

РЕПУБЛИКА СРБИЈА

**ИЗВЕШТАЈ О СИГУРНОСТИ СНАБДЕВАЊА
2024.**

2026.

САДРЖАЈ

1. Увод	1
1.1. ЗАКОНОДАВНИ И РЕГУЛАТОРНИ ОКВИР ЕНЕРГЕТСКОГ СЕКТОРА У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ	1
1.2. ИНСТИТУЦИОНАЛНИ ОКВИР КОЈИ УРЕЂУЈЕ ЕНЕРГЕТСКИ СЕКТОР	4
1.3. РАДНА ГРУПА ЗА СИГУРНОСТ СНАБДЕВАЊА	6
1.4. УРЕДБЕ О УСЛОВИМА ИСПОРУКЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ И ПРИРОДНОГ ГАСА, И ДРУГИ АКТИ КОЈИ УРЕЂУЈУ ОБЛАСТ СИГУРНОСТИ СНАБДЕВАЊА ЕНЕРГИЈОМ И ЕНЕРГЕНТИМА	7
1.4.1. Уредба о условима испоруке и снабдевања електричном енергијом	7
1.4.2. Уредба о енергетски угроженом купцу	7
1.4.3. Уредба о мрежним правилима која се односе на прикључење на мрежу производних јединица	8
1.4.4. Уредба о мрежним правилима која се односе на прикључење на мрежу објеката купаца	8
1.4.5. Уредба о мрежним правилима која се односе на прикључење на мрежу једносмерних система високог напона	8
1.4.6. Уредба о расподели преносног капацитета и управљање загушењима	9
1.4.7. Уредба о накнади за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије	9
1.4.8. Уредба о тржишној премији и фид-ин тарифи	9
1.4.9. Уредба о условима испоруке и снабдевања природним гасом	10
1.4.10. Уредба о утврђивању Превентивног акционог плана ради обезбеђивања сигурности снабдевања природним гасом	11
1.4.11. Уредба о утврђивању Кризног плана ради обезбеђења сигурности снабдевања природним гасом	11
1.4.12. Уредба о мрежним правилима за балансирање транспортног система за природни гас	11
1.4.13. Уредба о мрежним правилима за поступке за управљање загушењима и објављивању података и техничких информација за приступ систему за транспорт природног гаса	12
1.4.14. Уредба о мрежним правилима која се односе на прорачун и расподелу капацитета за транспорт природног гаса	12
1.4.15. Уредба о мрежним правилима о хармонизованим тарифама за транспорт природног гаса	12
1.4.16. Уредба о мрежним правилима о међусобној сарадњи оператора транспортних система и правилима за размену података за рад међусобно повезаних система за транспорт гаса	13
1.4.17. Закон о робним резервама	13
1.4.18. Уредба о утврђивању Програма мера у случају када је угрожена сигурност снабдевања енергијом и енергентима – Кризни план	13
1.4.19. Уредба о оперативним резервама деривата нафте, угља и других енергената	13
2. СТРУКТУРА ЕНЕРГЕТСКОГ СЕКТОРА	15
2.1. СЕКТОР НАФТЕ И НАФТНИХ ДЕРИВАТА	15
2.2. СЕКТОР ПРИРОДНОГ ГАСА	18

2.3.	СЕКТОР УГЉА	18
2.4.	СЕКТОР ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	19
2.5.	СЕКТОР ТОПЛОТНЕ ЕНЕРГИЈЕ	20
2.6.	СЕКТОР ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА ЕНЕРГИЈЕ.....	21
2.7.	ЕНЕРГЕТСКИ РЕСУРСИ	21
3.	ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА	24
3.1.	ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	25
3.1.1.	<i>Учесници на тржишту електричне енергије</i>	<i>26</i>
3.1.2.	<i>Билатерално тржиште</i>	<i>27</i>
3.1.3.	<i>Балансно тржиште електричне енергије</i>	<i>34</i>
3.1.4.	<i>Организовано тржиште електричне енергије.....</i>	<i>37</i>
3.2.	КАПАЦИТЕТИ ЗА ПРОИЗВОДЊУ, ПРЕНОС И ДИСТРИБУЦИЈУ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	39
3.2.1.	<i>Капацитети за производњу електричне енергије.....</i>	<i>39</i>
3.2.2.	<i>Преносни капацитети</i>	<i>43</i>
3.2.3.	<i>Дистрибутивни капацитети</i>	<i>46</i>
3.3.	ОБИМ И КВАЛИТЕТ ОДРЖАВАЊА ПРОИЗВОДНИХ КАПАЦИТЕТА, ПРЕНОСНОГ И ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА	47
3.3.1.	<i>Одржавање производних капацитета.....</i>	<i>47</i>
3.3.2.	<i>Одржавање преносног система</i>	<i>50</i>
3.3.3.	<i>Одржавање дистрибутивног система.....</i>	<i>51</i>
3.4.	ПРОЦЕНА СИГУРНОСТИ РАДА ПРЕНОСНОГ И ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА	52
3.4.1.	<i>Процена сигурности преносног система.....</i>	<i>53</i>
3.4.2.	<i>Процена сигурности дистрибутивног система</i>	<i>55</i>
3.5.	МЕХАНИЗМИ УПРАВЉАЊА ЗАГУШЕЊИМА У ПРЕНОСНИМ И ДИСТРИБУТИВНИМ СИСТЕМИМА У СКАДУ СА УГОВОРМ О ОСНИВАЊУ ЕНЕРГЕТСКЕ ЗАЈЕДНИЦЕ И ПРАВИЛИМА ЕВРОПСКИХ АСОЦИЈАЦИЈА ОПЕРАТОРА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА	56
3.5.1.	<i>Управљање загушењима у преносном систему.....</i>	<i>56</i>
3.5.2.	<i>Управљање загушењима у дистрибутивном систему.....</i>	<i>57</i>
3.6.	ПОДАЦИ О МЕРАМА ЗА ПОКРИВАЊЕ ВРШНЕ ПОТРОШЊЕ, КАО И МЕРЕ КОЈЕ СЕ ПРЕДУЗИМАЈУ У СЛУЧАЈУ ДА ЈЕДАН ИЛИ ВИШЕ СНАБДЕВАЧА НЕ ОБЕЗБЕДИ ДОВОЉНЕ КОЛИЧИНЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	58
3.7.	ПОДАЦИ О СТЕПЕНУ РЕАЛИЗАЦИЈЕ ИЗГРАДЊЕ ОБЈЕКТА ЗА ПРОИЗВОДЊУ, ПРЕНОС И ДИСТРИБУЦИЈУ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	59
3.7.1.	<i>Производња електричне енергије</i>	<i>59</i>
3.7.2.	<i>Преносни систем.....</i>	<i>59</i>
3.7.3.	<i>Дистрибутивни систем.....</i>	<i>65</i>
3.8.	ПОДАЦИ О ПЛАНИРАНОЈ ПОТРОШЊИ И ПРОИЗВОДЊИ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ, КАО И НАЧИН ОБЕЗБЕЂИВАЊА НЕДОСТАЈУЋИХ КОЛИЧИНА ЗА НАРЕДНИ ПЕТОГОДИШЊИ ПЕРИОД	69
3.8.1.	<i>Реализована и планирана производња и потрошња</i>	<i>69</i>
3.8.2.	<i>Начин обезбеђивања недостајућих количина електричне енергије за наредни петогодишњи период</i>	<i>74</i>
3.9.	ПРОГНОЗИРАНА СИГУРНОСТ СНАБДЕВАЊА ЗА НАРЕДНИХ ПЕТ ДО ДЕСЕТ ГОДИНА.....	75
3.10.	ПОДАЦИ О ИНВЕСТИЦИЈАМА У КАПАЦИТЕТЕ ЗА ПРОИЗВОДЊУ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ.....	77

3.11.	ПЛАН РАЗВОЈА И ИНВЕСТИЦИЈЕ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА ЗА НАРЕДНИХ ТРИ ДО ДЕСЕТ ГОДИНА, УКЉУЧУЈУЋИ И ИЗГРАДЊУ ИНТЕРКОНЕКТИВНИХ ДАЛЕКОВОДА	81
3.12.	ПЛАН РАЗВОЈА И ИНВЕСТИЦИЈА ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА ЗА НАРЕДНИХ ТРИ ДО ДЕСЕТ ГОДИНА	83
3.13.	РЕГИОНАЛНИ, НАЦИОНАЛНИ И ЕВРОПСКИ ЦИЉЕВИ ОДРЖИВОГ РАЗВОЈА УКЉУЧУЈУЋИ И МЕЂУНАРОДНЕ ПРОЈЕКТЕ	87
4.	ПРИРОДНИ ГАС	90
4.1.	ТРЖИШТЕ ПРИРОДНОГ ГАСА	91
4.2.	ТРАНСПОРТНИ СИСТЕМ.....	93
4.2.1.	<i>Процена сигурности рада транспортног система.....</i>	<i>95</i>
4.3.	ДИСТРИБУТИВНИ СИСТЕМ	96
4.3.1.	<i>Процена сигурности рада дистрибутивног система</i>	<i>96</i>
4.4.	СКЛАДИШТЕЊЕ ПРИРОДНОГ ГАСА	101
4.5.	СИГУРНОСТ СНАБДЕВАЊА	103
4.5.1.	<i>Планирана производња и потрошња природног гаса и начин обезбеђења недостајућих количина за наредни петогодишњи период</i>	<i>103</i>
4.5.2.	<i>Мере за покривање вршине потрошње и мере које се предузимају у случају да један или више снабдевача не обезбеде довољне количине природног гаса.....</i>	<i>107</i>
4.5.3.	<i>Квалитет и ниво одржавања енергетских објеката</i>	<i>108</i>
4.5.4.	<i>Мере подстицаја за нове инвестиције у истраживање, производњу, транспорт и складиштење природног гаса</i>	<i>110</i>
4.5.5.	<i>Планови за изградњу енергетских објеката за обезбеђење сигурности снабдевања</i>	<i>110</i>
4.5.6.	<i>Превентивни акциони план и Кризни план ради обезбеђивања сигурности снабдевања природним гасом</i>	<i>112</i>
5.	НАФТА И ДЕРИВАТИ НАФТЕ	115
5.1.	ПРОИЗВОДЊА, УВОЗ, ИЗВОЗ И ПОТРОШЊА НАФТЕ И ДЕРИВАТА НАФТЕ	115
5.1.1.	<i>Сирова нафта</i>	<i>115</i>
5.1.2.	<i>Деривати сирове нафте.....</i>	<i>116</i>
5.2.	СИГУРНОСТ СНАБДЕВАЊА НАФТОМ И ДЕРИВАТИМА НАФТЕ.....	120
5.2.1.	<i>Биланс нафте и деривата нафте за 2025. годину – Планови.....</i>	<i>120</i>
5.2.2.	<i>Мере које се предузимају у случају када је угрожена сигурност санбдевања нафтом и дериватима нафте</i>	<i>121</i>
5.3.	ТЕХНИЧКИ И ДРУГИ ЗАХТЕВИ КОЈЕ МОРАЈУ ДА ИСПУНЕ ТЕЧНА ГОРИВА НАФТНОГ ПОРЕКЛА И ТЕЧНИ НАФТНИ ГАС.....	124
5.4.	ПОДАЦИ О НАФТНОЈ ИНФРАСТРУКТУРИ	125
5.4.1.	<i>Рафинерије Нови Сад и Панчево</i>	<i>125</i>
5.4.2.	<i>Нафтовод којим управља Транснафта АД.....</i>	<i>126</i>
5.4.3.	<i>Нафтоводи којим управља НИС А.Д. Нови Сад</i>	<i>126</i>
5.4.4.	<i>Продуктоводи у Републици Србији</i>	<i>127</i>
5.4.5.	<i>Терминали за сирову нафту.....</i>	<i>127</i>
5.4.6.	<i>Складишта деривата нафте.....</i>	<i>127</i>
5.4.7.	<i>Станице за снабдевање горивом превозних средстава – број и структура.....</i>	<i>128</i>
5.5.	ПЛАН ИНВЕСТИЦИЈА У НАФТНУ ИНФРАСТРУКТУРУ	128

5.5.1. Преглед технолошке сигурности нафтног система, квалитета и одржавања мрежа за транспорт нафте и нафтних деривата (цевоводи за транспорт сирове нафте и нафтних деривата, терминали и луке)	128
5.5.2. Пројекти нафтовода.....	131
5.5.3. Програм модернизације и инвестиција у рафинерије да би се повећала производња производа нафтног порекла и унапредио напредак у задовољавању спецификација Европске уније за квалитет производа.....	131
5.5.4. Пројекти реализовани у рафинерији	133
5.6. КАПАЦИТЕТИ ЗА УВОЗ И ИЗВОЗ СИРОВЕ НАФТЕ И НАФТНИХ ДЕРИВАТА ПУТЕМ ЦЕВОВОДА, ПРЕВОЗОМ ЦИСТЕРНАМА, ЖЕЛЕЗНИЦОМ И ВОДЕНИМ ПУТЕВИМА/КРОЗ ЛУКЕ	134
5.6.1. Капацитети за увоз и извоз сирове нафте.....	134
5.6.2. Капацитети за увоз и извоз дериватима нафте	135
5.7. ПРЕГЛЕД – ГЕОГРАФСКО ПОРЕКЛО УВЕЗЕНИХ ЕНЕРГЕНАТА КОЈИ СУ ДЕФИНИСАНИ У ОДЕЉКУ 4 АНЕКСА Б УРЕДБЕ (ЕЗ) БРОЈ 1099/2008.....	136
6. ЗАКЉУЧАК.....	137
7. ЛИТЕРАТУРА	142

