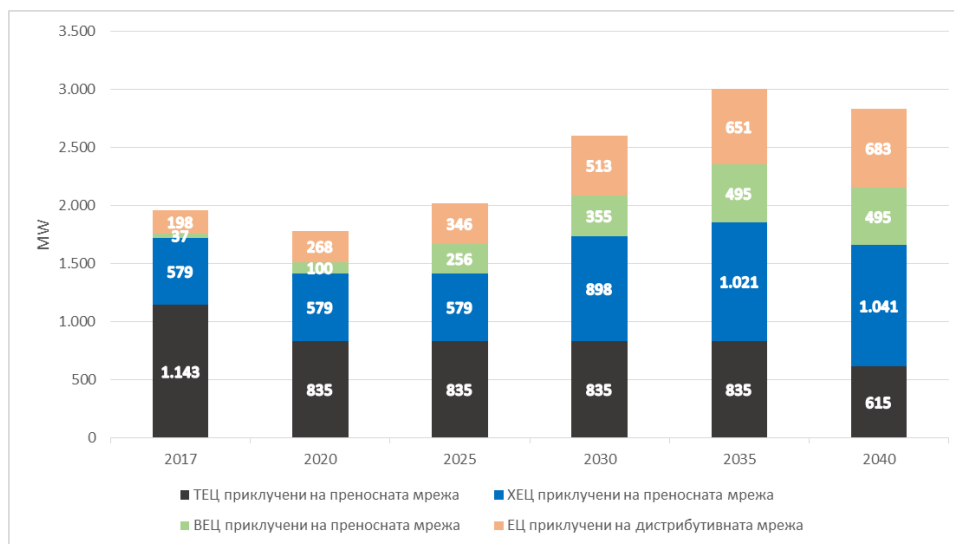
Прогнозата на производството е извршена за три сценарија на изградба на новите електрични централи:

- **Референтно**
- **Умерена транзиција**
- **Зелено**

¹ Спрема методологијата опишана во поглавјето 2.3, загубите во дистрибутивната мрежа се прогнозираат како просек во последните пет години (на пример во периодот 2011 – 2015, за прогнозата на загубите во 2016), на процентуално изразените загуби во однос на потрошувачката на ЕЕ од страна на дистрибутивните потрошувачи (апсолутната вредност на загубите во преносната мрежа / потрошувачка на дистрибутивните потрошувачи x 100 %), со претпоставка за намалување на така пресметаните загуби за 1 % годишно, заради очекуваните активности за намалување на загубите, се додека процентуално изразените загуби не достигнат вредност од 6 % во однос на дистрибутивната потрошувачка.

„Референтно“ сценарио

Во ова сценарио (Слика 6) се претпоставува пензионирање на ТЕЦ Осломеј со моќност од 100 MW во 2019 година која како гориво користи лигнит и пензионирање на ТЕЦ Неготино со моќност од 198 MW во 2020 година која како гориво користи мазут. Вкупниот исклучен капацитет во ова сценарио изнесува околу 300 MW, Табела 10. Во ова сценарио според Стратегијата за енергетика [4] е предвидена ревитализација на трите блокови на ТЕЦ Битола и тие ќе произведуваат по 1500 GWh годишно.



Слика 6. Инсталирана моќност според „референтно“ сценарио

Табела 10. Планирано излегување од работа на електрични централи според „референтно“ сценарио

ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ		Инсталирана моќност [MW]	Година на излегување од работа
ТЕЦ	Осломеј	100	2019
	Неготино	198	2020

До 2020 година во разгледуваното сценарио би се изградиле ВЕЦ Богданци (втора фаза), ВЕЦ Крушево, СЕЦ Осломеј. Исто така во ова сценарио се планира до 2020 година да се приклучат нови мали ХЕЦ со инсталирана моќност од 32 MW, нови СЕЦ со инсталирана моќност од 30 MW и нови електрични централи на биомаса и биогаз со инсталирана моќност од 8 MW.

До 2025 година во разгледуваното сценарио на преносната мрежа би се приклучиле ВЕЦ Миравци и ВЕЦ Богословец и СЕЦ Битола 1 и 2, како и дополнителни нови ВЕЦ со вкупна инсталирана моќност од 50 MW. Според ова сценарио се предвидуваат нови СЕЦ без и со поддршка, нови мали ХЕЦ и електрични централи на биомаса и биогаз со вкупна инсталирана моќност од 78 MW.

До 2030 година ова сценарио предвидува приклучок на ХЕЦ Градец, ХЕЦ Велес и проектот Вардарска долина, како и изградба на каналот Вардар - Теново со кој ќе се зголеми производството на ХЕЦ Козјак, Св. Петка и Матка за дополнителни 140 GWh. Се очекува приклучок на ВЕЦ Демир Капија кој ќе биде составен од 3 ветерни паркови (Дрен, Копришница и Петрово) со вкупна инсталирана моќност од 99 MW, како и нови СЕЦ со поддршка, со вкупна инсталирана моќност од 80 MW. Дополнително нови мали ХЕЦ, СЕЦ без поддршка и централи на биомаса и биогаз со вкупна инсталирана моќност од 171 MW.

Во ова сценарио до 2035 година е предвидено приклучување на ХЕЦ Чебрен (123 MW), зголемување на инсталираниот капацитет на СЕЦ Осломеј и СЕЦ Битола како и приклучок на нови сончеви електрични централи поврзани со поддршка со вкупна инсталирана моќност од 100 MW. Дополнително ќе се приклучат нови мали ХЕЦ, СЕЦ без поддршка и централи на биомаса и биогаз со вкупна инсталирана моќност од 138 MW.

До 2040 година ова сценарио предвидува приклучок на ХЕЦ Глобочица 2, нови ВЕЦ со инсталирана моќност од 195 MW како и нови СЕЦ со инсталирана моќност од 87 MW. Дополнителни нови мали ХЕЦ и СЕЦ без поддршка со вкупна инсталирана моќност од 32 MW.

Вкупната инсталирана моќност на новите електрични централи предвидени во ова сценарио изнесува 1817 MW. Новите електрични централи распределени по година на влегување во погон се прикажани во Табела 11.

Табела 11. Планирана изградба на нови електрични централи „референтно“ сценарио

ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ		Инсталирана моќност [MW]	Пуштање во работа
ХЕЦ	ХЕЦ Градец	55	2030
	ХЕЦ Велес	93	2030
	ХЕЦ Чебрин	123	2037
	ХЕЦ Глобочица 2	20	2037
	канал Козјак - Теново	0*	2030
	Вардарска долина	171	2030
ВЕЦ	ВЕЦ Богданци	13.2	2020
	ВЕЦ Миравци	50	2025
	ВЕЦ Демир Капија	99	2026
	ВЕЦ Крушево	20	2020
	ВЕЦ Богословец	36	2025
СЕЦ	СЕЦ Осломеј	30	2020
	СЕЦ Битола	20	2022
	СЕЦ Осломеј 4	60	2031
	СЕЦ Битола 3	80	2031
Нови дополнителни централи	СЕЦ, со поддршка	80	2025 - 2030
		100	2030 - 2035
		87	2035 - 2040
	ВЕЦ	50	2020 - 2025
		195	2030 - 2040
	мали ХЕЦ	32	2019 - 2020
		10	2020 - 2025
		8	2025 - 2030
		4	2030 - 2035
	СЕЦ, без поддршка	12	2035 - 2040
		30	2019 - 2020
		60	2020 - 2025
		160	2025 - 2030
	биогаз и биомаса	130	2030 - 2035
		20	2035 - 2040
		8	2019 - 2020
		8	2020 - 2025
3		2025 - 2030	
	4	2030 - 2035	
	0	2035 - 2040	
Вкупно нови		1817 MW	
*зголемување на производство на ХЕЦ Козјак, ХЕЦ Св.Петка и ХЕЦ Матка за 140 GWh			

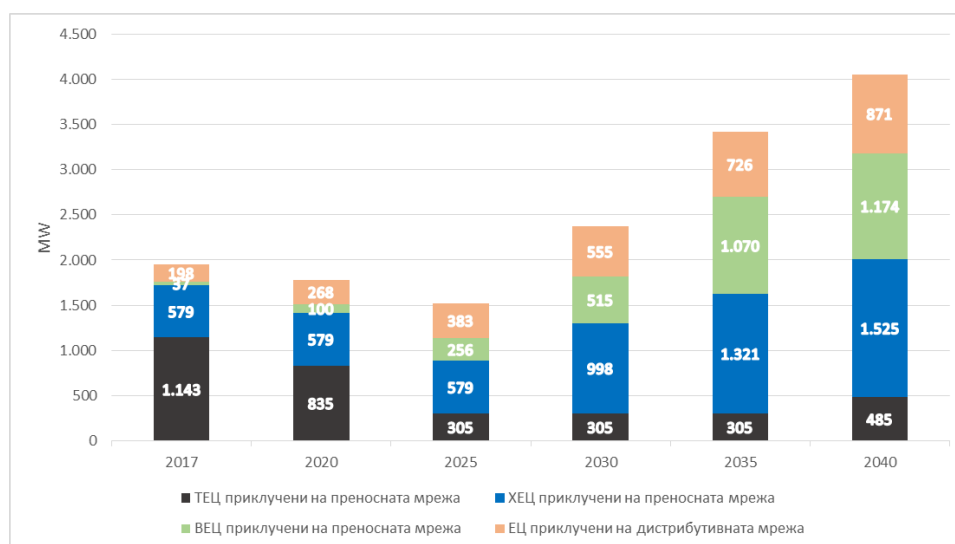
„умерена транзиција“ сценарио

Во ова сценарио се претпоставува пензионирање на ТЕЦ Осломеј со моќност од 100 MW во 2019 година која како гориво користи лигнит, пензионирање на ТЕЦ Неготино со моќност од 198 MW во 2020 година која како гориво користи мазут и пензионирање на ТЕЦ Битола со моќност од 636 MW во 2025 година која како гориво користи лигнит, Табела 12. Вкупниот исклучен капацитет во ова сценарио изнесува 934 MW.

Табела 12. Планирано излегување од работа на електрични централи „умерена транзиција“ сценарио

ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ		Инсталирана моќност [MW]	Година на излегување од работа
ТЕЦ	Осломеј	100	2019
	Неготино	198	2020
	Битола	636	2025

До 2040 година вкупната инсталирана моќност на новите електрични централи приклучени на преносна мрежа според ова сценарио ќе изнесува 2537 MW.



Слика 7. Инсталирана моќност според сценарио „умерена транзиција“

До 2020 во ова сценарио се разгледува изградба на ВЕЦ Богданци (втора фаза) и ВЕЦ Крушево како и изградба на СЕЦ Осломеј кои ќе бидат поврзани на преносна мрежа. Во ова сценарио ќе се приклучат нови мали ХЕЦ со инсталирана моќност од 32 MW и нови СЕЦ без поддршка со вкупна моќност од 90 MW. Исто така се предвидува изградба на нови централи на биомаса и биогаз со моќност од 8 MW.

До 2025 година би се изградиле една нова ТЕЦ 1 на гас со инсталирана моќност од 85 MW, СЕЦ Битола, ВЕЦ Миравци и Богословец, како и нови ВЕЦ на преносна мрежа со вкупна моќност од 50 MW. Ќе се инсталираат нови мали ХЕЦ, СЕЦ и централи на биомаса и биогаз со вкупна инсталирана моќност од 110 MW.

Според стратегијата за енергетика [4], до 2030 година во ова сценарио би се изградиле ХЕЦ Градец, ХЕЦ Велес и Вардарска долина. На преносна мрежа исто така би се приклучиле и ВЕЦ Демир Капија која е составена од три ветерни паркови (Дрен, Копришница, Петрово) како и нови СЕЦ со вкупна моќност од 160 MW. Ќе се приклучат нови мали ХЕЦ, СЕЦ и централи на биомаса и биогаз со вкупна инсталирана моќност од 177 MW.

Ова сценарио до 2035 година предвидува приклучување на ХЕЦ Чебрин како и изградба на нови ВЕЦ со моќност од 295 MW. На преносна мрежа исто така би се приклучиле и СЕЦ Осломеј 4, СЕЦ Битола 3 како и нови СЕЦ со моќност од 120 MW. Предвидено е приклучување на дополнителни нови мали ХЕЦ, СЕЦ и централи на биомаса и биогаз со вкупна инсталирана моќност од 171 MW.

До 2040 година во ова сценарио дополнително би се изградиле ТЕ-ТО 1 и ТЕ-ТО 2 кои ќе работат на гас и ХЕЦ Глобочица 2. Ќе се приклучат и дополнителни нови СЕЦ со поддршка со инсталирана моќност од 104 MW нови мали ХЕЦ и СЕЦ без поддршка со вкупна инсталирана моќност од 145 MW.

Табела 13. Планирана изградба на нови електрични центри „умерена транзиција“ сценарио

ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ		Инсталирана моќност [MW]	Пуштање во работа
ТЕЦ	ТЕЦ 1 на гас	85	2025
	ТЕТО 1 на гас	119	2039
	ТЕТО 2 на гас	61	2040
ХЕЦ	ХЕЦ Градец	55	2030
	канал Козјак - Теново	0*	2030
	ХЕЦ Велес	93	2030
	ХЕЦ Чебрин	123	2037
	ХЕЦ Глобочица 2	20	2037
	Вардарска долина	171	2030
ВЕЦ	ВЕЦ Богданци II	13.2	2020
	ВЕЦ Миравци	50	2025
	ВЕЦ Демир Капија	99	2026
	ВЕЦ Крушево	20	2020
	ВЕЦ Богословец	36	2025
СЕЦ	СЕЦ Осломеј	30	2020
	СЕЦ Битола	20	2022
	СЕЦ Осломеј 4	60	2031
	СЕЦ Битола 3	80	2031
Нови дополнителни центри	СЕЦ, со поддршка	160	2025 - 2030
		120	2030 - 2035
		104	2035 - 2040
	ВЕЦ	50	2020 - 2025
		295	2030 - 2040
	мали ХЕЦ	32	2019 - 2020
		10	2020 - 2025
		4	2025 - 2030
		4	2030 - 2035
		12	2035 - 2040
		СЕЦ, без поддршка	30
	90		2020 - 2025
	160		2025 - 2030
	160		2030 - 2035
	биогаз и биомаса	133	2035 - 2040
		8	2019 - 2020
10		2020 - 2025	
13		2025 - 2030	
7		2030 - 2035	
	0	2035 - 2040	
Вкупно нови		2537 MW	
*зголемување на производство на ХЕЦ Козјак, ХЕЦ Св.Петка и ХЕЦ Матка за 140 GWh			

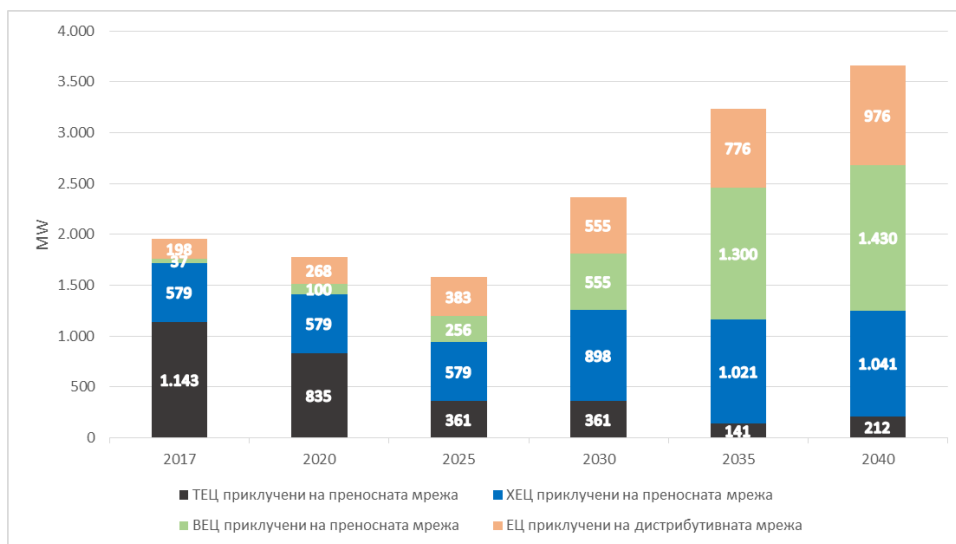
„зелено“ сценарио

Во ова сценарио според [4] е предвидено пензионирање на ТЕЦ Осломеј (2019), ТЕЦ Неготино (2020), ТЕЦ Битола (2025), ТЕ-ТО (2033), Когел (2033) и Енергетика (2033) со вкупна моќност од 1224 MW, како што е прикажано во Табела 14.

Табела 14. Планирано излегување од работа на електрични централи според сценарио „зелено“

ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ		Инсталирана моќност [MW]	Година на излегување од работа
ТЕЦ	Осломеј	100	2019
	Неготино	198	2020
	Битола	636	2025
	ТЕ-ТО(СНР)	230	2033
	Когел(СНР)	30	2033
	Енергетика(СНР)	30	2033

Вкупната моќност на нови електрични централи приклучени на електроенергетскиот систем до 2040 година би изнесувала 2845 MW.