АКРОНИМИ

АЕРС	- Агенција за енергетику Републике Србије
БРУА	- Бугарска, Румунија, Мађарска, Аустрија (односи се на гасовод)
БС	- бензинска станица
БТО	- багер-транспортер-одлагач
ВЕ	- ветроелектрана
ГВЕ	- гранична вредност емисија
ГМРС	- главна мерно регулациона станица
ДВ	- далековод
ЕЕП	- електроенергетски парк
ЕЕС	- електроенергетски систем
ЕМС АД	- Акционарско друштво „Електромрежа Србије”
ЕПС АД	- Акционарско друштво „Електропривреда Србије”
ЕнЗ	- Енергетска заједница
ЕУ	- Европска унија
ИНЕКП	- Интегрисани национални енергетски и климатски план
ЈКП	- јавно комунално предузеће
ЈП	- јавно предузеће
КиМ	- Косово и Метохија
МГ	- магистрални гасовод
МГСИ	- Министарство грађевинарства, саобраћаја и инфраструктуре
НЕМО	- номиновани оператор тржишта електричне енергије
НЕРП	- Национални план за смањење емисија
НОСБиХ	- оператор преносног система Босне и Херцеговине
ОДС	- оператор дистрибутивног система
ОПС	- оператор преносног система
ОТС	- оператор транспортног система
ППС	- примопредајна станица
ПРП	- прикључно разводно постројење
ПСТ	- подземно складиште гаса
ПТРЕ	- прекогранична терцијарна регулација енергије
РБ	- рударски басен
РП	- разводно постројење
РС	- Република Србија

ПК	- површински коп
PXE	- реверзибилна хидроелектрана
СЕ	- соларна електрана
СДУ	- систем за даљински надзор и управљање
СКС	- самонесећи кабловски сноп
ТЕ	- термоелектрана
ТЕКО	- термоелектрана Костолац
ТЕНТ	- термоелектрана Никола Тесла
ТЕ-ТО	- термоелектрана - топлана
ТС	- трансформаторска станица
ХЕ	- хидроелектрана
ХЕС	- хидроелектроенергетски систем
ЦСК	- цевни систем котла
ACER	- <i>European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>
ADEX	- <i>Alpine-Adriatic Danube Power Exchange</i>
ADN	- <i>The European Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Inland Waterways</i> (Европски споразум о међународном транспорту опасног терета унутрашњим пловним путевима)
AIT	- <i>Average Interruption Time</i>
CEF	- <i>Connecting Europe Facility Fund</i>
CESEC	- <i>Central and South Eastern Europe Connectivity</i>
CGES	- оператор преносног система Црне Горе
EBRD	- <i>European Bank for Reconstruction and Development</i>
ELES	- оператор преносног система Словеније
ENS	- <i>Energy Not Supplied</i>
ENTSO-E	- Асоцијација европских оператора преносног система за електричну енергију
EPEX SPOT	- <i>European Power Exchange SE</i>
ERAA	- <i>European Resource Adequacy Assessment</i>
ESIA	- <i>Environmental and Social Impact Assessment</i>
FCC	- постројење за каталитички крекинг
GHG	- <i>Greenhouse gases</i> (гасови са ефектом стаклене баште)
HUPX	- мађарска берза електричне енергије
IPPC	- интегрисана дозвола
JAO S.A.	- <i>Joint Allocation Office S.A</i>
LOLE	- <i>Loss Of Load Expectation</i>

MAF	- <i>Mid Term Adequacy Forecast</i>
MAR	- <i>Minimum Acceptance Ratio</i>
MAVIR	- оператор преносног система Мађарске
MEPSO	- оператор преносног система Северне Македоније
NERA	- <i>New Energy Registry for Applicants</i>
PCI	- <i>European Commission Projects of Common Interest</i>
PECI	- <i>Projects of Energy Community Interest</i>
PMI	- <i>Projects of Mutual Interest</i>
SAIDI	- <i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	- <i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SO&AF	- <i>Scenario Outlook and Adequacy Forecast</i>
SCADA	- <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> (Систем за даљински надзор и управљање у реалном времену)
SEEPEX	- <i>South-Eastern European Power Exchange</i>
WBIF	- <i>Western Balkans Investment Framework</i>
WB6	- <i>Western Balkans 6</i>

1. УВОД

1.1. Законодавни и регулаторни оквир енергетског сектора у Републици Србији

Основна законска и стратешка документа којима се регулише рад енергетског сектора и дефинише и спроводи енергетска политика су:

- Закон о енергетици,
- Закон о коришћењу обновљивих извора енергије,
- Закон о енергетској ефикасности и рационалној употреби енергије,
- Интегрисани национални енергетски и климатски план,
- Стратегија развоја енергетике Републике Србије,
- Програм остваривања Стратегије, и
- Енергетски биланс Републике Србије.

Овим документима дефинисани су и општи циљеви по питању сигурности снабдевања тржишта енергијом и енергентима, и одређене су смернице и оквири за доношење других аката који ближе и детаљније одређују ову проблематику.

Законом о енергетици („Службени гласник РС”, бр. 145/14, 95/18-др.закон, 40/21, 35/23-др.закон, 62/23 и 94/2024) [1], уређују се:

- циљеви енергетске политике и начин њеног остваривања,
- услови за поуздану, сигурну и квалитетну испоруку енергије и енергената и услови за сигурно снабдевање купаца,
- заштита купаца енергије и енергената, услови и начин обављања енергетских делатности,
- услови за изградњу нових енергетских објеката,
- основе развоја нуклеарне енергије,
- статус и делокруг рада Агенције за енергетику Републике Србије,
- начин организовања и функционисања тржишта електричне енергије, природног гаса, нафте и деривата нафте,
- права и обавезе учесника на тржишту,
- успостављање својине на мрежама оператора система и
- производња, дистрибуција и снабдевање топлотном енергијом као енергетске делатности.

Енергетска политика Републике Србије ближе се разрађује и спроводи Стратегијом развоја енергетике Републике Србије (у даљем тексту: Стратегија), Програмом остваривања стратегије (у даљем тексту: Програм) и Енергетским билансом Републике Србије (у даљем тексту: Енергетски биланс).

Стратегија је основни акт којим се утврђује енергетска политика и планира развој у сектору енергетике. Стратегију доноси Народна скупштина Републике Србије на предлог Владе Републике Србије (у даљем тексту: Влада) за период од најмање 15 година. Министарство надлежно за послове енергетике сваке године за потребе Владе припрема извештај о остварењу Стратегије.

Програмом се утврђују услови, начин, динамика и мере за остваривање Стратегије. Програм доноси Влада, за период од три године на предлог Министарства надлежног за послове енергетике. Влада подноси Народној скупштини годишњи извештај о спровођењу Стратегије и Програма који обухвата: постигнуте резултате у односу на циљеве постављене Стратегијом, односно Програмом за годину у којој се подноси годишњи извештај о спровођењу Стратегије и Програма; оцену ефеката постигнутих резултата и утицај на Програм у следећој години; предлог мера за ефикасније спровођење Стратегије и Програма; процену потребе за усклађивањем Програма и евентуалним усклађивањем Стратегије са реалним потребама. На основу извештаја предлаже се ажурирање Стратегије и Програма у складу са реалним потребама. Влада у складу са Стратегијом и Програмом доноси националне акционе планове којима се ближе утврђују развојни циљеви и мере за њихово остваривање.

Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2040. године са пројекцијама до 2050. године је усвојена 27. новембра 2024. године („Службени гласник РС”, број 94/2024) [2]. У току 2024. приреман је и Програм остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2040. године са пројекцијама до 2050. године, за период 2026-2028. година.

Енергетским билансом утврђују се годишње потребе за енергијом, односно енергентима (исказаним на месечном нивоу), које је неопходно обезбедити ради поузданог, сигурног и квалитетног снабдевања купаца. При томе, наглашава се рационалност у потрошњи енергије и енергената, оптимизација извора и потребних количина енергије, односно енергената, дефинише се потребан ниво и структура залиха енергената, као и резервних капацитета. Обавезан садржај енергетског биланса су: биланси електричне енергије, угља, нафте, деривата нафте и биогорива, природног гаса, топлотне енергије и обновљивих извора енергије. Енергетски биланс доноси Влада на предлог Министарства надлежног за послове енергетике, најкасније до краја децембра текуће године за наредну годину. Министарство надлежно за послове енергетике прати остваривање Енергетског биланса, врши анализу његовог остваривања у претходној години и по потреби предлаже Влади мере којима се обезбеђује његово извршавање.

Законом о енергетици [1] је извршена хармонизација домаћих прописа са регулативом Европске уније. Законом о енергетици прописана је обавеза израде Интегрисаног националног енергетског и климатског плана (у даљем тексту: ИНЕКП) сагласно обавезама које проистичу из међународног уговора, који дефинише националне циљеве у области декарбонизације у погледу емисија гасова са ефектом стаклене баште и енергије из обновљивих извора, енергетску ефикасност, енергетску сигурност, унутрашње енергетско тржиште, истраживање, иновације и конкурентност. ИНЕКП доноси Влада на период до десет година, а Министарство надлежно за послове енергетике у сарадњи са другим релевантним министарствима ажурира ИНЕКП након истека четири године од његовог доношења. Министарство надлежно за послове енергетике је израдило ИНЕКП Републике Србије за период од 2021. до 2030. године са визијом до 2050. године у оквиру ИПА пројекта „Даљи развој капацитета енергетског планирања”, који је финансиран у целости средствима Европске уније. Пројекат је спроводио конзорцијум из Грчке који предводи компанија *LDK Consultants SA* у сарадњи са *Centre for Renewable Energy Sources and Savings (CRES)*. ИНЕКП је током 2023. био на јавним консултацијама и јавној расправи, а Влада га је донела у јулу 2024. године („Службени гласник РС”, број 70/24). Законом о енергетици успостављен је законски оквир за доношење подзаконских аката којима се преноси регулатива ЕУ у вези са мрежним правилима у области електричне енергије и природног гаса. Поред наведеног, успостављен је законски оквир за одређивање пројеката изградње енергетских објеката пројектима од посебног значаја за Републику Србију (посебним актом Владе) и унете су одредбе о стратешким енергетским пројектима.

Током 2024. године донете су измене и допуне Закона о енергетици [1]. Законске измене пре свега омогућавају преношење Пакета за интеграцију електричне енергије који садржи девет прописа ЕУ, а треба и да омогуће спајање тржишта електричне енергије, транзицију ка чистим изворима енергије и сигурно и доступно снабдевање грађана и привреде. Измене и допуне имају за циљ повећање сигурности снабдевања, кроз сарадњу на регионалном и европском нивоу, као и кроз дефинисана поступања Владе, Министарства и оператора преносног система у случају електроенергетске кризе. Законом [1] су сада дефинисани активни купци, њихова права и одговорности, као и услови за оснивање и деловање енергетских заједница грађана, интеграција електромобилности у електроенергетску мрежу и прикључивања јавних и приватних пуњача електричних возила на дистрибутивни систем. Регулисано је поседовање и управљање објектима за складиштење електричне енергије, које је значајно за интеграцију обновљивих извора у електроенергетски систем, а унапређена су и правила за прикључење електрана на дистрибутивни систем. По први пут, уведена је и обавезна сертификација инсталатера система обновљивих извора енергије. Новина закона је и могућност да снабдевање крајњих купаца електричном енергијом обавља сам произвођач, на основу уговора о откупу електричне енергије са физичком испоруком, кроз тзв. корпоративни ППА (енг. *power purchasing agreement*), што је већ дуже време захтев привреде и чиме се унапређује развој приватног сектора.

Даљим изменама дефинисано је и енергетско сиромаштво, као и мере за његово смањење и елиминисање. Крајњим купцима се сада и гарантује право на напредна бројила.

Измене Закона [1] предвиђају поново увођење области нуклеарне енергије, односно престанак важења Закона о забрани изградње нуклеарних електрана, а истовремено се уређују главни кораци у потенцијалној мирнодопској примени нуклеарне енергије у Србији. Дефинисано је да, на основу смерница Међународне агенције за атомску енергију, Влада на предлог Министарства надлежног за послове енергетике усваја Програм развоја мирнодопске примене нуклеарне енергије. Дефинисани су и стручни и извршни послови које у вези са развојем поменутог програма врши Министарство надлежно за послове енергетике.

Законске измене предвиђају и доношење два нова стратешка документа: Програм развоја и употребе водоника и Програм развоја производње и употребе топлотне енергије. Уводе се и лиценце за складиштење електричне енергије и ослобађају се лиценцирања произвођачи електричне енергије за сопствене потребе, без обзира на то да ли се вишак произведене енергије предаје у систем.

Сигурност снабдевања је изменама Закона [1] добила значајнију улогу. У циљу обезбеђивања сигурности снабдевања енергијом и енергентима, енергетски субјекти дефинисани Законом [1], дужни су да приоритетно обезбеде довољне количине енергије и енергената потребне за живот и рад грађана и пословање привредних субјеката и њихово снабдевање енергијом и енергентима на сигуран, поуздан и квалитетан начин, уважавајући критеријум економичности испоруке. За праћење снабдевања домаћег тржишта енергијом и енергентима Министарство надлежно за послове енергетике образује посебну радну групу за сигурност снабдевања енергијом и енергентима. Додатно је дефинисан и стандард поузданости, као неопходни ниво сигурности снабдевања електричном енергијом за који треба обезбедити производне капацитете, укључујући и кроз механизам за обезбеђење капацитета.

Током 2023. и 2024. године усвојене су измене и допуне и Закона о коришћењу обновљивих извора енергије („Службени гласник РС”, бр. 40/2021, 35/2023 и 94/2024 (др. закон)) [4]. Ове измене и допуне омогућавају увођење нових капацитета за производњу ел. енергије из обновљивих извора у електроенергетски систем, на начин на који неће

угрозити сигурност његовог рада. Тиме је у начелу решено питање великог броја захтева за прикључење нових соларних и ветроелектрана, чији је захтевани капацитет за прикључење повећан са 4,8 GW на 20 GW у последње две године, што је два и по пута више од укупног капацитета свих електрана у Србији. С обзиром на то да овај капацитет превазилази могућности за балансирање електроенергетског система, изменама закона проблем је решен тако што ће оператор преносног система (ЕМС АД Београд) моћи да одложи прикључење електрана које користе варијабилне обновљиве изворе енергије на систем уколико се покаже, у транспарентном поступку израде плана развоја преносног система, да нема довољно резерве за балансирање, али је истовремено остављена могућност инвеститорима да избегну одлагање прикључења, ако сами или преко другог учесника на тржишту обезбеде додатни капацитет за балансирање. Измене Закона о коришћењу обновљивих извора енергије [4] су истовремено заштитиле гарантованог снабдевача (Акционарско друштво „Електропривреда Србије”) од финансијског ризика преузимања балансне одговорности за све произвођаче из обновљивих извора енергије. Закон је ову обавезу гарантованог снабдевача задржао само за повлашћене произвођаче који су ушли у систем подстицаја и то у ограниченом временском периоду, док ће комерцијални пројекти на комерцијалној основи решавати питање балансне одговорности.

Систем тржишне премије је додатно унапређен у интересу грађана, јер ће омогућити да се на аукцијама за добијање подстицаја инвеститори између себе такмиче ко ће поред понуђене цене понудити више капацитета за потребе гарантованог снабдевања грађана и/или директне уговоре крајњим купцима, што ће омогућити да зелена енергија остане и потроши се у Србији, уместо да се извози.

Посебне новине се односе на капацитете купаца-произвођача, где су дефинисани лимити за домаћинства и остале крајње купце на начин који ће помирити интересе стабилности електроенергетског система и интересе купаца-произвођача.

Купци-произвођачи који су домаћинства моћи ће да инсталирају соларне панеле инсталисане снаге до 10,8 kW, а остали купци-произвођачи до 150 kW, задржавајући приоритет приступу систему, без балансне одговорности. На овај начин концепт купца-произвођача се оријентише ка домаћинствима и малој привреди, и доприноси се оптимизацији инвестиција домаћINSTAVA у складу са реалном годишњом потрошњом и подстиче купце-произвођаче да не користе електричну енергију за грејање у периодима када је она најскупља. Када су у питању велики индустријски потрошачи, они своја права на самоснабдевање сада могу остварити кроз концепт активног купца који је сада дефинисан изменама Закона [1].

Током 2024. године, Закон о енергетској ефикасности и рационалној употреби енергије („Службени гласник РС”, број 40/2021) [5] није мењан.

1.2. Институционални оквир који уређује енергетски сектор

Институционални оквир за енергетски сектор је одређен Уставом, Законом о енергетици [1] и Законом о министарствима [6].

За енергетски сектор у Републици Србији пре свега су надлежни:

- Влада Републике Србије,
- Министарство надлежно за послове енергетике и
- Агенција за енергетику Републике Србије.

Влада Републике Србије прописује услове за испоруку и снабдевање купаца електричном енергијом и природним гасом, као и мере које треба предузети у случају угрожене сигурности испоруке енергије и енергената купцима услед поремећаја у раду

електроенергетског система или енергетског тржишта. Влада доноси и Превентивни акциони и Кризни план, ради обезбеђивања сигурности снабдевања природним гасом. Превентивни акциони план садржи процену ризика у погледу остваривања сигурности снабдевања, као и мере за ублажавање утврђених ризика који се односе на потребан транспортни капацитет којим би се задовољила укупна потражња за природним гасом и обезбеђивање снабдевања одређених група крајњих купаца природног гаса. Кризним планом се утврђују мере, енергетски субјекти који ће бити задужени за обезбеђивање сигурности рада транспортног система и сигурности снабдевања одређених група крајњих купаца, количине и капацитети природног гаса у случају опште несташице природног гаса. У случају када је угрожена сигурност снабдевања купаца или рада енергетског система због недовољне понуде на тржишту енергије или наступања других ванредних околности, Влада прописује мере ограничења испоруке електричне енергије, односно природног гаса или посебне услове увоза или извоза појединих врста енергије, начин и услове за образовање и контролу цена, обавезу испоруке само одређеним корисницима или посебне услове обављања енергетских делатности уз минимални поремећај тржишта енергијом у окружењу. У случају када је угрожена сигурност снабдевања купаца због недовољне понуде деривата нафте на тржишту енергије и енергената или наступања других ванредних околности, Влада може актом одобрити измену граничних вредности одређених карактеристика квалитета деривата нафте који се могу ставити на тржиште Републике Србије за период од највише шест месеци.

Министарство надлежно за послове енергетике обавља послове државне управе који се односе на: енергетику, енергетску политику и планирање развоја енергетике у области електричне енергије, природног гаса, нафте и деривата нафте, енергетски биланс Републике Србије, нафтну и гасну привреду, припрему предлога аката о именовању и разрешењу органа управљања, као и других аката која се односе на рад и пословање јавних предузећа и друштава која обављају делатност производње, дистрибуције и снабдевања електричном енергијом, природним гасом, односно нафтом и дериватима нафте, стратегију и политику енергетске безбедности, израду годишњих и средњорочних програма енергетске безбедности и обезбеђивања материјалних и других услова за реализацију тих програма, обавезне и друге резерве енергената, безбедан цевоводни транспорт гасовитих и течних угљоводоника, производњу, дистрибуцију и снабдевање топлотном енергијом, рационалну употребу енергије и енергетску ефикасност, обновљиве изворе енергије, заштиту животне средине и климатске промене у области енергетике, координацију послова у вези са инвестицијама у енергетику, као и друге послове одређене законом.

Агенција за енергетику Републике Србије (АЕРС) је основана у јуну 2005. године, на основу Закона о енергетици из 2004. године. Положај, начин рада и послови АЕРС-а прописани су Законом о енергетици [1]. АЕРС је једино регулаторно тело за област енергетике основано у циљу унапређивања и усмеравања развоја тржишта електричне енергије и природног гаса на принципима недискриминације и ефикасне конкуренције, кроз стварање стабилног регулаторног оквира, као и за обављање других послова утврђених поменутиим законом. АЕРС је самостални правни субјект и независан од органа извршне власти у обављању својих послова, као и од других државних органа и организација, правних и физичких лица која се баве енергетским делатностима. Чланове Савета АЕРС-а бира Народна скупштина, што јој обезбеђује независност у доношењу одлука из свог делокруга.

Законом [1] су прописани послови које обавља АЕРС. У обављању послова АЕРС предузима мере које, поред осталих, доприносе остваривању следећих циљева: обезбеђивању сигурног и поузданог снабдевања купаца енергијом кроз ефикасно функционисање и одржив развој енергетских система, у складу са енергетском политиком

Републике Србије, укључујући заштиту животне средине и развој обновљивих извора енергије; развој тржишта електричне енергије у Републици Србији и његове интеграције у регионално и паневропско тржиште електричне енергије. Такође, АЕРС даје сагласност на тржишна и техничка правила, планове развоја система, доноси методологије за одређивање цене приступа систему за пренос и дистрибуцију електричне енергије, цене помоћних услуга, цене приступа транспорту, дистрибуцији и складиштењу природног гаса, цене електричне енергије за гарантовано снабдевање и цене природног гаса за јавно снабдевање, цене приступа систему транспорта нафте нафтоводима и система за транспорт деривата нафте продуктоводима, за процену улагања и ризике за стратешке инфраструктурне пројекте у области електричне енергије, природног гаса и нафте, као и правила о промени снабдевача, о праћењу техничких и комерцијалних показатеља и регулисања квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом, као и о спречавању злоупотреба на тржишту електричне енергије и природног гаса.

Одређену улогу у имплементацији енергетске политике која је дефинисана кроз институционални оквир Републике Србије имају и јединице локалне самоуправе. Чланом 361. Закона о енергетици [1] дефинисано је да јединице локалне самоуправе на својој територији могу основати један енергетски субјект за обављање делатности производње топлотне енергије, дистрибуције и снабдевања купаца топлотном енергијом, при чему се актом о оснивању утврђују услови и начин обављања за сваку од ових делатности. При томе се подразумева да оснивачки акт мора бити усклађен са Законом о енергетици и осталим актима из институционалног оквира Републике Србије којим се уређује енергетски сектор.

1.3. Радна група за сигурност снабдевања

Почев од 2005. године, надлежна министарства из области енергетике увела су у праксу формирање Радне групе за разматрање и праћење ситуације у вези сигурности снабдевања енергијом и енергентима на територији Републике Србије. Основни задатак Радне групе је детаљно праћење ситуације у вези са поузданим и оптималним снабдевањем тржишта енергентима. Радна група се формира решењем које доноси министар рударства и енергетике.

Задатак Радне групе је разматрање и праћење сигурности снабдевања енергијом и енергентима и предлагање одговарајућих мера, припрема подлога за израду извештаја о сигурности снабдевања електричном енергијом и природним гасом и предлагање мера у случају када је угрожена сигурност снабдевања купаца или рада енергетског система због недовољне понуде енергије на тржишту или наступања других ванредних околности.

Чланови Радне групе су представници Министарства надлежног за послове енергетике, „Акционарско друштво Електропривреда Србије, Београд” (ЕПС АД), „Електродистрибуција Србије д.о.о. Београд” (Електродистрибуција Србије), „Акционарско друштво Електромрежа Србије Београд” (ЕМС АД Београд), „Јавно предузеће Србијагас Нови Сад” (ЈП Србијагас Нови Сад), „Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса Нафтна индустрија А.Д. Нови Сад ” (НИС А.Д. Нови Сад), Удружења топлана Србије, Покрајинског секретаријата за енергетику и минералне сировине, Управе за енергетику града Београда, АЕРС-а и „ЈКП Београдске електране Београд”.

Енергетски субјекти достављају за потребе одржавања састанака Радне групе Извештаје о раду који садрже информације о раду енергетског сектора, њиховом погонском стању и спремности, актуелним и могућим проблемима, као и пројекције за наредни период (30 дана).

1.4. Уредбе о условима испоруке електричне енергије и природног гаса, и други акти који уређују област сигурности снабдевања енергијом и енергентима

1.4.1. Уредба о условима испоруке и снабдевања електричном енергијом

Уредбом о условима испоруке и снабдевања електричном енергијом („Службени гласник РС”, број 84/2023) [7] ближе се прописују услови испоруке и снабдевања крајњих купаца електричним енергијом и то:

- услови издавања одобрења за прикључење на преносни, односно дистрибутивни систем, услови за промену техничких услова на месту прикључења и одобрена снага,
- услови и начин прикључења објеката из члана 140. ст. 7, 8. и 9. Закона о енергетици,
- начин и поступак утврђивања листе крајњих купаца који испуњавају услове за статус малог купца,
- место разграничења одговорности за испоручену електричну енергију између енергетског субјекта и купца, односно произвођача,
- услови за закључење и садржина уговора о снабдевању,
- услови и поступак обуставе испоруке или преузимања електричне енергије крајњим купцима, или произвођачима, као и енергетски угроженим купцима,
- права и обавезе оператора преносног, односно дистрибутивног система, снабдевача и крајњег купца,
- врста објеката по намени којима се не може обуставити испорука електричне енергије за случај неизвршавања обавеза за испоручену електричну енергију и у другим случајевима,
- услови и начин искључења објекта крајњег купца или произвођача са система, права крајњих купаца или произвођача,
- начин обавештавања крајњег купца или произвођача,
- обрачунски период и обавезан садржај рачуна за наплату испоручене електричне енергије,
- поступак, начин и рокови за остваривање права крајњег купца на накнаду због одступања од прописаног квалитета испоруке, односно снабдевања електричном енергијом и
- друга питања у складу са законом.

1.4.2. Уредба о енергетски угроженом купцу

Уредба о енергетски угроженом купцу („Службени гласник РС”, бр. 137/2022, 93/2023 и 116/2023) [8] је донета децембра 2022. године и њом се ближе прописују:

- критеријуми и услови за стицање статуса енергетски угроженог купца,
- садржина захтева за стицање статуса енергетски угроженог купца,
- начин утврђивања испуњености услова за стицање статуса енергетски угроженог купца,
- доношење решења о стицању тог статуса, начин издавања и садржина решења о стицању статуса енергетски угроженог купца, као и рокови важења решења,

- садржина и обим права на умањење месечне обавезе плаћања,
- стицање статуса енергетски угроженог купца због здравственог стања,
- начин вођења евиденције енергетски угрожених купаца,
- начин обезбеђивања средстава за заштиту енергетски угрожених купаца, као и казнене одредбе и друга питања неопходна за утврђивање тог статуса.

Овим актом унапређени су критеријуми за остваривање статуса енергетски угроженог купца како би омогућила већем броју домаћинстава да остваре право на умањење рачуна за електричну енергију, гас или даљинско грејање. Изменама Уредбе током 2023. године право на умањење рачуна за електричну енергију, гас или грејање стекла су и домаћинства чији су чланови остварили право на увећану новчану помоћ, а омогућено је и да се право на умањење рачуна стиче по службеној дужности, што ће бити омогућено кроз размену података између надлежних институција и снабдевача. Овим изменама Уредбе омогућено је и домаћинствима, чији је члан пензионер са минималном пензијом, да стицањем статуса угроженог купца остваре право на умањење рачуна за електричну енергију у зимском периоду 2023/2024 године.

1.4.3. Уредба о мрежним правилима која се односе на прикључење на мрежу производних јединица

Уредба о мрежним правилима која се односе на прикључење на мрежу производних јединица („Службени гласник РС”, број 95/2022) [9] је нова уредба, донета августа 2022. године и њом се уређују мрежна правила која се односе на прикључење на мрежу производних јединица. Овим мрежним правилима утврђују се захтеви за прикључење електрана, тј. синхроних производних модула, производних модула енергетског парка и производних модула енергетског парка постављених на води, на систем у интерконекцији.

Захтеви за прикључење утврђени у Уредби [9] примењују се на нове производне модуле које се сматрају важним, осим ако поменути актом није другачије уређено.

Постојећи производни модули не подлежу захтевима из Уредбе [9], осим у посебним случајевима који су наведени у самој уредби.

1.4.4. Уредба о мрежним правилима која се односе на прикључење на мрежу објеката купаца

Уредбом о мрежним правилима која се односе на прикључење на мрежу објеката купаца („Службени гласник РС”, број 104/2022) [10] утврђују се захтеви за прикључење на мрежу објекта купца на преносни систем, објекта дистрибутивног система на преносни систем, дистрибутивних система, укључујући затворене дистрибутивне системе и елемената постројења купца које користи објекат купца или затворени дистрибутивни систем, како би се надлежним операторима система и надлежном оператору преносног система обезбедила услуга управљања потрошњом.