Слика 8. Инсталирана моќност (MW) на електрични централи во „зелено“ сценарио

Во ова сценарио според Табела 15 до 2020 година е предвидено изградба на BEЦ Богданци (втора фаза), BEЦ Крушево и CEЦ Осломеј. Исто така според стратегијата за енергетика [4] ќе се приклучат дополнителни нови мали HEЦ, CEЦ и централи на биомаса и биогаз со вкупна моќност од 70 MW.

Според сценариото, до 2025 година ќе се приклучат ТЕЦ 1 која ќе работи на гас, BEЦ Миравци и Богословец, CEЦ Битола, како и нови BEЦ со инсталирана моќност од 50 MW. Исто така е предвидено да се приклучат дополнителни 110 MW од мали HEЦ, CEЦ и централи на биомаса и биогаз.

До 2030 година се очекува приклучување на HEЦ Градец, Велес и Вардарска долина, BEЦ Демир Капија, како и нови CEЦ со инсталирана моќност од 200 MW. Исто така е предвидено да се приклучат дополнителни 177 MW инсталиран капацитет од нови мали HEЦ, CEЦ и централи на биомаса и биогаз.

До 2035 година се очекува приклучување на HEЦ Чебрин, нови BEЦ со моќност од 445 MW, CEЦ Осломеј 4 и CEЦ Битола 3 и нови CEЦ со поддршка со моќност од 160 MW. Се очекува да се приклучат дополнителни нови мали HEЦ, CEЦ без поддршка и централи на биомаса и биогаз со моќност од 221 MW.

До 2040 година се очекува да влезат во работа TETO 1 и TETO 2 кои ќе работат на гас, HEЦ Глобочица 2, нови CEЦ со моќност од 130 MW како и дополнителни мали електрични централи со моќност до 200 MW.

Табела 15. Планирана изградба на електрични централи („зелено“ сценарио)

ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ		Инсталирана моќност [MW]	Пуштање во работа
ТЕЦ	ТЕЦ 1 на гас	141	2025
	ТЕТО 1 на гас	64	2039
	ТЕТО 2 на гас	7	2040
ХЕЦ	ХЕЦ Градец	55	2030
	ХЕЦ Велес	93	2030
	ХЕЦ Чебрен	123	2037
	ХЕЦ Глобочица 2	20	2037
	канал Козјак - Теново	0*	2030
	Вардарска долина	171	2030
ВЕЦ	ВЕЦ Богданци II	13.2	2020
	ВЕЦ Миравци	50	2025
	ВЕЦ Демир Капија	99	2026
	ВЕЦ Крушево	20	2020
	ВЕЦ Богословец	36	2025
СЕЦ	СЕЦ Осломеј	30	2020
	СЕЦ Битола	20	2022
	СЕЦ Осломеј 4	60	2031
	СЕЦ Битола 3	80	2031
Нови дополнителни централи	СЕЦ, со поддршка	200	2025 - 2030
		160	2030 - 2035
		130	2035 - 2040
	ВЕЦ	50	2020 - 2025
		445	2030 - 2040
	мали ХЕЦ	32	2019 - 2020
		10	2020 - 2025
		4	2025 - 2030
		4	2030 - 2035
		12	2035 - 2040
		30	2019 - 2020
	СЕЦ, без поддршка	90	2020 - 2025
		160	2025 - 2030
		210	2030 - 2035
		188	2035 - 2040
	биогаз и биомаса	8	2019 - 2020
10		2020 - 2025	
13		2025 - 2030	
7		2030 - 2035	
0		2035 - 2040	
Вкупно нови		2845 MW	
*зголемување на производство на ХЕЦ Козјак, ХЕЦ Св.Петка и ХЕЦ Матка за 140 GWh			

Табела 16. Инсталирана моќност (MW) на електрични центри, зависно од анализираното сценарио (праг на преносна мрежа)

Година	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Сценарио	референтно					
Вкупно [MW]	1956	1782	2016	2601	3002	2834
ТЕЦ на преносна мрежа	1143	835	835	835	835	615
ХЕЦ на преносна мрежа	579	579	579	898	1021	1041
ВЕЦ и СЕЦ на преносна мрежа	37	100	256	355	495	495
ЕЦ на дистрибутивна мрежа	198	268	346	513	651	683
Сценарио	умерена транзиција					
Вкупно [MW]	1956	1782	1523	2373	3422	4055
ТЕЦ на преносна мрежа	1143	835	305	305	305	485
ХЕЦ на преносна мрежа	579	579	579	998	1321	1525
ВЕЦ и СЕЦ на преносна мрежа	37	100	256	515	1070	1174
ЕЦ на дистрибутивна мрежа	198	268	383	555	726	871
Сценарио	зелено					
Вкупно [MW]	1956	1782	1579	2469	3538	4143
ТЕЦ на преносна мрежа	1143	835	361	361	141	212
ХЕЦ на преносна мрежа	579	579	579	998	1321	1525
ВЕЦ и СЕЦ на преносна мрежа	37	100	256	555	1300	1430
ЕЦ на дистрибутивна мрежа	198	268	383	555	776	976

За сите анализирани сценарија на изградба на новите електрични центри и излегувањето од работа на постоечките електрични центри, прогнозираното производство на ТЕЦ е прикажано во Табела 17.

Табела 17. Производство на ЕЕ во ТЕЦ приклучени на преносната мрежа

Производство на ЕЕ во ТЕЦ приклучени на преносната мрежа					
	TWh				
сценарио	2020	2025	2030	2035	2040
„референтно“	5,28	5,33	5,34	5,34	4,74
„умерена транзиција“	5,28	1,59	1,60	1,60	3,40
„зелено“	5,28	1,59	1,60	1,00	2,80

Прогнозираното производство на ХЕЦ за анализирани сценарија, прикажано е во Табела 18. Производство на ХЕЦ за нормална хидролошка година, планирано е во следниве вредности:

Табела 18. Производство на ЕЕ во ХЕЦ приклучени на преносната мрежа

Производство на ЕЕ во ХЕЦ приклучени на преносната мрежа					
	TWh				
сценарио	2020	2025	2030	2035	2040
„референтно“	1,25	1,25	2,04	2,24	2,33
„умерена транзиција“	1,25	1,25	1,92	2,12	2,22
„зелено“	1,25	1,25	2,04	2,24	2,33

Производството на ВЕЦ и СЕЦ приклучени на преносна мрежа, планирано е во следниве вредности прикажани во

Табела 19.

Табела 19. Производство на ЕЕ од повластени производители (ВЕЦ и СЕЦ) приклучени на преносната мрежа

Производство на ЕЕ од повластени производители (ВЕЦ и СЕЦ) приклучени на преносната мрежа					
	TWh				
сценарио	2020	2025	2030	2035	2040
„референтно“	0,22	0,54	0,85	1,14	1,67
„умерена транзиција“	0,22	0,54	0,95	1,91	2,03
„зелено“	0,22	0,54	1,00	2,34	2,49

Производството на електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа е планирано во следниве вредности прикажани во Табела 20.

Табела 20. Производство на ЕЕ од електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

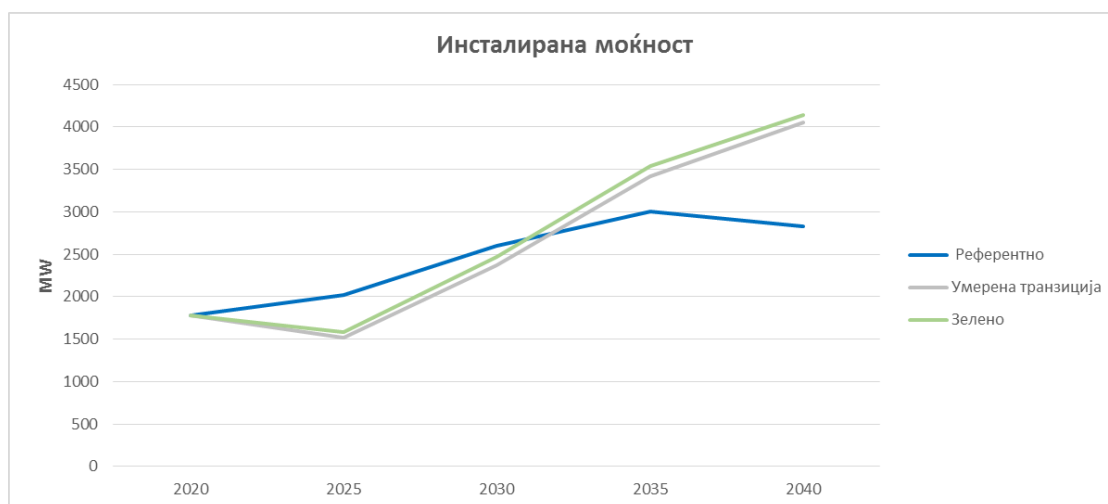
Производство на ЕЕ од електроцентрали приклучени на дистрибутивната мрежа					
	TWh				
сценарио	2020	2025	2030	2035	2040
„референтно“	0,61	0,76	1,00	1,19	1,25
„умерена транзиција“	0,61	0,82	1,06	1,30	1,49
„зелено“	0,61	0,82	1,08	1,38	1,64

Прогнозираното вкупно производство на електрични централи при нормална хидролошка година, за анализирани сценарија е прикажано во Табела 21 во продолжение. Производството на сите електрични централи, за нормална хидролошка година е планирано во следниве вредности:

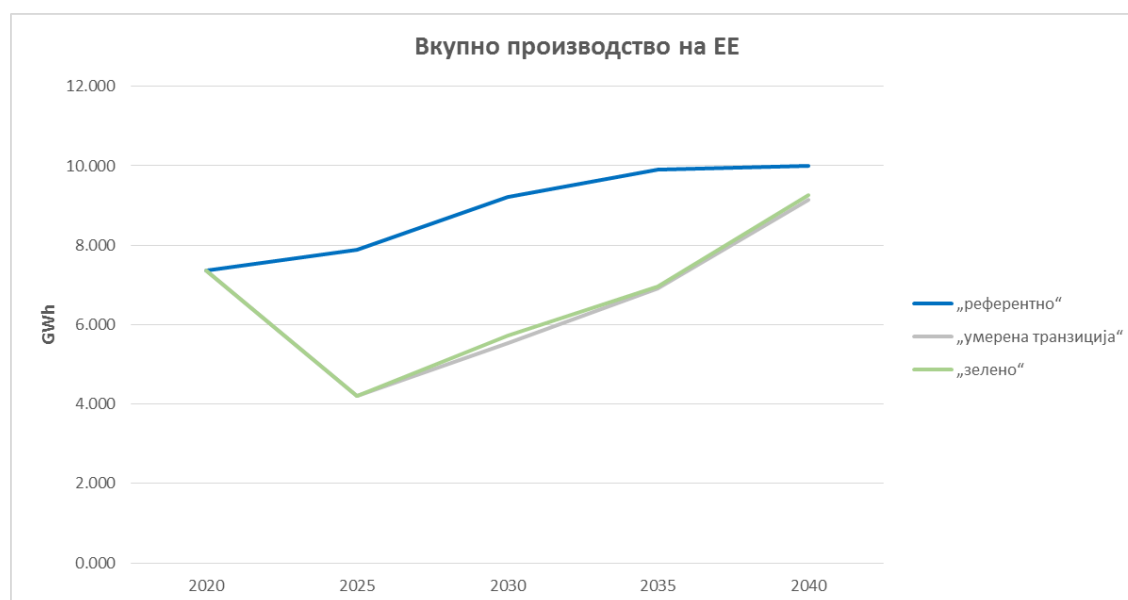
Табела 21. Вкупно производство на ЕЕ

Вкупното производство на ЕЕ					
	TWh				
сценарио	2020	2025	2030	2035	2040
„референтно“	7,37	7,88	9,23	9,90	9,99
„умерена транзиција“	7,37	4,21	5,53	6,92	9,14
„зелено“	7,37	4,21	5,71	6,95	9,26

На Слика 9 се дадени инсталираните моќности по години за трите разгледувани сценарија, а на Слика 10 производството на електрична енергија во секое од трите дефинирани сценарија. Произведената електрична енергија во **референтното** сценарио е значително поголема од произведената електрична енергија по 2025 година во останатите две сценарија бидејќи се темели на производството во ТЕЦ Битола. Останатите две сценарија за **умерена транзиција** и **зелено** и покрај високо ниво на инсталирана моќност сепак имаат низок производствен профил бидејќи се темелат на замена на енергијата произведена во ТЕЦ Битола со енергија произведена во гасни електрични централи и обновливи извори.



Слика 9. Вкупна инсталирана моќност (MW) на електрични центри по сценарија и години



Слика 10. Прогноза на вкупното производство на ЕЕ во периодот до 2040 година

4.1.3. СЦЕНАРИЈА ЗА РАЗМЕНА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА СЕВЕРНА МАКЕДОНИЈА ДО 2040 ГОДИНА

Прогнозираната размена на електрична енергија е одредена за секое сценарио на потрошувачка и секое сценарио на производство во Република Северна Македонија до 2040 година, на тој начин што количината на електрична енергија која треба да се увезе /извезе е точно онаа потребна за задоволување на билансот на електрична енергија (вкупниот влез во ЕЕС = вкупниот излез од ЕЕС). Со оглед на фактот што без спроведување на детални пазарни симулации за секоја анализирана година, не е возможно да се прогнозираат тековите на енергија во и од ЕЕС на Република Северна Македонија, при одредувањето на потребниот влез на електрична енергија во Република Северна Македонија е претпоставено дека излезот од ЕЕС на Република Северна Македонија долгорочно ќе се одржува на нивото од 2018 година, кога од преносната мрежа спрема соседните системи излегле 2227 GWh.

Согласно ова, прогнозата на годишните размени на електрична енергија потполно зависи од разгледуваните сценарија на пораст на потрошувачката на ЕЕ и сценаријата на изградба на нови електроцентрали и излегувањето од работа на постојните електроцентрали, односно од прогнозираното годишно производство на електрична енергија од електроцентралите. Анализирајќи ги можните комбинации на три сценарија на потрошувачката (Референтно сценарио, Сценарио за умерена транзиција и Зелено сценарио), како и трите сценарија на производството (Сценарио за умерена транзиција, Референтно сценарио и Зелено сценарио), пресметани се потребните размени на електрична енергија за секое разгледувано сценарио и со тоа се дефинирани прогнозираните биланси на електрична енергија за идниот период. Пресметаните размени на електрична енергија за сите можни сценарија се прикажани во Табела 22.

Табела 22. Размени на електрична енергија

	Сценарија за производство								
	„референтно“ [R]			„умерена транзиција“ [M]			„зелено“ [G]		
	сценарија за потрошувачка			сценарија за потрошувачка			сценарија за потрошувачка		
	R	M	G	R	M	G	R	M	G
година	GWh								
2020	95	-41	9	95	-41	9	95	-41	9
2025	487	29	124	4164	3706	3801	4164	3706	3801
2030	-26	-688	-424	3867	3205	3469	3487	2825	3089
2035	117	-841	-584	4082	3124	3381	3067	2109	2366
2040	1051	-153	68	3017	1814	2034	1780	577	797

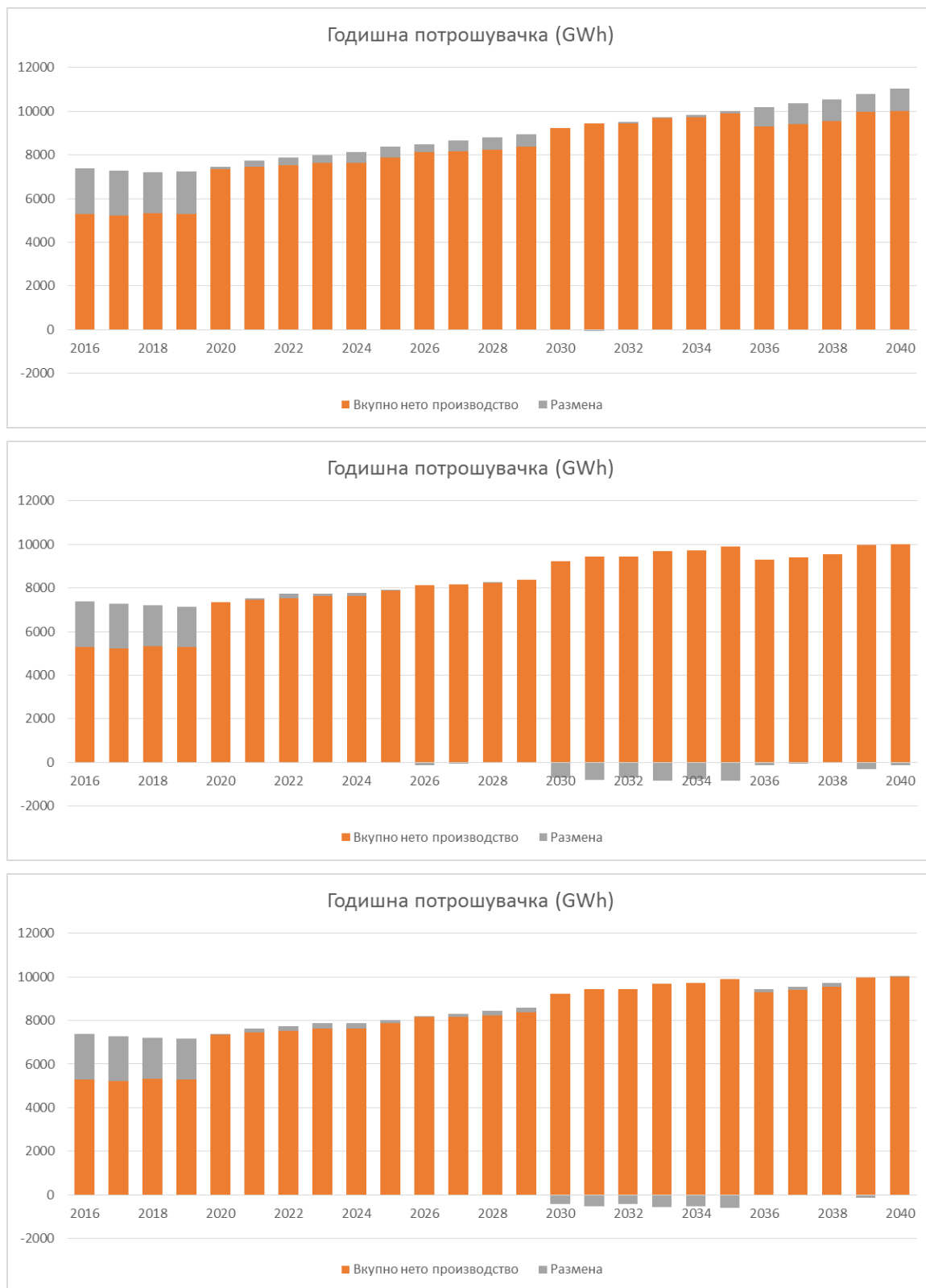
Во **референтното сценарио** се предвидува увозот на електрична енергија да се намалува и во периодот 2030-2035 година се предвидува извоз на електрична енергија поради зголемената интеграција на електрични центри од ОИЕ. Најголем увоз кој достигнува до 1051 GWh има во 2040 година за референтно сценарио за потрошувачка.