1.4.5. Уредба о мрежним правилима која се односе на прикључење на мрежу једносмерних система високог напона

Уредба о мрежним правилима која се односе на прикључење на мрежу једносмерних система високог напона („Службени гласник РС”, број 104/2022) [11] је нова уредба, донета септембра 2022. године и њом се уређују мрежна правила која се односе на прикључење на мрежу једносмерних система високог напона. Овим мрежним правилима

утврђени су захтеви за прикључење на систем за пренос једносмерном струјом на високом напону и једносмерно прикључених модула електроенергетског парка.

1.4.6. Уредба о расподели преносног капацитета и управљање загушењима

Уредба о расподели преносног капацитета и управљање загушењима („Службени гласник РС”, број 102/2024) [12] ближе се уређује улога номинованог оператора тржишта, централне уговорне стране, преносног агента и оператора преносног система у вези са пословима спајања организованих тржишта, принципе финансијског поравнања и плаћања, принципе спајања тржишта за дан унапред и унутардневног тржишта електричне енергије са суседним тржиштима, детаљна правила за расподелу преносног капацитета између зона трговања и управљање загушењима на тржиштима за дан унапред и унутардневним тржиштима, захтеви за израду заједничких методологија за одређивање вредности преносних капацитета истовремено расположивих између зона трговања, критеријуми за оцењивање ефикасности, као и преиспитивање начина на који се одређују зоне трговања и друге смернице за расподелу преносног капацитета између зона трговања и управљање загушењима.

1.4.7. Уредба о накнади за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије

Уредбом о накнади за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије („Службени гласник РС”, број 50/2024) [13] прописује се начин обрачуна, плаћања и расподеле средстава по основу накнаде за подстицај повлашћених произвођача и начин обрачуна, плаћања, прикупљања и расподеле додатних подстицајних средстава, намена и начин расподеле средстава добијених на основу негативне тржишне премије, као и праћење и извештавање у вези са подстицајним средствима и средствима добијеним на основу негативне тржишне премије.

1.4.8. Уредба о тржишној премији и фид-ин тарифи

Уредбом о тржишној премији и фид-ин тарифи („Службени гласник РС”, број 90/2024) [14] ближе се уређују врста, начин и услови стицања, остваривања и престанка права на тржишну премију; начин одређивања референтне тржишне цене; други елементи које мора да садржи јавни позив, услови, рокови и начин пријављивања на аукције, докази о испуњености услова из јавног позива, као и услови за образовање Комисије; покретање поступка аукције, достављање и размена докумената, обавештавање, садржина и форма понуде, начин заштите садржине понуде до њеног отварања, време отварања понуда, објављивање и форма одлука; услови за пријаву у фази квалификације, садржина и висина финансијског инструмента обезбеђења за озбиљност понуде, модел банкарске гаранције, услови и начин наплате финансијског инструмента обезбеђења за озбиљност понуде у вези са тржишном премијом; вредновање понуда, рангирање понуда, начин попуњавања квоте, као и начин доказивања обавезе и најмањи рок трајања дугорочног уговора са гарантованим снабдевачем, односно крајњим купцем у складу са понудом учесника аукције; услови за пријаву у фази квалификације, садржина и висина финансијског инструмента обезбеђења, модел банкарске гаранције, услови и начин наплате финансијског инструмента обезбеђења, поступак преноса и престанка статуса привременог повлашћеног произвођача у вези са тржишном премијом; обавезе овлашћене уговорне стране; услови и начин продужења статуса привременог повлашћеног произвођача и решавање по захтеву за продужење статуса привременог произвођача у случају више силе у вези са тржишном премијом; обавезе привременог повлашћеног произвођача у вези са тржишном премијом; начин укидања статуса привременог повлашћеног произвођача у вези са тржишном премијом; начин стицања, преноса и

престанка статуса повлашћеног произвођача у вези са тржишном премијом; обавезе повлашћеног произвођача, висина новчаног депозита на име трошкова уклањања електране након истека животног века електране и санације земљишта на којој се налазила електрана, рок и поступак за уклањање електране и санацију земљишта у вези са тржишном премијом; начин укидања статуса повлашћеног произвођача у вези са тржишном премијом; услови под којима мала постројења и демонстрациони пројекти могу стећи фид-ин тарифу, као и начин стицања статуса повлашћеног произвођача за мала постројења и демонстрационе пројекте; начин, услови и поступак стицања, остваривање и престанак права на фид-ин тарифу; услови за пријаву у фази квалификације, садржину и висину финансијског инструмента обезбеђења, модел банкарске гаранције, услови и начин наплате финансијског инструмента обезбеђења, поступак преноса и престанка статуса привременог повлашћеног произвођача у вези са фид-ин тарифом; услови и начин продужења статуса привременог повлашћеног произвођача и начин одлучивања по захтеву за продужење статуса привременог произвођача у случају више силе у вези са фид-ин тарифом; обавезе привременог повлашћеног произвођача у вези са фид-ин тарифом; начин укидања статуса привременог повлашћеног произвођача у вези са фид-ин тарифом; начин стицања, преноса и престанка статуса повлашћеног произвођача у вези са фид-ин тарифом; обавезе повлашћеног произвођача, висину новчаног депозита на име трошкова уклањања електране након истека животног века електране и санације земљишта на којој се налазила електрана, рок и начин за уклањање електране и санацију земљишта у вези са фид-ин тарифом; начин укидања статуса повлашћеног произвођача у вези са фид-ин тарифом.

1.4.9. Уредба о условима испоруке и снабдевања природним гасом

Уредбом о условима испоруке и снабдевања природним гасом („Службени гласник РС”, бр. 49/2022-4, 32/2023-4, 97/2023-4) [15] прописују се ближи услови испоруке природног гаса, као и мере које се предузимају у случају да је угрожена сигурност испоруке природног гаса купцима услед поремећаја у функционисању транспортног, односно дистрибутивног система или поремећаја на тржишту природног гаса на територији Републике Србије, и то:

- услови и начин давања одобрења за прикључење на систем и повезивање система;
- место мерења и место разграничења одговорности за испоручени природни гас;
- услови и начин прикључења објеката привременог карактера, градилишта и објеката у пробном раду и других објеката у складу са законом којим се уређује изградња објеката;
- мере које се предузимају у случају краткотрајних поремећаја услед хаварија и других непредвиђених ситуација због којих је угрожена сигурност рада транспортног, односно дистрибутивног система, као и због непредвиђених и неопходних радова на одржавању енергетских објеката или неопходних радова на проширењу система;
- мере које се предузимају у случају наступања опште несташице, услови и начин предузимања мера и редослед ограничења испоруке природног гаса, као и мере штедње и рационалне потрошње у случају опште несташице природног гаса;
- услови и начин обуставе испоруке природног гаса;
- услови и начин рационалне потрошње и штедње природног гаса;
- услови снабдевања објеката купаца којима се не може обуставити испорука природног гаса због неизвршених обавеза за испоручени природни гас или у другим случајевима;
- начин регулисања међусобних односа између снабдевача, оператора система и крајњег купца коме се не може обуставити испорука природног гаса;

- услови и начин мерења испорученог природног гаса¹;
- опсег квалитета, хемијског састава и других особина природног гаса који се преузима у систем и испоручује са система;
- начин обрачуна неовлашћено преузетог природног гаса;
- поступак, начин и рокови за остваривање права крајњег купца на накнаду због одступања од прописаног квалитета испоруке, односно снабдевања природним гасом;
- начин обавештавања крајњег купца;
- услови и мере за снабдевање купаца природног гаса;
- обрачунски период и обавезан садржај рачуна за наплату испорученог природног гаса;
- садржај плана и рокови преузимања мерних уређаја.

1.4.10. Уредба о утврђивању Превентивног акционог плана ради обезбеђивања сигурности снабдевања природним гасом

Уредбом о утврђивању Превентивног акционог плана ради обезбеђивања сигурности снабдевања природним гасом („Службени гласник РС”, број 102/2018) [16], утврђен је Превентивни акциони план ради обезбеђивања сигурности снабдевања природним гасом. Овај план садржи процену ризика у погледу остваривања сигурности снабдевања, као и мере за ублажавање утврђених ризика које се односе на потребан транспортни капацитет којим би се задовољила укупна потражња за природним гасом и обезбеђивање снабдевања одређених група крајњих купаца природног гаса.

1.4.11. Уредба о утврђивању Кризног плана ради обезбеђења сигурности снабдевања природним гасом

Уредбом о утврђивању Кризног плана ради обезбеђења сигурности снабдевања природним гасом („Службени гласник РС”, број 102/2018) [17], утврђен је Кризни план ради обезбеђења сигурности снабдевања природним гасом.

Овим планом су утврђени критеријуми за увођење кризе, нивои кризе, носиоци активности у случају кризе, мере које се предузимају у случају кризе, као и начин поступања у случају кризе у циљу снабдевања тржишта Републике Србије природним гасом.

1.4.12. Уредба о мрежним правилима за балансирање транспортног система за природни гас

Уредбом о мрежним правилима за балансирање транспортног система за природни гас („Службени гласник РС” број 112/2022) [18] уређују се мрежна правила која се односе на приступ мрежи за транспорт природног гаса на националном, регионалном и европском тржишту природног гаса, у вези са балансним правилима, укључујући правила о процедурама за номиновање, накнадама за дебаланс, процесима измирења у вези са дневним накнадама за дебаланс и оперативном балансирању између оператора система за транспорт гаса.

¹ Уредба прописује kWh уместо m³ као обрачунску величину испоручене енергије.

1.4.13. Уредба о мрежним правилима за поступке за управљање загушењима и објављивању података и техничких информација за приступ систему за транспорт природног гаса

Уредбом о мрежним правилима за поступке за управљање загушењима и објављивању података и техничких информација за приступ систему за транспорт природног гаса („Службени гласник РС” број 112/2022) [19] уређују се мрежна правила која се односе на приступ мрежи за транспорт природног гаса на националном, регионалном и европском тржишту природног гаса; у вези са прорачуном капацитета и расподелом капацитета. Њоме се успостављају механизми расподеле капацитета у транспортним системима за постојеће и додатне капацитете и уређује се на који начин суседни оператори транспортног система сарађују у циљу олакшавања продаје капацитета, узимајући у обзир општа комерцијална и техничка правила која се односе на механизме расподеле капацитета. Стандардни механизам за расподелу капацитета утврђен у складу с овом уредбом обухвата поступак аукције за тачке интерконекије и стандардне капацитетне производе који се на тим аукцијама нуде и расподељују. Уредбом се уређује и алтернативни механизам расподеле који се примењује на нуђење додатног капацитета.

1.4.14. Уредба о мрежним правилима која се односе на прорачун и расподелу капацитета за транспорт природног гаса

Уредбом о мрежним правилима која се односе на прорачун и расподелу капацитета за транспорт природног гаса („Службени гласник РС” број 112/2022) [20] уређују се мрежна правила која се односе на приступ мрежи за транспорт природног гаса на националном, регионалном и европском тржишту природног гаса, у вези са прорачуном капацитета и расподелом капацитета, односно, успостављају се механизми расподеле капацитета у транспортним системима за постојеће и додатне капацитете. Уредбом се уређује начин на који суседни оператори транспортног система сарађују у циљу олакшавања продаје капацитета, узимајући у обзир општа комерцијална и техничка правила која се односе на механизме расподеле капацитета. Стандардни механизам за расподелу капацитета утврђен у складу с овом уредбом обухвата поступак аукције за тачке интерконекије и стандардне капацитетне производе који се на тим аукцијама нуде и расподељују. Овом уредбом уређује се и алтернативни механизам расподеле који се примењује на нуђење додатног капацитета.

1.4.15. Уредба о мрежним правилима о хармонизованим тарифама за транспорт природног гаса

Уредбом о мрежним правилима о хармонизованим тарифама за транспорт природног гаса („Службени гласник РС” број 112/2022) [21] уређују се мрежна правила која се односе на приступ мрежи за транспорт природног гаса на националном, регионалном и европском тржишту природног гаса, у вези са правилима о хармонизованим тарифама за транспорт природног гаса. Ова мрежна правила обухватају правила за примену методологије за утврђивање референтне цене, захтеве у погледу спровођења јавних консултација и објављивања информација у вези са методологијом за утврђивање референтне цене, као и правила за обрачун резервних цена за стандардне капацитетне производе.

1.4.16. Уредба о мрежним правилима о међусобној сарадњи оператора транспортних система и правилима за размену података за рад међусобно повезаних система за транспорт гаса

Уредбом о мрежним правилима о међусобној сарадњи оператора транспортних система и правилима за размену података за рад међусобно повезаних система за транспорт гаса („Службени гласник РС” број 112/2022) [22] се уређују правила која се односе на приступ мрежи за транспорт природног гаса на националном, регионалном и европском тржишту природног гаса.

1.4.17. Закон о робним резервама

У делу сигурности снабдевања, област нафте уређена је и Законом о робним резервама („Службени гласник РС”, бр. 104/2013, 145/2014 – други закон и 95/2018 – други закон) [23] којим се уређују услови за формирање, финансирање, размештај, коришћење и обнављање обавезних резерви нафте и деривата нафте, обезбеђење и одржавање простора за смештај и чување, као и пословање и управљање обавезним резервама и складишним простором на територији Републике Србије. Поред наведеног закона, ова област уређена је и Законом о енергетици којим је образована Управа за резерве енергената, као орган управе у саставу Министарства и утврђена њена надлежност. Законом о енергетици прописана је и обавеза формирања и чувања оперативних резерви деривата нафте, угља и Уредбом о оперативним резервама деривата нафте, угља и других енергената других енергената.

1.4.18. Уредба о утврђивању Програма мера у случају када је угрожена сигурност снабдевања енергијом и енергентима – Кризни план

Уредбом о утврђивању програма мера у случају када је угрожена сигурност снабдевања енергијом и енергентима - Кризни план („Службени гласник РС”, број 63/2019) [24] утврђен је Кризни план када је угрожена сигурност снабдевања енергијом и енергентима.

Овај план садржи поступке и критеријуме за утврђивање поремећаја у снабдевању, надлежности и одговорности јавних и приватних субјеката ради отклањања поремећаја у снабдевању и поступке за нормализацију снабдевања тржишта Републике Србије. Програм садржи и поступање у случају доношења међународне одлуке о пуштању обавезних резерви на тржиште.

1.4.19. Уредба о оперативним резервама деривата нафте, угља и других енергената

Чланом 345. Закона о енергетици дефинисано је и да енергетски субјекти који обављају делатност производње деривата нафте и трговине нафтом, дериватима нафте, биогоривом и компримованим природним гасом су дужни да обезбеде и оперативне резерве деривата нафте које су једнаке десетодневној просечној количини моторних бензина и гасних уља, односно петнаестодневној просечној количини млазног горива, које су ставили на тржиште Републике Србије у претходној години из сопствене производње и увоза. Оперативне резерве су дужни да чувају и енергетски субјекти који обављају делатност производње електричне енергије и/или комбиноване производње електричне и/или топлотне енергије и то оперативне резерве деривата нафте и/или угља у количини која ће омогућити најмање 15 дана њихове просечне производње електричне и/или топлотне енергије у јануару, фебруару и марту за претходних пет година. Оперативне резерве формирају постепено до 1. јануара 2028. године.

Оперативне резерве деривата нафте и угља користе се у случају краткотрајних поремећаја на тржишту, услед хаварија и других непредвиђених ситуација због којих је угрожена сигурност рада појединих делова енергетског система или енергетског система у целини.

Уредбом о оперативним резервама деривата нафте, угља и других енергената („Службени гласник РС”, број 79/21) [25] прописани су услови и начин постепеног обезбеђења, коришћења и обнављања оперативних резерви деривата нафте, угља и других енергената.

2. СТРУКТУРА ЕНЕРГЕТСКОГ СЕКТОРА

Енергетски систем Републике Србије чине сектори нафте, природног гаса, угља, сектор електричне енергије, сектор топлотне енергије и обновљивих извора енергије. У оквиру овог поглавља дат је кратак преглед основних података који се односе на поменуте енергетске секторе, док ће детаљан опис бити дат у оквиру посебних поглавља.

2.1. Сектор нафте и нафтних деривата

Експлоатација домаћих резерви нафте одвија се у оквиру НИС А.Д. Нови Сад (у 2024. години износила је 0,795 милиона тона што је 20% од укупних потреба). НИС А.Д. Нови Сад је једина компанија у Републици Србији која се бави истраживањем и производњом нафте и гаса. Од 25. јануара 2009. године већински власник НИС А.Д. Нови Сад је руска компанија Газпром Њефт.

Производња деривата нафте одвија се у Рафинерији нафте Панчево у саставу НИС А.Д. Нови Сад (у 2024. години домаћа производња нафтних деривата износила је 3,733 милиона тона, што представља пад у односу на претходне две године).

Законом о енергетици, у делу о резервама енергената дефинисано је да Енергетски субјекти који обављају делатност производње деривата нафте и трговине нафтом, дериватима нафте, биогоривом, биотечностима, компримованим природним гасом, утечњеним природним гасом и водоником, осим оних који обављају само трговину компримованим природним гасом и/или утечњеним природном гасом и/или водоником, дужни су да обезбеде оперативне резерве деривата нафте, које су једнаке десетодневnoj просечној количини моторних бензина и гасних уља, односно петнаестодневnoj просечној количини млазног горива, које су ставили на тржиште Републике Србије у претходној години из сопствене производње и увоза.

Законом у делу о сигурности снабдевања обрађује се и извештај о сигурности снабдевања нафтом и дериватима нафте који треба да садржи:

- податке о производњи, увозу, извозу и потрошњи нафте и деривата нафте;
- податке у вези сигурности снабдевања нафтом и дериватима нафте;
- техничке и друге захтеве које морају да испуне течна горива нафтног порекла, течни нафтни гас и биогорива;
- податке о нафтној инфраструктури;
- податке који се односе на квалитет и ниво одржавања објеката нафтне инфраструктуре;
- план инвестиција у нафтну инфраструктуру;
- преглед извора снабдевања сировом нафтом/дериватима нафте (укључујући географско порекло увезених енергената који су дефинисани у европским прописима о енергетској статистици);
- податке о капацитетима за увоз и извоз сирове нафте и деривата нафте.

У Србији се производња деривата нафте врши у Рафинерији Панчево, док се производња течних нафтних гасова, осим у рафинерији у Панчеву, обавља и у погону НИС А.Д. Нови Сад за стабилизацију, односно припрему природног гаса за транспорт у Елемиру. Такође, у погонима у Оџацима, на којима производњу обавља „Стандард гас д.о.о. Нови Сад” (пропан и бутан, као и пентан-хексан фракција, односно солвент), где се као сировина за производњу користи увозни гасни кондензат, односно широка фракција лаких угљоводоника и у погонима „Хипол а.д. Оџаци” (Хипол а.д.) који пропан добија као

нуспроизвод у процесу пречишћавања рафинеријског, односно петрохемијског пропилену до пропилену полимерне чистоће. На истој локацији али другим постројењима, производњу обавља и Energreen MTV. Производњу пропан-бутан смеше и аутогаса, засновану на намешавању компонената, компанија Петрол ЛПГ обавља у погону у Смедереву, а компанија VML на погону у Јакову, а компанија Euro gas у Суботици.

Једини давалац услуга цевоводног транспорта сирове нафте је „Транснафта АД Панчево” (раније ЈП Транснафта), која је формирана 01.10.2005. године, а до тада се ова делатност обављала у оквиру НИС А.Д. Нови Сад. Делатност транспорта нафте нафтоводима и транспорта деривата нафте продуктоводима су регулисане делатности од општег интереса и обавља их Транснафта АД по регулисаним ценама.

Делатност промета нафте и деривата нафте укључујући и биогорива и компримовани природни гас и складиштења, карактерише велики број привредних субјеката. Издато је 25 лиценци за складиштење нафте и нафтних деривата, 63 за трговину нафтом и дериватима нафте на велико, а 418 за трговину дериватима нафте на мало. Увоз деривата нафте је слободан, а цене су тржишне. Малопродаја деривата нафте на територији Србије се обавља кроз развијену и разгранату трговачку мрежу од око 1.520 малопродајних објеката.

У Србији се снабдевање превозних средстава компримованим природним гасом, као моторним горивом, обавља на 30 станица.

Укупна потрошња нафтних деривата као финалних енергената је у 2024. години износила 3,930 Мтое, од чега се 0,608 Мтое потрошило у неенергетске сврхе, а 3,114 Мтое у енергетске сврхе и то највише у сектору саобраћаја 79,7%, затим у индустрији 12,9%, док остали потрошачи учествују са 7,4%.

Директива 2009/28/ЕЗ [47], која се односи на обновљиве изворе енергије у циљу смањења емисије гасова са ефектом стаклене баште, у делу који се односи на обавезан садржај биогорива у моторним горивима, имплементирана је у домаће законодавство почевши од 2019. године, пошто су од онда донети: Уредба о уделу биогорива на тржишту („Службени гласник РС”, број 71/2019), Правилник о техничким и другим захтевима за биогорива и биотечности („Службени гласник РС”, број 73/2019) и Уредба о критеријумима одрживости биогорива („Службени гласник РС”, број 89/2019). Поменута Директива је престала да важи 30. јуна 2021. године, а замењена је Директивом (ЕУ) 2018/2001 о промоцији коришћења енергије из обновљивих извора. Крајем 2023. године донета је (усвојена 2. новембра, а ступила на снагу 10. новембра) нова Уредба о критеријумима одрживости за биогорива, биотечности и горива из биомасе („Службени гласник РС”, број 96/2023) [26].

Правилником о израчунавању удела обновљивих извора енергије, („Службени гласник РС”, број 2/23) [27], се, између осталог, ближе прописује енергетски садржај горива у транспорту и начин израчунавања утицаја биогорива и биотечности и њихових упоредивих фосилних горива на емисију гасова са ефектом стаклене баште. Националним акционим планом за коришћење обновљивих извора енергије Републике Србије преузета је обавеза да се до 2020. године достигне 10% удела ОИЕ у сектору саобраћаја. Интегрисаним националним енергетским и климатским планом Републике Србије за период до 2030. са визијом до 2050. године планиран је удео ОИЕ у саобраћају од 7% до 2030. године.

Законом о коришћењу обновљивих извора енергије („Службени гласник РС”, број 40/2021, 35/2023 и 94/2024-204 (др. закон)) [4], је између осталог из постојећег Закона о енергетици [1] преузео одређене одредбе које уређују коришћење биогорива и проширио

их, а уједно је предвидео доношење одговарајућих подзаконских аката који ће ближе уредити ову област.

Уредбом о плану и критеријумима за формирање обавезних резерви нафте и деривата нафте („Службени гласник РС”, број 48/21) се дефинише да се сирова нафта за потребе формирања обавезних резерви набавља у квалитету чији параметри задовољавају услове утврђене Правилима о раду система за транспорт нафте нафтоводом који, уз сагласност Агенције, доноси Транснафта, као и да се обавезне резерве могу обнављати заменом, продајом и набавком. Такође, усвојен је и Правилник о утврђивању Годишњег програма формирања и одржавања обавезних резерви нафте за 2024. годину („Службени гласник РС”, број 75/2024).

Од значаја за сектор нафте су:

- Уредба о оперативним резервама нафте („Службени гласник РС”, број 79/21),
- Правилник о лиценци за обављање енергетских делатности и сертификацији („Службени гласник РС”, број 83/21),
- сет техничких аката који се односе на опрему под притиском,
- Правилник о роковима, садржају и начину достављања података о набавци и продаји нафте, деривата нафте, биогорива, биотечности, компримованог природног гаса, утечњеног природног гаса и водоника („Службени гласник РС”, број 72/2021) којим се ближе прописују рокови, садржај и начин достављања података од стране енергетских субјеката који обављају енергетску делатност производње деривата нафте и енергетску делатност трговине нафтом, дериватима нафте, биогоривима, биотечностима, компримованим природним гасом, утечњеним природним гасом и водоником и енергетску делатност трговине моторним и другим горивима на станицама за снабдевање превозних средстава.

Правилником о сагласности за складиштење и снабдевање нафтом, дериватима нафте и биогоривима за сопствене потребе („Службени гласник РС”, бр. 12/16, 44/18 - други пропис, 65/2018 и 79/21) [85] ближе се прописују услови за издавање, измену и одузимање сагласности за складиштење нафте, деривата нафте и биогорива за сопствене потребе укупног капацитета преко пет тона и за снабдевање сопствених превозних средстава на сопственим станицама за снабдевање превозних средстава, за које се не издаје лиценца, садржина захтева и документа која се прилажу уз захтев за издавање.

Такође, од значаја је Правилник о техничким и другим захтевима за течна горива нафтног порекла („Службени гласник РС”, бр. 104/23 и 21/24) [86].

Влада Републике Србије је у 2024. години донела Уредбу о ограничењу висине цене деривата нафте („Службени гласник РС”, бр. 6/2024 и 29/2024). Овом уредбом прописује се начин утврђивање највиших малопродајних цена деривата нафте. У складу са важећом Уредбом, Министарство рударства и енергетике је у 2024. години донело Правилник о обрачуна просечне veleпродајне цене деривата нафте евро дизел и евро премијум ВМВ 95 („Службени гласник РС”, бр. 7/2024).

У 2024. години донет је Правилник о утврђивању Годишњег програма формирања и одржавања обавезних резерви нафте и деривата нафте за 2024. годину („Службени гласник РС”, број 75/24) [87].

Законом о изменама и допунама Закона о енергетици („Службени гласник РС”, број 94/24) [1] проширен је круг енергетских делатности за које се издаје лиценца, тако што су додате делатности агрегирање и производња биометана.

2.2. Сектор природног гаса

Сектор природног гаса обухвата:

- експлоатацију домаћих резерви природног гаса у оквиру НИС А.Д. Нови Сад (у 2024. години је износила 296,954 милиона² Sm³) [33],
- увоз природног гаса (2.525,934 милиона³ Sm³ у 2024. години),
- складиштење и управљање складиштем природног гаса (подземно складиште гаса Банатски Двор капацитета 450 милиона m³),
- снабдевање природним гасом,
- транспорт и управљање транспортним системом („Транспортгас Србија д.о.о. Нови Сад”, „Yugorosgaz-Transport д.о.о. Ниш” и „Гастрас д.о.о. Нови Сад”),
- дистрибуцију и управљање дистрибутивним системом природног гаса обавља 31 лиценцирани оператор дистрибутивног система. Лиценцу има још један енергетски субјекат који не обавља делатност.

Потрошња природног гаса у Србији у 2024. години имала је следећу структуру:

- Сектор производње енергије трансформацијом: 43,4%;
- Сопствена потрошња енергетског сектора: 6,2%;
- Губици у транспорту и дистрибуцији око: 1,3%;
- Финална потрошња: 49,1%.

При трансформацији природног гаса у друге облике енергије, током 2024. године највећи удео имале су топлане и то 41,9%, затим термоелектране-топлане са 33,1%, индустријске енергане са 13,0% и рафинерија са 12,0%.

Посматрано по секторима потрошње у 2024. години, највећа финална потрошња природног гаса била је у индустрији 44,3%, затим 28,7% у домаћинствима, 23,0% у јавном и комерцијалном сектору, 2,7% и 1,4% у саобраћају и пољопривреди, следствено.

2.3. Сектор угља

Енергетске резерве Републике Србије доминантно су засноване на угљу, чија експлоатација се одвија у оквиру:

- површинске експлоатације угља у два главна рударска басена огранака ЕПС АД - Колубара (у 2024. години производња је износила 22,182 милиона тона угља) и Костолац (у 2024. години производња је износила 8,504 милиона тона угља),
- подземне експлоатације у оквиру ЈП ПЕУ Ресавица (у 2024. години је произведено 360 хиљада тона угља) и
- подводне експлоатације у Ковину (у 2024. години је произведено 167,282 хиљада тона угља).

Од укупне домаће производње угља, 98,3% се добија из површинске експлоатације, а остатак из подземне и подводне експлоатације. Како се из домаће производње највећим делом производи нискоквалитетни лигнит, потребе за квалитетнијим врстама угља

² Сведени кубни метар (Sm³) означава количину природног гаса која на стандардним условима (температура 15°C и притисак 1.01325 bar) заузима запремину од 1m³ и има доњу топлотну вредност од 33.338,35 kJ [76]. У билтенима Енергетски биланси, Републичког завода за статистику [32] се користи термин „стандардни метар кубни природног гаса” који означава природни гас на температури 15°C и 1013,25 милибара притиска, који има доњу топлотну моћи Hd=33338 kJ/m³.