Во **сценариото за умерена транзиција** генерално се предвидува увоз на електрична енергија. Во ова сценарио е предвидено излегување од работа (пензионирање) на големи електрични центри на фосилни горива (ТЕЦ Битола 1,2 и 3, ТЕЦ Осломеј и ТЕЦ Неготино) и поради тоа се јавува зголемен увоз на електрична енергија. Најголем увоз од 4164 GWh се јавува во 2025 година при потрошувачка планирана како во референтното сценарио кога електричните центри на фосилни горива се надвор од погон.

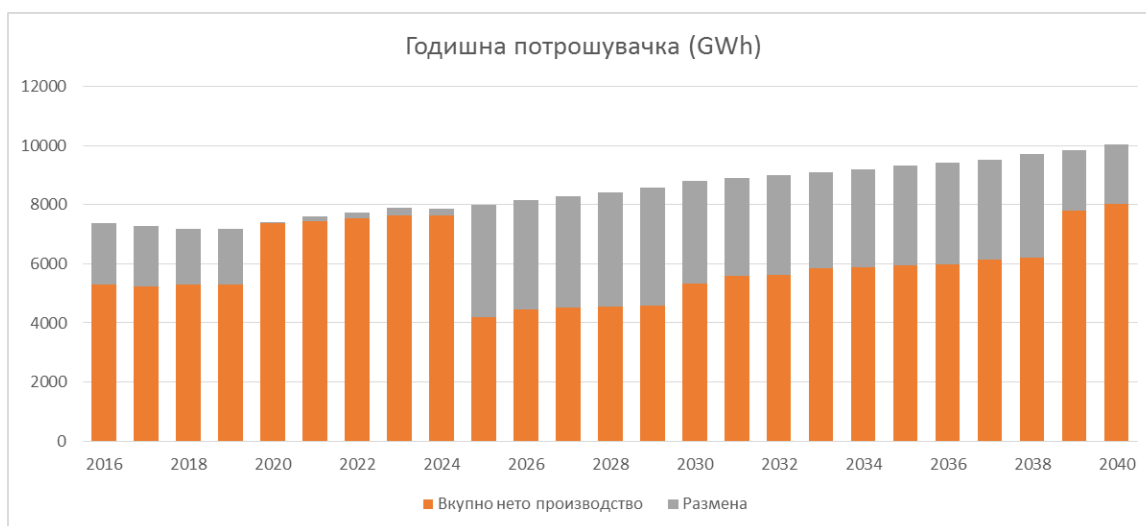
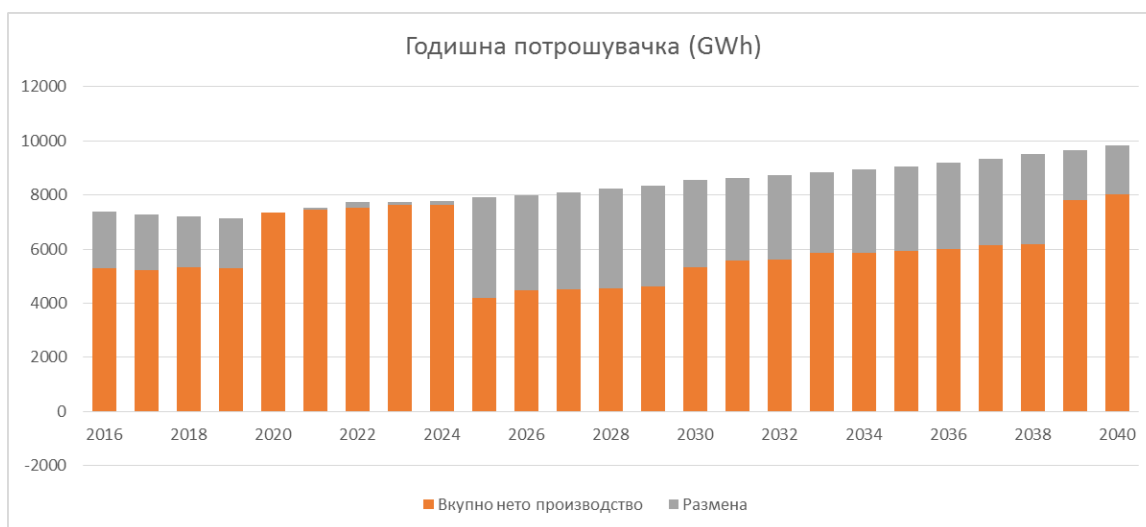
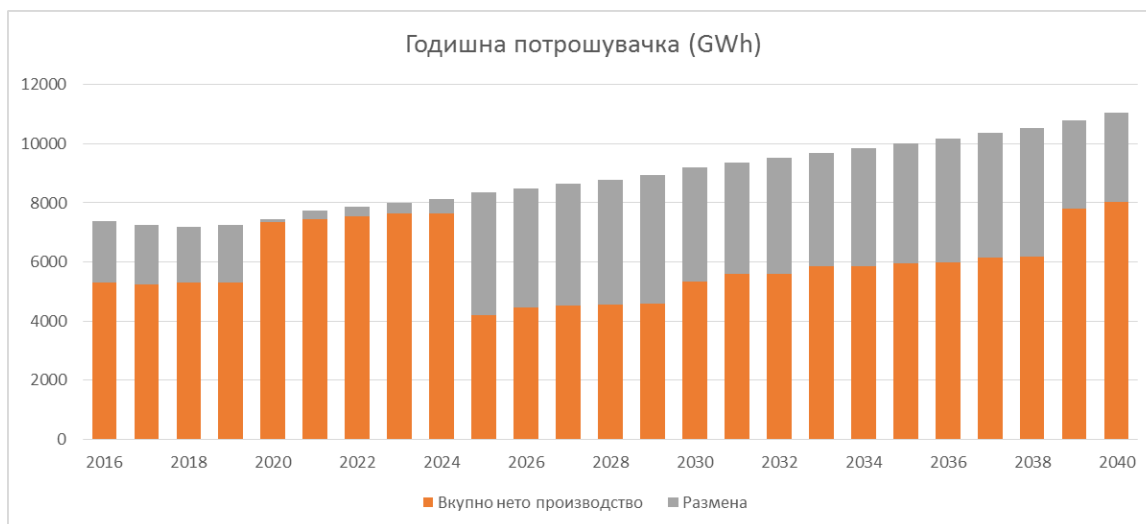
Во **зелено сценарио** се предвидува генерално увоз на електрична енергија, кога е предвидено исклучување на големите термоелектрични центри, но има појава на зголемена интеграција на електрични центри на ОИЕ. Најголем увоз од 4164 GWh се јавува во 2025 година при потрошувачка планирана како во референтното сценарио, со што понатаму овој увоз би се намалувал и во 2040 би изнесувал 1780 GWh.