³ Укључује и део који није допремљен преко оператора транспортног система.

подмирују се из увоза и погона за сушење угља у Вреоцима. Домаћа производња је 2024. године задовољила 90,5% од укупних потреба за угљем, а остатак је набављен из увоза.

Увоз угља углавном обухвата увоз дефицитарних врста угља и то на првом месту кокса за потребе металуршког комплекса и висококалоричног каменог угља за потребе индустрије, а затим и мрког угља за широку потрошњу. Укупна домаћа производња угља у 2024. години износила је 31,25 милиона тона или 5,423 Mtoe, док је укупна количина угља расположива за потрошњу износила 34,54 милиона тона или 6,532 Mtoe. Од ове количине за процесе трансформација утрошено је 34,828 милиона тона или 6,465 Mtoe (99%)⁴, од тога 33,699 милиона тона или 5,946 Mtoe (92%) у термоелектранама, осталих 1,129 милиона тона или 0,519 Mtoe (8%) у индустријским енерганама, топланама, високим пећима и преради угља.

Укупна финална потрошња угља у 2024. години износила је само 0,264 милиона тона, односно 0,118 Mtoe, од чега је у неенергетске сврхе потрошено 0,012 милиона тона (0,002 Mtoe) а у енергетске сврхе 0,252 милиона тона (0,116 Mtoe). У структури финалне потрошње у енергетске сврхе, учешће индустрије је 49,2% (0,073 милиона тона или 0,058 Mtoe), домаћинства 47,9% (0,140 милиона тона или 0,057 Mtoe) и остали сектори са око 1,2% (0,005 милиона тона или 0,001 Mtoe).

2.4. Сектор електричне енергије

Структура капацитета за производњу електричне енергије у Републици Србији у 2024. години је следећа [31]:

- Термоелектране (ТЕ), снаге 4.359 MW ;
- Термоелектране-топлане (ТЕ-ТО), снаге 496 MW;
- Хидроелектране (ХЕ), снаге 3.147 MW, од тога мале хидроелектране 129 MW;
- Електране на ветар, снаге 608 MW;
- Соларне електране, снаге 95 MW;
- Електране на биогас, снаге 43 MW;
- Електране на биомасу, снаге 2 MW;
- Електране на отпад, снаге 30 MW;
- Индустријске енергане 109 MW;
- СНР постројења 25 MW.

ЕПС АД и даље управља највећим делом наведених капацитета – њихова укупна снага на прагу електрана на крају 2024. године је била 7.683 MW.

Укупна бруто производња електричне енергије у 2024. години је износила 37.489 GWh (3,223 Mtoe). Највећи део производње остварен је у термоелектранама (62%, односно 23.220 GWh или 1,997 Mtoe) и хидроелектранама (28%, односно 10.512 GWh или 0,904 Mtoe). Удео производње из термоелектрана-топлана и електрана на ветар је готово идентичан и износи 4%, док су све остале електране заједно учествовале у укупној производњи електричне енергије са 2%. Увоз електричне енергије је износио 6.936 GWh (0,596 Mtoe), а извоз 6.416 GWh (0,552 Mtoe), тако да је нето увоз износио 520 GWh (0,045 Mtoe) [32].

⁴ Сви процентуални удели у овом поглављу су рачунати на основу енергетског биланса угља.

Сопствена потрошња у електроенергетском сектору исте године је износила 10,56% од укупно произведене електричне енергије (брuto производња). Губици у преносном и дистрибутивном систему износили су 10,63% од укупно произведене електричне енергије (брuto производња) [32].

Финална потрошња електричне енергије износила је 29.555 GWh (2,541 Mtoe). Електрична енергија као финална енергија највише је трошена у домаћинствима 13.225 GWh или 1,137 Mtoe (45%), затим следе индустријска постројења заједно са грађевинским сектором 9.927 GWh или 0,854 Mtoe (33%), па саобраћај, пољопривреда и остали потрошачи 6.403 GWh или 0,551 Mtoe (22%) [31], [32].

У 2024. у Републици Србији је било активно 11 снабдевача који су снабдевали крајње купце електричном енергијом на слободном тржишту. Доминантан снабдевач на слободном тржишту је и даље ЕПС АД са уделом од 98,20% електричне енергије продате крајњим купцима на слободном тржишту и 99,06% од укупне финалне потрошње [39].-

2.5. Сектор топлотне енергије

Капацитети за производњу топлотне енергије у Републици Србији инсталирани су у:

- топланама у оквиру система даљинског грејања,
- термоелектранама (ТЕ),
- термоелектранама-топланама (ТЕ-ТО),
- индустријским енерганама и
- индивидуалним котларницама које нису обухваћене енергетским билансом.

Централизовано снабдевање топлотном енергијом постоји у 60 градова Србије. Укупни инсталирани топлотни капацитет сопствених производних постројења, 55 система даљинског грејања чланица Пословног удружења „Топлане Србије” у 2024. години износио је 5.674 MWt, на укупно 259 локација. Поред тога, ови системи даљинског грејања користе и додатних 877 MWt који су у власништву других правних лица, што даје укупни капацитет од 6.551 MWt [29].

Индустријске енергане се користе за производњу топлотне енергије за потребе различитих индустријских процеса. Осим за потребе производних процеса, топлотна енергија произведена у овим енерганама користи се и за грејање радног простора. У одређеном броју индустријских предузећа постоје енергане које омогућују спрегнуту производњу топлотне и електричне енергије (процена је да је у току 2024. године произведено 8.867 TJ топлотне енергије и 632.681 GWh електричне енергије) [31], [32].

Производња топлотне енергије одвија се и у оквиру термоелектрана и термоелектрана-топлана. То су следећи објекти у саставу ЕПС АД:

- ТЕ Никола Тесла А (блокови А1 и А2) за даљинско грејање Обреновца (парни блокови на угаљ),
- ТЕ Костолац А за даљинско грејање Пожаревца и Костолаца (парни блокови на угаљ),
- ТЕ Колубара А за даљинско грејање села Велики Црљени,
- ТЕ-ТО Нови Сад, ТЕ-ТО Зрењанин и ТЕ-ТО Сремска Митровица за системе даљинског грејања и технолошку пару (парни блокови на гас и течно гориво, нови котао у ТЕ-ТО Сремска Митровица на биомасу) и
- ТО Вреоци, која топлотном енергијом снабдева ЈКП Лазаревац.

За производњу топлотне енергије у топланама користи се природни гас, угаљ, нафтни деривати и биомаса. У 2024. години у топланама је потрошено 519,740 мил m^3 природног гаса, угља 36.664 тона, нафтних деривата 22.653 тона, а биомасе 52.287 тона [32], [31].

Производња топлотне енергије у 2024. години износила је 33.014 TJ или 0,789 Mtoe. Највећи део производње остварен је у топланама (56%) и индустријским енерганама (27%) [31], [32].

Губици у дистрибуцији износили су износили 2.686 TJ, односно 0,064 Mtoe, а потрошња енергетског сектора 1.183 TJ или 0,028 Mtoe. Финална потрошња топлотне енергије у 2024. години износила је 29.145 TJ или 0,696 Mtoe. Од овог износа у индустријским постројењима је утрошено (33%), а у домаћинствима (54%). Остали потрошачи чине 13% финалне потрошње [31], [32].

2.6. Сектор обновљивих извора енергије

Сектор обновљивих извора енергије обухвата:

- производњу геотермалне енергије,
- коришћење хидропотенцијала, соларне и енергије ветра,
- производњу чврсте, течне и гасовите биомасе,
- увоз и извоз биомасе,
- производњу електричне и топлотне енергије из постројења на обновљиве изворе енергије.

Производња електричне енергије из великих и малих водених токова обухваћена је у оквиру биланса укупне производње електричне енергије у Републици Србији и у 2024. години износи 10.512 GWh односно 0,904 Mtoe, што значи да је у 2024. години у хидроелектранама произведено 28,04% од укупне бруто производње електричне енергије [31], [32].

Производњу геотермалне енергије прати Републички завод за статистику у оквиру својих статистичких истраживања и у 2024. години ова производња износила је 0,0016 Mtoe, што је занемарљиво (0,02% од укупне домаће производње примарне енергије). Овим податком није обухваћено и коришћење геотермалне енергије кроз употребу топлотних пумпи.

Производња и потрошња чврсте биомасе, обухвата не само производњу и потрошњу огревног дрвета већ и производњу пелета и брикета, у енергетске сврхе (за потребе грејања). Производња биомасе у 2024. години у Републици Србији износила је 1,64 Mtoe, од чега је највећи део, 1,432 Mtoe, потрошен у домаћинствима [31], [32].

2.7. Енергетски ресурси

Енергетске ресурсе и потенцијале Републике Србије чине фосилна горива (угаљ, нафта, природни гас и уљни шејлови), нуклеарне минералне сировине и обновљиви извори енергије (водотокови, биомаса, ветар, Сунце, обновљиви водоник, биогаз, депонијски гас, гас из погона за прераду канализационих вода, извори геотермалне енергије и др) [2].

Од фосилних горива, највећи енергетски значај имају басени и лежишта лигнитског угља. Билансне резерве угља износе око 2,9 милијарди тона, а ванбилансне 1,1 милијарда тона. Производња како сирове нафте, тако и природног гаса, остварује се највећим делом на подручју Војводине и малим делом на подручју централне Србије. Максимуми производње достигнути су пре десетак година, али од онда имамо готово константо смањење. На основу забележеног тренда, може се констатовати да уколико се не реализују

открића нових већих лежишта домаће нафте и гаса, у наредном периоду ће доћи до даљег постепеног смањења њихове производње.

Уљни шејлови су у Републици Србији распрострањени у значајној мери, на чак 23 налазишта, али је њихов степен испитаности и процене резерви углавном на нивоу хипотетичких, односно потенцијалних резерви. Грубе процене потенцијалних резерви износе 8-10 милијарди тона.

Потенцијал обновљивих извора енергије у Републици Србији чине биомаса, хидроенергија, енергија ветра, енергија Сунца и геотермална енергија. Укупан технички расположив потенцијал ових извора је процењен на 10,288 Мтое годишње, односно 3,196 Мтое биомасе, 2,622 Мтое (30,5 TWh) енергије Сунца, 2,593 Мтое (30,15 TWh) енергије ветра, 1,547 Мтое (18 TWh) хидроенергије и 0,330 Мтое геотермалне енергије [2].

Производња примарне енергије обухвата експлоатацију, односно коришћење домаћих ресурса угља, сирове нафте, природног гаса и обновљивих извора енергије (хидропотенцијал, геотермална енергија, биомаса, биогаз, енергија ветра, енергија Сунца). У Србији је у 2024. години произведено 9,367 Мтое примарне енергије. Овом производњом задовољено је око 58% од укупних потреба за примарном енергијом. Структура домаће производње примарне енергије је следећа: производња угља износи 5,423 Мтое, односно 58% укупне домаће производње примарне енергије, а остали део се односи на производњу сирове нафте и природног гаса, коришћење хидропотенцијала и енергије ветра и сунца, производњу огревног дрвета и геотермалне енергије.

Укупна домаћа потрошња енергије у 2024. години износила је 16,229 Мтое. Нето увозна зависност Србије у 2024. години износила је 41,5%. Највише је увезено сирове нафте и нафтних деривата 52%, а затим следе природни гас 33%, угаљ 15% и електрична енергија 1%.

Примарна енергија коришћена је за:

- Трансформације у термоелектранама, хидроелектранама, термоелектранама-топланама, топланама, индустријским енерганама, рафинеријама нафте, преради угља, високим пећима;
- Потрошњу енергетског сектора;
- Губитке у преносу и дистрибуцији енергије и енергената;
- Директну потрошњу код крајњих корисника.

У структури потрошње за процесе трансформација, доминира потрошња угља 41%, затим нафте и нафтних деривата 26% и природног гаса 16%. Укупна потрошња финалне енергије обухвата потрошњу енергије добијене из трансформација као и део од укупно расположиве примарне енергије која не улази у процесе трансформација већ се директно троши код крајњих корисника.

Укупна потрошња финалне енергије у Србији у 2024. години износила је 10,036 Мтое, од чега се у неенергетске сврхе потрошило 0,579 Мтое, док је потрошња финалне енергије у енергетске сврхе износила 9,457 Мтое.

По секторима потрошње, финалне енергије се највише трошило у сектору домаћинстава 35,8% (3,384 Мтое), затим саобраћаја 28,5% (2,694 Мтое), потом индустрије 23,6% (2,234 Мтое), док су остали сектори учествовали са 12,3% (1,167 Мтое).

Гледано са аспекта енергената, у потрошњи финалне енергије доминирају нафта и њени деривати са 33,4% (3,160 Мтое) и електрична енергија са 26,9% (2,541 Мтое), затим следе обновљиви извори енергије (геотермална енергија, биомаса, биогаз) са 17,3% (1,636 Мтое),

природни гас са 13,1% (1,243 Mtoe), топлотна енергија са 7,4% (0,696 Mtoe) и угаљ са 1,2% (0,116 Mtoe).

3. ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

Законом о енергетици [1], у области електричне енергије прописане су следеће енергетске делатности: производња електричне енергије, комбинована производња електричне и топлотне енергије, пренос електричне енергије и управљање преносним системом, дистрибуција електричне енергије и управљање дистрибутивним системом, дистрибуција електричне енергије и управљање затвореним дистрибутивним системом, снабдевање електричном енергијом, агрегирање, снабдевање на велико електричном енергијом, управљање организованим тржиштем електричне енергије и складиштење електричне енергије. Енергетску делатност може да обавља јавно предузеће, привредно друштво, односно друго правно лице или предузетник који има лиценцу за обављање енергетске делатности, ако наведеним законом није другачије прописано. Енергетске делатности од општег интереса, у области електричне енергијесу: пренос електричне енергије и управљање преносним системом, дистрибуција електричне енергије и управљање дистрибутивним системом. Остале наведене енергетске делатности се обављају у складу са тржишним принципима.

Лиценце за обављање енергетске делатности издаје АЕРС и у случају топлотне енергије надлежни орган градске/општинске управе, у складу са Законом о енергетици [1] и Правилником о лиценци за обављање енергетске делатности и сертификацију („Службени гласник РС”, бр. 87/2015, 44/2018 – други пропис и 83/2021) [34].

Лиценца се издаје за сваку енергетску делатност посебно. Издаје се на десет година, а за производњу електричне енергије, комбиновану производњу електричне и топлотне енергије и производњу топлотне енергије на 30 година (прописано чланом 20. Закона о енергетици). Енергетском субјекту који поседује лиценцу за обављање енергетске делатности, може се увести обавеза пружања јавне услуге која ће обезбедити сигурност снабдевања, редовност, квалитет и цену снабдевања, заштиту животне средине, укључујући енергетску ефикасност, употребу енергије из обновљивих извора и заштиту климе (прописано чланом 12. Закона о енергетици).

У области електричне енергије у Републици Србији послују следећи енергетски субјекти:

- ЕМС АД који је 2016. године променио правну форму из јавног предузећа у акционарско друштво и 100% је у власништву државе, а које обавља енергетску делатност преноса електричне енергије и управљања преносним системом. У складу са Законом о управљању привредним друштвима која су у власништву Републике Србије [35], власничко управљање друштвом капитала које обавља делатност преноса и управљања преносним системом електричне енергије спроводи се преко независног државног органа надлежног за енергетске мреже, у складу са посебним законом. У ту сврху, Законом о енергетици [1] основана је Републичка комисија за енергетске мреже, као самосталан и независан орган Републике Србије, за контролу оператора преносног система електричне енергије, који обављају делатност преноса и управљања преносним системом електричне енергије као делатност од општег интереса у складу са поменутим законом.
- ЕПС АД које обавља следеће енергетске делатности: производња електричне енергије, снабдевање електричном енергијом и снабдевање електричном енергијом на велико, и 100% је у власништву државе. ЕПС АД је оснивач Привредног друштва „ЕПС Трговање” д.о.о. Љубљана ради обављања трговине електричном енергијом. Поред поменутих енергетских делатности ЕПС АД (огранак „ЕПС Снабдевање”) пружа и јавну услугу гарантованог и резервног снабдевања. Влада Србије усвојила је 6. априла 2023. године Одлуку о промени правне форме „Електропривреде Србије” из јавног предузећа у нејавно акционарско друштво, у којем Република

Србија остаје једини власник. У складу са Законом о управљању привредним друштвима која су у власништву Републике Србије [35], власничко управљање друштвом капитала које обавља делатност производње и снабдевања електричном енергијом, спроводи се преко министарства надлежног за послове енергетике.

- Електродистрибуција Србије д.о.о., која обавља делатност дистрибуције електричне енергије и управљање дистрибутивним системом, и која је 100% у власништву државе. У складу са Законом о управљању привредним друштвима која су у власништву Републике Србије [35], власничко управљање овим друштвом спроводи се преко министарства надлежног за послове привреде.
- SEEPEX а.д. Београд (SEEPEX) који обавља делатност управљања организованим тржиштем електричне енергије. Влада Републике Србије је у јуну 2022. године именовала SEEPEX а.д. за Номинованог оператора тржишта електричне енергије (НМО) који се одређује у Републици Србији за спровођење спајања дан унапред и унутардневног организованог тржишта електричне енергије са суседним организованим тржиштима електричне енергије.
- Оператори затвореног дистрибутивног система.
- Остали произвођачи електричне енергије.
- Остали снабдевачи електричном енергијом.
- Складиштари електричне енергије.

3.1. Тржиште електричне енергије

Усвајањем Закона о енергетици крајем 2014. године [1], област енергетике у домаћем законодавству је хармонизирана са одредбама енергетских законодавних пакета Европске уније, чиме је започет процес увођења конкуренције у електроенергетски сектор у Србији, како би се повећала ефикасност сектора кроз дејство тржишних механизма у производњи и снабдевању електричном енергијом, задржавајући при томе економску регулацију делатности преноса и дистрибуције електричне енергије као природних монопола.

Према Закону о енергетици [1], право на гарантовано снабдевање по регулисаним ценама од 1. јануара 2015. имају само домаћинства и мали купци. При томе гарантовано снабдевање је јавна услуга којом се осигурава право домаћинстава и малих купаца на снабдевање електричном енергијом прописаних карактеристика на територији Републике Србије по разумним, јасно упоредивим, транспарентним и недискриминаторним ценама.

Крајњи купци на слободном тржишту електричне енергије морају имати закључен уговор о снабдевању којим се уређују права и обавезе између снабдевача и крајњег купца. За једно место примопредаје и за исти период снабдевања може се закључити само један уговор о потпуном снабдевању. За једно место примопредаје, за сваки обрачунски период током периода снабдевања, може се закључити више уговора о снабдевању са унапред одређеним количинама електричне енергије. Када је закључен уговор о снабдевању са унапред одређеним количинама електричне енергије, купац је дужан да пре отпочињања снабдевања закључи: уговор којим уређује балансну одговорност за своја места примопредаје и уговор о приступу систему са оператором система на који је објект крајњег купца прикључен.

Крајњи купац који нема право на гарантовано снабдевање, а нема важећи уговор о снабдевању (из разлога прописаних чланом 192. Закона о енергетици [1]), има право на резервно снабдевање у периоду до 60 дана, у коме мора да пронађе новог снабдевача (у супротном је оператор система дужан да му обустави испоруку електричне енергије). Цена резервног снабдевања је по правилу виша од тржишних цена електричне енергије,

јер се сагласно члану 193. Закона о енергетици [1] одређује у поступку тендерске процедуре избора резервног снабдевача, односно не може бити мања од просечне цене електричне енергије на организованом тржишту за претходну годину, ако гарантовани снабдевач од стране Владе буде проглашен за резервног снабдевача.

Према Закону о енергетици [1], тржиште електричне енергије у Србији обухвата:

- билатерално тржиште електричне енергије;
- балансно тржиште електричне енергије;
- организовано тржиште електричне енергије;
- тржиште преносних капацитета између зона трговања;
- тржиште помоћних услуга.

Према времену трговања електричном енергијом тржиште електричне енергије може бити:

- терминско;
- тржиште за дан унапред;
- унутар дневно.

Оператор преносног система електричне енергије уређује и администрира балансно тржиште електричне енергије, тржиште преносних капацитета између зона трговања и тржиште помоћних услуга, а оператор тржишта (енергетски субјект који обавља делатност управљања организованим тржиштем електричне енергије) уређује и администрира организовано тржиште електричне енергије, уз поштовање принципа јавности и недискриминације.

3.1.1. Учесници на тржишту електричне енергије

Законом о енергетици, прописано је да учесници на тржишту електричне енергије могу бити: произвођач електричне енергије, снабдевач, снабдевач на велико, крајњи купац, оператор преносног система, оператор дистрибутивног система, оператор затвореног дистрибутивног система електричне енергије, оператор тржишта, номиновани оператор тржишта, складиштар електричне енергије и агрегатор. Поред наведених учесника на тржишту, на организованом тржишту електричне енергије учесници могу бити и друга правна лица у складу са правилима о раду организованог тржишта. Учесници на тржишту електричне енергије дужни су да оператору преносног, односно дистрибутивног система, доставе све потребне податке у складу са Законом о енергетици [1].

У наредној табели приказан је број активних лиценци за обављање енергетских делатности у области електричне енергије 2023. и 2024. године.

таб. 1: Преглед активних лиценци за обављање енергетских делатности у области електричне енергије у 2023. и 2024. години [39]

Делатност	Укупан број издатих лиценци закључно са 2023. годином	Укупан број издатих лиценци закључно са 2024. годином
Производња електричне енергије	35	40
Комбинована производња електричне и топлотне енергије	11	11
Пренос електричне енергије и управљање преносним системом	1	1
Дистрибуција електричне енергије и управљање дистрибутивним системом	1	1
Дистрибуција електричне енергије и управљање затвореним дистрибутивним системом	6	6
Снабдевање електричном енергијом	74	79
Снабдевање на велико електричном енергијом	84	95
Управљање организованим тржиштем електричне енергије	1	1

На територији Републике Србије, енергетску делатност преноса електричне енергије и управљања преносним системом обавља ЕМС АД, а делатност дистрибуције електричне енергије и управљања дистрибутивним системом обавља Електродистрибуција Србије.

Законом о енергетици [1] прописане су обавезе које наведени енергетски субјекти морају испунити у поступку прибављања лиценце, а који се односе на одредбе око раздвајања и сертификације оператора преносног система електричне енергије, као и одредбе које се односе на раздвајања оператора дистрибутивног система електричне енергије, програм усклађености и лице које прати његово спровођење. Одлуком Савета АЕРС-а, 8. децембра 2017. године ЕМС АД је лиценциран за енергетску делатност преноса и управљање преносним системом, а 01. априла 2021. године Електродистрибуцији Србије је издата лиценца за обављање делатности дистрибуције електричне енергије и управљање дистрибутивним системом.

3.1.2. Билатерално тржиште

Закон о енергетици [1] дефинише билатерално тржиште електричне енергије, као тржиште на коме се електрична енергија директно купује и продаје између учесника на тржишту на основу уговора о снабдевању електричном енергијом.

Уговором о снабдевању електричном енергијом одређују се количина електричне енергије, цена и период снабдевања.

Количина електричне енергије може бити:

- унапред одређена за сваки обрачунски период током периода снабдевања,
- одређена на основу остварене потрошње електричне енергије на месту примопредаје током периода снабдевања и
- одређена на основу остварене производње електричне енергије на месту примопредаје током периода снабдевања.

На veleпродајном билатералном тржишту учесници тргују електричном енергијом по слободним ценама, док се на малопродајном билатералном тржишту снабдевање одвија по слободним и регулисаним ценама, с обзиром да од 2014. године сви купци, осим домаћинстава и малих купаца, морају да купују електричну енергију на слободном тржишту.

Активност снабдевача и снабдевача на велико на слободном тржишту је најизраженија у домену прекограничне размене, углавном за потребе транзита кроз Србију, који је доминантан због централне географске позиције електроенергетског система Србије у региону са осам граница, као и за потребе увоза и извоза за крајње купце.

У наредним табелама, таб. 2 - таб. 5, приказани су релевантни показатељи тржишта електричне енергије у Србији за период 2014-2024. година.

таб. 2: Ниво концентрације тржишта електричне енергије у Србији у (2014-2015. година)⁵ [39]

Активност снабдевача	2014.				2015.			
	Количина електричне енергије [GWh]	Учешће три снабдевача са највећим обимом трговине [%]	Херфиндал- Хишманов индекс NNI	Ниво концентраности тржишта	Количина електричне енергије [GWh]	Учешће три снабдевача са највећим обимом трговине [%]	Херфиндал- Хишманов индекс NNI	Ниво концентраности тржишта
Трговина са ЈП ЕПС								
Продаја	2.047	51	1.053	Умерено висок	659	72	2.160	Висок
Куповина	980	39	767	Низак	1.535	53	1.535	Умерено висок
Трговина између снабдевача								
Продаја	948	40	852	Низак	1.349	42	852	Низак
Куповина	941	26	620	Низак	1.345	36	620	Низак
Увоз и извоз електричне енергије								
Увоз	2.925	43	893	Низак	2.926	49	893	Низак
Извоз	1.255	29	536	Низак	2.306	60	536	Низак
Транзит								
Транзит	12.774	41	815		14.092	48	815	Низак

⁵ Херфиндал-Хишманов индекс (NNI) се дефинише као збир квадрата учешћа појединих компанија на тржишту и што је вредност мања, то је развијенија конкуренција на тржишту. За оцену концентраности тржишта се користе границе:

NNI < 1000 – неконцентрисано
 1001 < NNI < 2000 – умерено концентрисано
 NNI > 2001 – високо концентрисано тржиште

таб. 3: Ниво концентрације тржишта електричне енергије у Србији (2016-2018. година)⁶ [39], [40]

Активност снабдевача	2016.				2017.				2018.						
	Количина електричне енергије [GWh]	Учешће три снабдевача са највећим обимом трговине		Херфиндал-Хиршманов индекс NHI	Ниво концен. тржишта	Количина електричне енергије [GWh]	Учешће три снабдевача са највећим обимом трговине		Херфиндал-Хиршманов индекс NHI	Ниво концен. тржишта	Количина електричне енергије [GWh]	Учешће три снабдевача са највећим обимом трговине			
		[%]	[GWh]				[%]	[GWh]				[%]	[GWh]		
Трговина на организованом тржишту (берзи)															
Продаја	533	80	425.752	3.389	Висок	848	62	527	1.812	Умерено висок	2.318	64	1.473	1.760	Умерен
Куповина	533	72	423.169	1.985	Умерено висок	848	59	496	1.446	Умерено висок	2.318	41	954	985	Низак
Трговина између снабдевача на билатералном тржишту															
Продаја	5.279	57	2.836	1.883	Умерено висок	4.033	36	1.454	732	Низак	3.951	33	1.296	659	Низак
Куповина	5.279	35	1.481	702	Низак	4.033	50	2.018	1.148	Умерено висок	3.951	35	1.372	688	Низак
Продаја електричне енергије крајњим купцима на слободном тржишту															
Продаја	11.603	98,6	11.424	9.130	Висок	12.637	97	12.303	8.892	Висок	13.370	98	13.192	9.273	Висок

⁶ Херфиндал-Хиршманов индекс (NHI) се дефинише као збир квадрата учешћа појединих компанија на тржишту и што је вредност мања, то је развијенија конкуренција на тржишту. За оцену концентрисаности тржишта се користе границе:

NHI < 1000 – неконцентрисано
 1001 < NHI < 2000 – умерено концентрисано
 NHI > 2001 – високо концентрисано тржиште

таб. 4: Ниво концентрације тржишта електричне енергије у Србији (2019-2021. година)⁷ [39], [40]