4.1.4. СЦЕНАРИЈА ЗА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА СЕВЕРНА МАКЕДОНИЈА ДО 2040 ГОДИНА

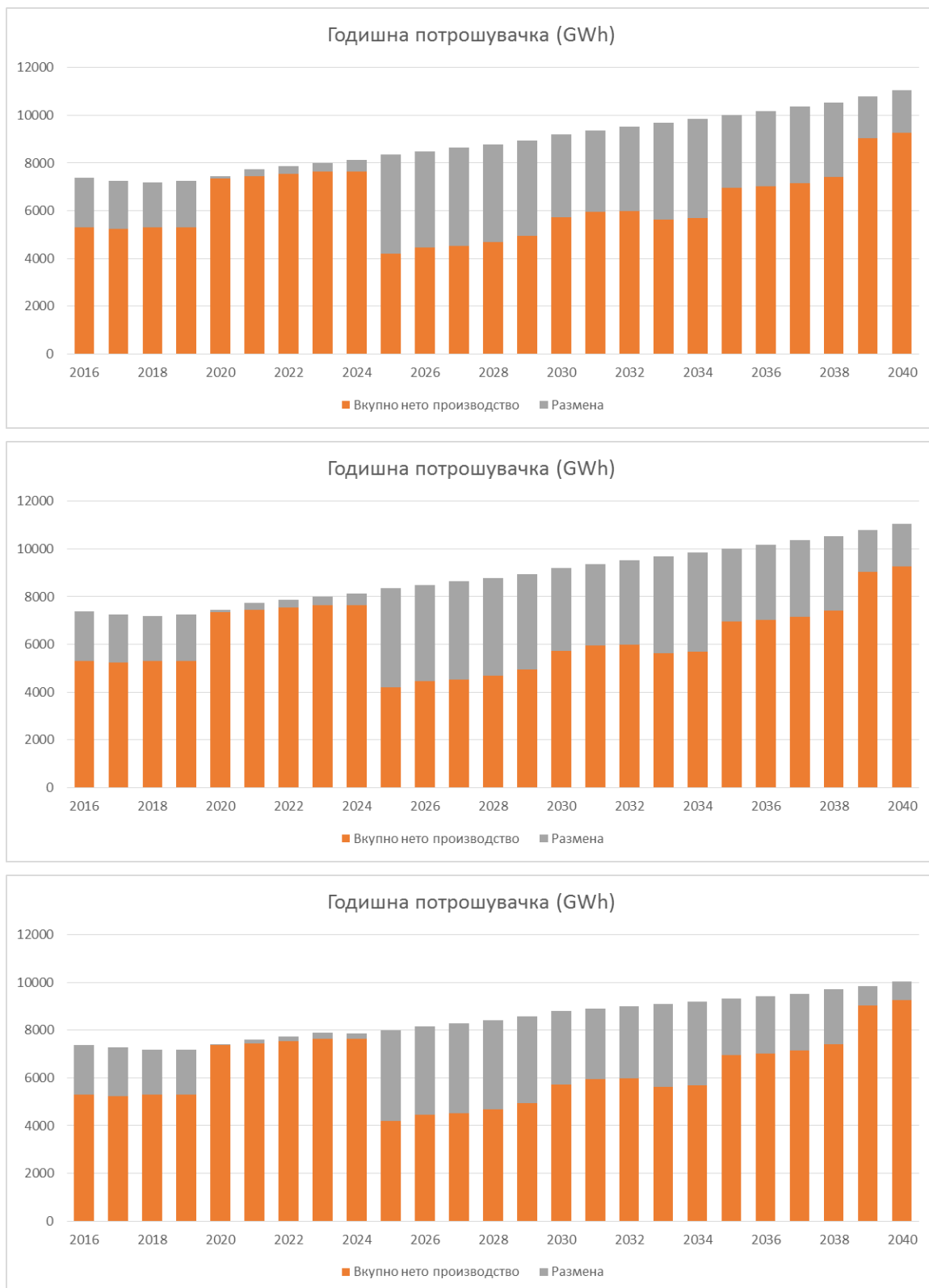
Прогнозираните биланси на електрична енергија се прикажани на илустрациите дадени во продолжение. Вкупната потрошувачка се добива како збир од нето производството и размената.



Слика 11. Биланс на ЕЕ до 2040 година, ПРОИЗВОДСТВО: сценарио „Reference“
(ПОТРОШУВАЧКА : сценарио R, M и G)



Слика 12. Биланс на ЕЕ до 2040 година ПРОИЗВОДСТВО: сценарио „Moderate“
(ПОТРОШУВАЧКА : сценарио R, M и G)



Слика 13. Биланс на ЕЕ до 2040 година ПРОИЗВОДСТВО: сценарио „Green “
(ПОТРОШУВАЧКА : сценарио R, M и G)

4.2. ПРОГНОЗА НА БИЛАНСОТ НА МОЌНОСТ

Прогнозата на билансот на моќност е извршена врз основа на методологијата опишана во поглавјето 2.3 и тоа за следниве карактеристични часови во рамките на македонскиот ЕЕС:

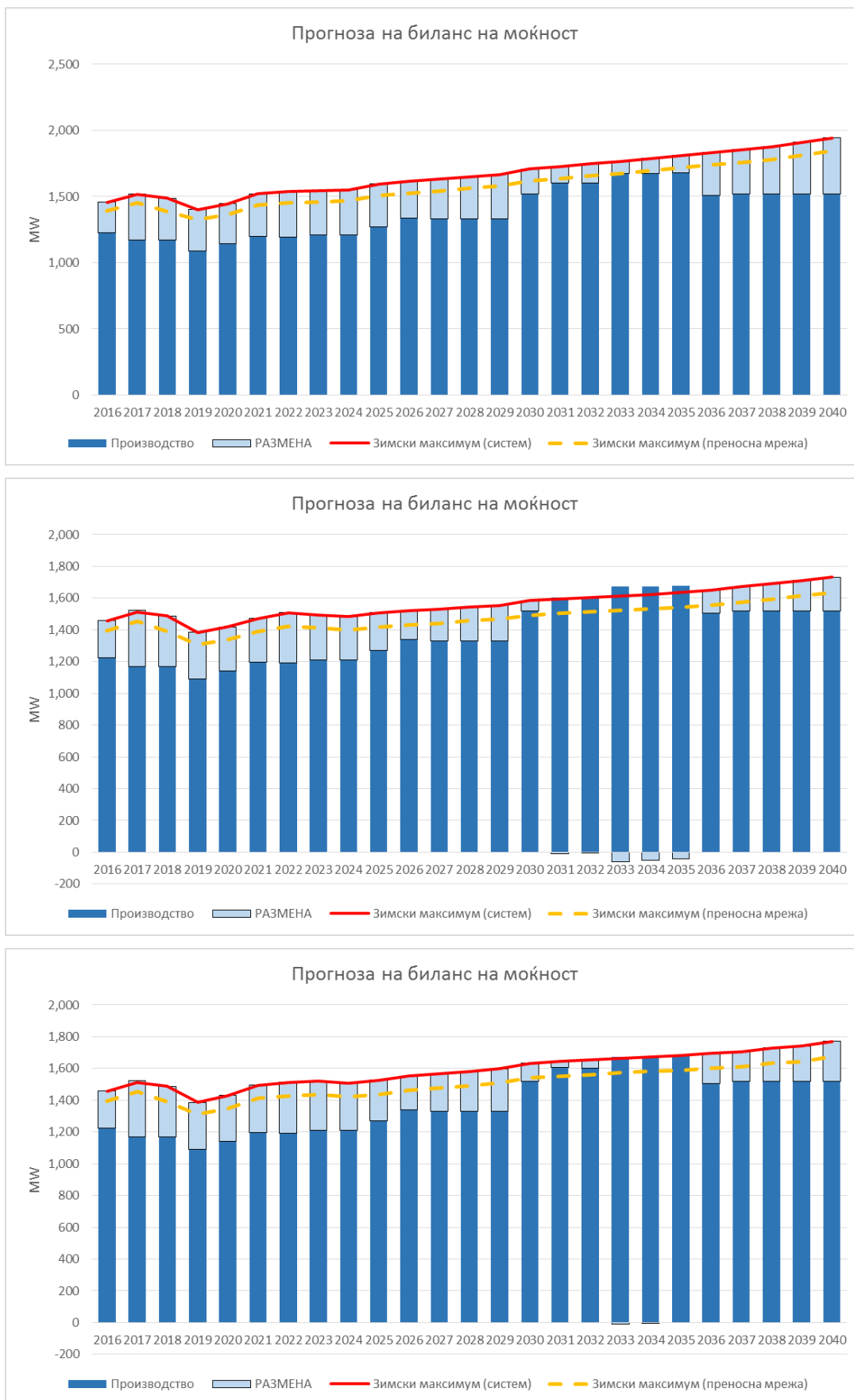
- Часовите на настанување на максималното оптоварување (зимско), односно врвното оптоварување на системот,
- Трета среда во 19 часот во секој месец (од јануари до декември).

Прогнозата е изведена врз основа на планираните биланси на електрична енергија до 2040 година, за трите претходно опишани сценарија за производството и трите сценарија за потрошувачката на електрична енергија, како и диспечерските извештаи за реализираните биланси на моќност во разгледуваните часови во периодот од 2013 до 2018 година.

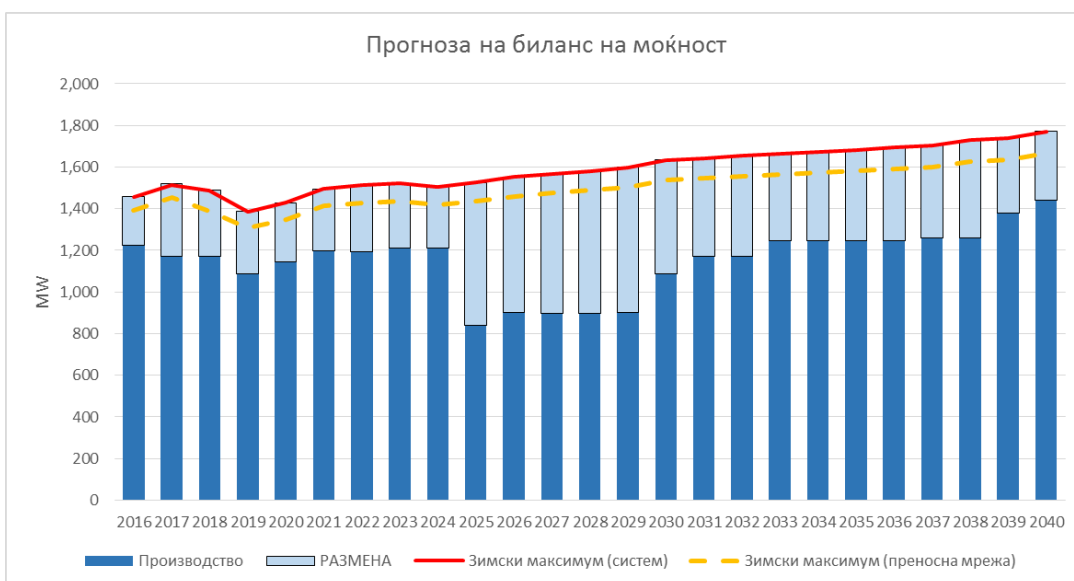
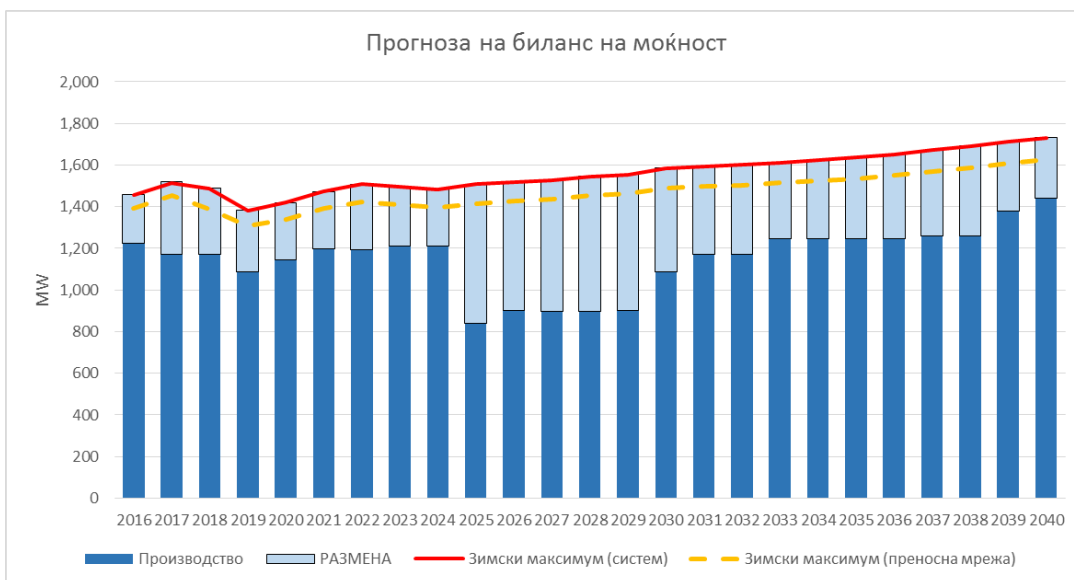
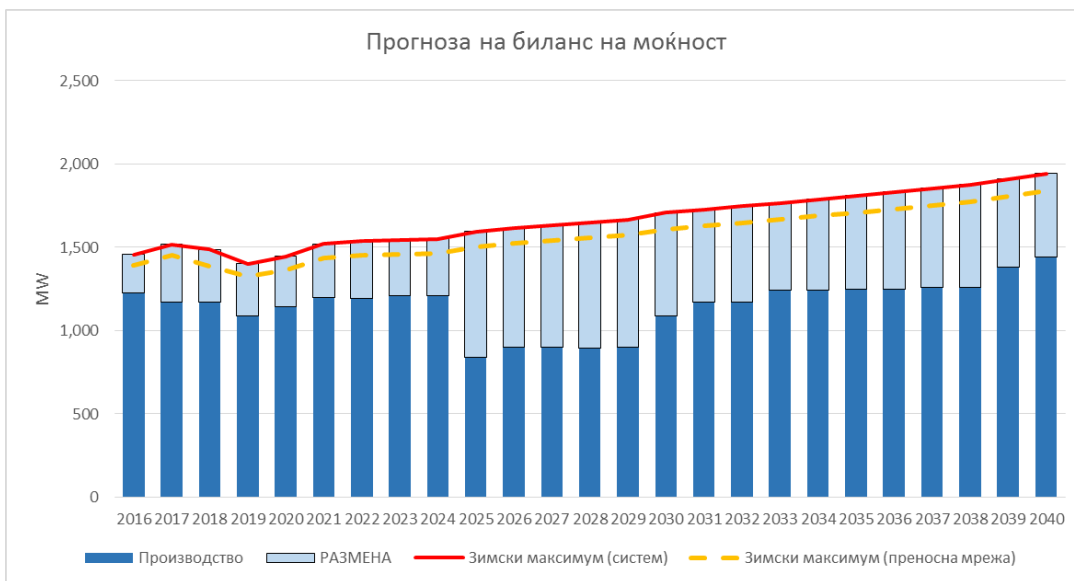
Прогнозите се вршени со претпоставка дека, годишниот фактор на оптоварување во периодот до 2040 година ќе се зголеми од постоечките 60 % на 70 % заради влијанието на мерките за управување со потрошувачката и пазарните механизми кои би требало да го поттикнат зголемувањето на потрошувачката на електрична енергија во периодите на ниска потрошувачка, односно ќе го стимулираат намалувањето на потрошувачката на електрична енергија во периодите на вообичаено високи вредности на потрошувачката (дневно помеѓу 18 и 24 часот).

Исто така, претпоставените вредности на “довербата во производството” за електрични централи на ОИЕ приклучени на дистрибутивната мрежа по поединечните месеци, се усвоени врз основа на искуството на авторите. За поточна проценка би биле потребни низа на податоци за производството на електрични централи на ОИЕ за разгледуваните часови.

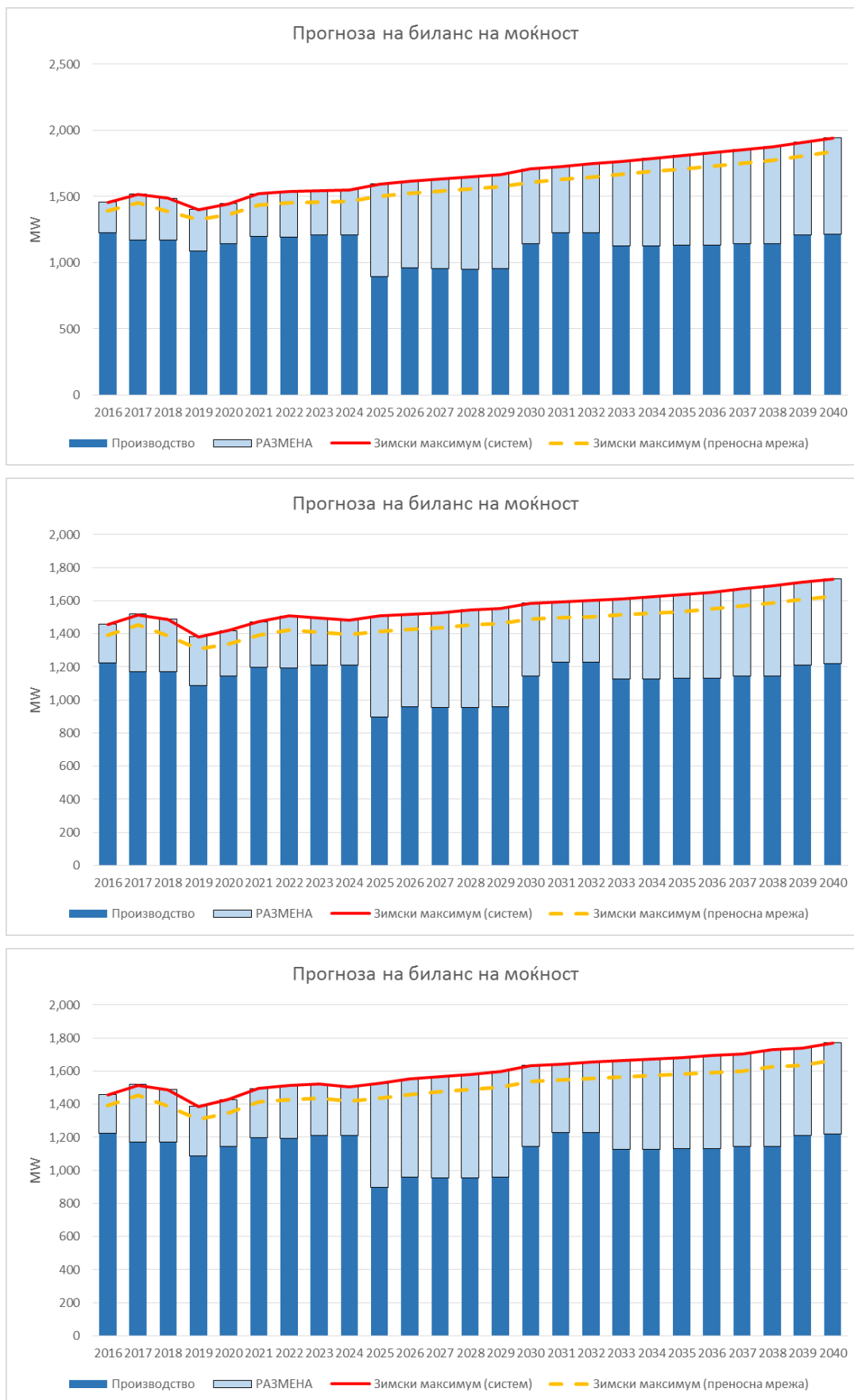
На сликите во продолжение се прикажани максималните оптоварувања на ниво на системот и преносната мрежа, вкупната ангажираност на електрични централи во моментите на настанување на врвното оптоварување и очекуваните размени во разгледуваните часови. Размените се прикажани со позитивен предзнак ако моќноста се увезува во Република Северна Македонија, односно со негативен предзнак ако моќноста се извезува од Република Северна Македонија.



Слика 14. Прогноза на биланс на моќност до 2040 година, ПРОИЗВОДСТВО: сценарио „Reference“ (ПОТРОШУВАЧКА : сценарио R, M и G)



Слика 15. Прогноза на биланс на моќност до 2040 година, ПРОИЗВОДСТВО: сценарио „Moderate“ (ПОТРОШУВАЧКА : сценарио R, M и G)



Слика 16. Прогноза на биланс на моќност до 2040 година, ПРОИЗВОДСТВО: сценарио „Green“ (ПОТРОШУВАЧКА : сценарио R, M и G)

5. ЗАКЛУЧОК

Проценка на адекватноста на системот во поглед на електрична енергија е проценка на способноста во рамките на ЕЕС во разгледуваната година во иднината да се постигне еднаквост на производството и потрошувачката на електрична енергија вклучувајќи ја и можноста за увоз/извоз на ЕЕ. Проценка се прави врз основа на дефинираната методологијата од страна на ENTSO-E, [8].

Според референтното сценарио за производството и референтното сценарио за пораст на потрошувачката на електрична енергија, соодветното производство и потрошувачка во 2040 година се 9995 GWh и 11 045 GWh.

Адекватноста на системот во поглед на енергија ќе се задоволи со соодветен увоз на електрична енергија кој достигнува вредност 95 GWh 2020 година и 1051 GWh во 2040 година, а извоз од околу 26 GWh во 2030 година.

Адекватноста на системот според референтното сценариото за производството и сценариото за умерена транзиција за пораст на потрошувачката на електрична енергија е задоволена и системот извезува електрична енергија и тоа 41 GWh во 2020 година, 688 GWh во 2030 година и 153 GWh во 2040 година, додека за зеленото сценарио за пораст на потрошувачката на електрична енергија системот увезува електрична енергија и тоа 9 GWh во 2020 година и 68 GWh во 2040 година и извезува 424 GWh во 2030 година.

Доколку развојот на производството се одвива според **референтното сценарио**, независно кои е од трите претпоставени сценаријата за пораст на оптоварувањето ќе се реализира **системот ќе остане релативно избалансиран**.

Според сценариото за умерена транзиција за производство и референтното сценариото за пораст на потрошувачката на електрична енергија, соодветното производство и потрошувачка во 2040 година се 8028 GWh и 11045 GWh.

Адекватноста на системот во поглед на енергија ќе се задоволи со значителен увоз на електрична енергија кој достигнува вредност 3864 GWh 2030 година и 3017 GWh во 2040 година.

Слична е адекватноста на системот проценета според сценариото за умерена транзиција за производството и сценариото за умерена транзиција за пораст на потрошувачката на електрична енергија. Системот увезува значителни количини електрична енергија и тоа 3205 GWh во 2030 година, 1814 GWh во 2040 година, додека за зеленото сценарио за пораст на потрошувачката на електрична енергија се увезува 3469 GWh во 2030 година и 2034 GWh во 2040 година.

Доколку развојот на производството се одвива според **сценариото за умерена транзиција**, независно кои е од трите претпоставени сценаријата за пораст на оптоварувањето ќе се реализира **системот ќе се соочи со потреба од увоз на електрична енергија во износ од околу 40% од вкупните потреби на електрична енергија**.

Според зеленото сценариото, производството во 2030 година се очекува да биде 5714 GWh и 9265 GWh во 2040 година.

Адекватноста на системот се исполнува со увоз на електрична енергија при сценарио за умерена транзиција за пораст на потрошувачката од 2825 GWh во 2030 година и 577 GWh во 2040 година и при зелено сценарио на пораст на оптоварувањето од 3089 GWh во 2030 година и 797 GWh во 2040 година.

Реализација на **зеленото сценарио** за развој на производствени капацитети ќе го доведе енергетскиот систем во голема зависност односно системот ќе се соочи со потреба од **увоз на електрична енергија во износ од околу 50% од вкупните потреби на електрична енергија**, во одредени години.

Проценката на адекватноста на системот во поглед на моќност е проценката на способноста во рамките на ЕЕС во разгледуваните карактеристични режими во иднината да се постигне еднаквост на

производството и оптоварувањето вклучувајќи ја и можноста за увоз/извоз на моќност. Проценката се прави врз основа на дефинираната методологијата од страна на ENTSO-E, [8].

Доколку се разгледува и можноста за увоз/извоз на моќност во разгледуваниот период, адекватноста на системот задоволува за сите анализирани режими на производството и оптоварување, бидејќи сите NTC вредности на увозниот капацитет во сите разгледувани години се поголеми од потребите за увоз (преостанат капацитет).

Генерално, може да се заклучи дека во иднина ЕЕС на Република Северна Македонија без оглед на стапка на пораст на потрошувачката на електрична енергија и изградбата на нови електрични центри, не би требало да има загрозна адекватност. Ова се должи пред сè на добрите интерконективни врски со соседните системи на 400 kV напонско ниво, кои овозможуваат висок увоз на електрична енергија/моќност.

6. КОРИСТЕНА ЛИТЕРАТУРА

- [1] Министерство за економија , Закон за енергетика, Скопје: Министерство за економија, 2011.
- [2] МЕПСО, Мрежни правила за пренос на електрична енергија, Скопје: МЕПСО, 2015.
- [3] Министерство за економија , Енергетски биланс на Република Северна Македонија за периодот 2014-2018 година, Скопје: Министерство за економија, 2013.
- [4] МАНУ, Стратегија за развој на енергетиката во Република Северна Македонија до 2040 година, Скопје: Министерство за економија, 2019, во изработка.
- [5] МЕПСО, Студија за развој на преносната мрежа за периодот 2010-2020 година, Скопје : МЕПСО, 2011.
- [6] Министерство за економија , Енергетски биланс на Република Северна Македонија за периодот од 2015 до 2019 година, Предлог, Скопје: Министерство за економија , 2014.
- [7] МЕПСО, Концепти за развој на преносната мрежа во одделни региони за долгорочен период, 2017
- [8] МЕПСО, Студија за прогноза на биланс на електрична енергија и моќност за долгорочен период и анализа за адекватност на преносната мрежа на РМ