Активност снабдевача	2019.					2020.					2021.				
	Количина електричне енергије [GWh]	Учешће три снабдевача са највећим обимом трговине		Херфиндал- Хиршманов индекс NNI	Ниво концен. тржишта	Количина електричне енергије [GWh]	Учешће три снабдевача са највећим обимом трговине		Херфиндал- Хиршманов индекс NNI	Ниво концен. тржишта	Количина електричне енергије [GWh]	Учешће три снабдевача са највећим обимом трговине		Херфиндал- Хиршманов индекс NNI	Ниво концен. тржишта
		[%]	[GWh]				[%]	[GWh]				[%]	[GWh]		
Трговина на организованом тржишту (берзи)															
Продаја	2.528	45	1.127	1.067	Умерен	2.816	42	1.191	938	Низак	3.305	48	1.580	1.007	Умерено концентрисано
Куповина	2.292	41	946	1.015	Умерен	2.562	42	1.083	892	Низак	3.315	33	1.090	770	Низак
Трговина између снабдевача на билатералном тржишту															
Продаја	3.938	40	1.564	823	Низак	5.840	45	2.645	935	Низак	6.169	35	2.034	680	Низак
Куповина	3.938	38	1.513	798	Низак	5.838	31	1.797	647	Низак	6.169	44	2.301	997	Низак
Продаја електричне енергије крајњим купцима на слободном тржишту															
Продаја	13.573	99	13.473	9.155	Висок	13.305	99	13.214	9.125	Висок	14.226	99,6	14.168	9.255	Висок

⁷ Херфиндал-Хиршманов индекс (NNI) се дефинише као збир квадрата учешћа појединих компанија на тржишту и што је вредност мања, то је развијенија конкуренција на тржишту. За оцену концентрисаности тржишта се користе границе:

NNI < 1000 – неконцентрисано
 1001 < NNI < 2000 – умерено концентрисано
 NNI > 2001 – високо концентрисано тржиште

таб. 5: Ниво концентрације тржишта електричне енергије у Србији (2022-2024. година)⁸ [39], [40]

Активност снабдевача	2022.					2023.					2024.				
	Количина електричне енергије [GWh]	Учешће три снабдевача са највећим обимом трговине		Херфиндал- Хиршманов индекс ННН	Ниво концентраисаности тржишта	Количина електричне енергије [GWh]	Учешће три снабдевача са највећим обимом трговине		Херфиндал- Хиршманов индекс ННН	Ниво концентраисаности тржишта	Количина електричне енергије [GWh]	Учешће три снабдевача са највећим обимом трговине		Херфиндал- Хиршманов индекс ННН	Ниво концентраисаности тржишта
		[%]	[GWh]				[%]	[GWh]				[%]	[GWh]		
Трговина на организованом тржишту (берзи)															
Продаја	3.205	40	1.292	833	Низак	4.682	40	1.883	829	Низак	5.443	27	1.441	538	Низак
Куповина	3.205	46	1.496	1.084	Умјерено концентраисано	4.682	36	1.660	712	Низак	5.443	38	2.081	689	Низак
Трговина између снабдевача на билатералном тржишту															
Продаја	3.853	30	1.099	568	Низак	4.165	53	2.230	1.443	Висок	5.213	52	1.436	1.243	Висок
Куповина	3.853	75	2.725	3.895	Висок	4.205	49	2.048	1.340	Висок	5.213	45	1.140	1.140	Висок
Продаја електричне енергије крајњим купцима на слободном тржишту															
Продаја	14.749	100,0	14.749	9.968	Висок	15.098	100	15.098	9.991	Висок	16.479	100	16.478	9.989	Висок

⁸ Херфиндал-Хиршманов индекс (ННН) се дефинише као збир квадрата учешћа појединих компанија на тржишту и што је вредност мања, то је развијенија конкуренција на тржишту. За оцену концентрисаности тржишта се користе границе:

ННН < 1000 – неконцентрисано
1001 < ННН < 2000 – умерено концентрисано
ННН > 2001 – високо концентрисано тржиште

Ниво концентрисаности тржишта у 2024. години је остао на нивоу претходне, 2023. године. Трговина на билатералном тржишту у 2024. години достигла је количину од 5.213 GWh, што је више за око 25% у односу на 2023. годину, када је она износила 4.165 GWh. Ово указује на снажан раст активности у овом сегменту, уз задржавање високог нивоа концентрације међу учесницима. Током 2024. године забележен је и наставак раста трговине на организованом тржишту електричне енергије, што указује на даље јачање ликвидности и стабилности организованог тржишта. Концентрисаност малопродајног тржишта у 2024. години је веома висока. Она износи чак 98,20%. Овако висок проценат је последица већ традиционално доминантног положаја ЕПС АД на малопродајном тржишту.

У таб. 15 на страни 70 је приказана потрошња електричне енергије у Србији (без КиМ) у периоду 2014-2024. година. Из дате табеле се може уочити да је потрошња електричне енергије у 2024 години порасла за 1,47% у односу на 2023. годину.

Укупан број места испоруке у Републици Србији, без АПКМ (не рачунајући мерна места за објекте Железница Србије којих има 42 на преносном систему), крајем 2024. године је био 3.828.463 и у односу на 2023. годину тај број је повећан за 0,9% [39].

На регулисаном тржишту су у 2024. години куповала само домаћинства и мали купци. У 2024. години је на регулисаном тржишту испоручено 46,4% електричне енергије коју су укупно потрошили крајњи купци, односно за 1,4% више електричне енергије него у 2023. години (у 2023. 14.104 GWh, у 2024. 14.302 GWh) [39].

Регулисана цена електричне енергије за гарантовано снабдевање крајњих купаца која је одобрена 01. новембра 2023. године примењивана је у 2024. години.

Од 2015. године, сви крајњи купци могу да купују електричну енергију на слободном тржишту, на коме је у 2024. години испоручено 16.479 GWh електричне енергије, без енергије која је испоручена на резервном снабдевању, што је износило 53,4% укупне потрошње крајњих купаца. Међу купцима на слободном тржишту било је око 2 хиљаде домаћинства (готово 3,5 пута мање него претходне године), а број мерних места испоруке електричне енергије је повећан на преко 191 хиљаду мерних места. Од 79 енергетских субјеката, који су крајем 2024. године била лиценцирана да обављају делатност снабдевања електричном енергијом, на слободном малопродајном тржишту су била активна 11, што је за 8 више у односу на претходну годину. Доминантан снабдевач на слободном тржишту је остао ЕПС АД са уделом од 98,2% од укупно продате електричне енергије крајњим купцима на слободном тржишту (без енергије продате унутар вертикално интегрисаног предузећа) и уделом укупне продаје ЕПС АД (гарантовано, резервно и слободно тржиште) од 99,06% од укупне финалне потрошње [39].

Гаранције порекла [39]

Гаранције порекла су електронски документи који имају искључиву функцију пружања доказа крајњем купцу да је дати удео или количина енергије која је испоручена од стране снабдевача произведена из обновљивих извора.

Током 2017. године је ступила на снагу Уредба о гаранцији порекла [41] и усвојен је Правилник о начину прорачуна и приказивања удела свих врста извора енергије у продатој електричној енергији [42]. У децембру 2017. године ЕМС АД Београд је донео Правила о издавању гаранција порекла за Републику Србију. Савет Агенције за енергетику Републике Србије је 22. децембра 2017. године, дао сагласност на одлуку о Накнади за издавање, преношење и престанак важења гаранције порекла, чиме су испуњени сви услови за почетак новог тржишног процеса – Издавање и администрација

гаранција порекла за електричну енергију у тржишној области Републике Србије. Током 2019. године ЕМС АД је донео нова Правила о издавању гаранција порекла за Републику Србију [43]. Марта 2020. године је усвојен Правилник о прорачуну удела обновљивих извора енергије [27], чиме је Правилник [42] ступио ван снаге. Јануара 2023. усвојена су два нова документа, Правилник о прорачуну удела обновљивих извора енергије [28] и Правилник о начину прорачуна и приказивања удела свих врста извора енергије у продатој електричној енергији („Службени гласник РС”, број 2/2023) [30].

У новембру 2020, након испуњених свих услова за пуноправно чланство и након обезбеђивања неопходног осигурања, ЕМС АД је прикључен на систем АИБ (AIB HUB) чиме је омогућен извоз гаранција порекла из Србије у земље чланице Асоцијације као и увоз гаранција порекла у Србију. Овим је Србија прва Уговорна страна Енергетске Заједнице која је постала део Асоцијације тела за издавање гаранција.

У 2023. години успешно је завршена ревизија система од стране АИБ-а, чиме је потврђена усклађеност система у Србији са стандардима ЕУ. Такође, извршена је миграција података из претходног СМО. Grexel у нови G-REX систем, што је додатно унапредило техничку инфраструктуру за рад са гаранцијама порекла.

ЕМС АД Београд врши регистрацију учесника у систему гаранција порекла. У 2024. години у Регистру гаранција порекла било је регистровано укупно 54 учесника, следеће структуре:

- Квалификовани произвођач, снабдевач – 4
- Снабдевач на велико – 13
- Квалификовани произвођач – 18
- Снабдевач – 19

Укупан број издатих гаранција порекла⁹ у периоду од прве издате гаранције порекла (новембар 2018) закључно са децембром 2024. године је 15.510.782, док је само у 2024. било издато 2.509.254 гаранција порекла [39]. У поређењу са 2023. годином, у којој је издато рекордних 10.581.175 гаранција, овај број је значајно мањи, што може указивати на стабилизацију или засићење тржишта. Број увезених гаранција порекла у периоду од омогућеног увоза преко АИБ до краја 2024. је 632.948, од чега 119.835 у 2024. години, а 240.465 у 2023. години. Број извезених гаранција порекла, у периоду од када је омогућен извоз преко АИБ до краја 2024. године, износи 8.776.760, од чега је 1.619.349 извезено током 2024. године [39].

3.1.3. *Балансно тржиште електричне енергије*

Балансно тржиште електричне енергије је успостављено 1. јануара 2013. године и функционише у складу са Законом о енергетици [1], Правилима о раду тржишта електричне енергије [38] и Правилима о раду преносног система [36]. Правни оквир за успостављање и функционисање балансног тржишта електричне енергије утврђен је Законом о енергетици [1], и према овом Закону, одговорност за балансирање система има оператор преносног система. То подразумева следеће:

- обезбеђивање услуга балансирања у складу са транспарентним, недискриминаторним и тржишним принципима који ће пружити одговарајуће подстицаје корисницима система да избалансирају своју предају и преузимање електричне енергије;

⁹ Односе се на 1 MWh произведене електричне енергије.

- утврђивање цене електричне енергије за потребе балансирања система, у складу са Правилима о раду тржишта електричне енергије;
- прикупља и објављује податке и информације у складу са Правилима о објављивању кључних тржишних података [44].

На балансном тржишту електричне енергије оператор преносног система купује, односно продаје балансну електричну енергију у циљу одржавања баланса између производње, потрошње и размене електричне енергије у реалном времену, обезбеђења сигурног рада електроенергетског система и одржавања потребног нивоа резерве за секундарну и терцијарну регулацију. На основу Закона о енергетици [1], оператор преносног система, уз претходну сагласност Агенције, доноси правила о раду тржишта електричне енергије. Правилима о раду тржишта електричне енергије ближе се уређује: балансна одговорност учесника на тржишту, балансно тржиште електричне енергије, прорачун одступања баланских група, обрачун финансијског поравнања балансно одговорних страна, инструмент обезбеђења плаћања и критеријуми за утврђивање износа и периода за који се тражи, обрачун електричне енергије за потребе балансирања и обезбеђивања сигурног рада система, начин обезбеђивања системских услуга, као и друга питања неопходна за функционисање тржишта електричне енергије [38].

У последњих неколико година, систем балансне одговорности у Републици Србији значајно је унапређен кроз регулаторне, организационе и техничке промене. Законом о енергетици и Правилником о лиценци за обављање енергетске делатности и сертификацији омогућено је и страним компанијама да добију лиценцу за снабдевање на велико електричном енергијом и право да се региструју као балансно одговорне стране. У току 2022. године, АЕРС је одобрио ЕМС АД доношење нових правила о раду тржишта електричне енергије у којима су извршене измене везано за учеснике на тржишту електричне енергије, комуникацију са учесницима на тржишту, оптимизована је регистрација балансно одговорних страна, додатно је уређен члан који дефинише садржину Уговора о балансној одговорности, измењен је прорачун за вредност ризика за случај неизвршења обавеза. Такође је измењен део који се односи на експлицитне понуде учесника на тржишту, као и на обрачун финансијских поравнања балансно одговорних страна.

Током 2022. године, значајан број активности обележио је развој тржишта балансне одговорности. Извршена је промена састава баланских група у 53 наврата, иницирана различитим уговорним релацијама између крајњих купаца, снабдевача и БОС. ЕМС АД је у складу са уговорима са ЈП ЕПС ангажовао балансне ентитете у секундарној и терцијарној регулацији за очување баланса производње и потрошње. Реализовано је и прекогранично балансирање у сарадњи са CGES и НОСБиХ, укључујући ангажовање хаваријске и терцијарне енергије унутар обрачунског интервала. Током 2022. године ЕМС АД је био активно укључен у регионалне и европске иницијативе спајања организованих тржишта електричне енергије, прекограничног балансног тржишта електричне енергије (посматрач у пројекту MARI), као и европског пројекта јединственог унутардневнoг тржишта електричне енергије. У октобру 2022. године, ЕМС АД је постао оперативни члан јединствене европске платформе за размену-нетовање одступања (IGCC) [39].

У току 2022. године је развијен нови енергетски регистар учесника на тржишту електричне енергије NERA (New Energy Registry for Applicants), успешно покренут 23.11.2022, који се користи за административну балансну одговорност и састав баланских група [39].

У 2023. години, ове активности су настављене. Механизам CMM GCC (Србија, Црна Гора, Северна Македонија) наставио је функционисање, омогућавајући нетовање одступања

међу регулационим областима. У оквиру IGCC платформе, Србија је наставила активно учешће у процесима размене одступања.

Укупна ангажована балансна енергија у свим обрачунским периодима у 2024. години је износила 1.051,01 GWh за коју је укупна пондерисана цена поравнања износила 96,753 €/MWh, што је за 3,855 €/MWh мање у односу на претходну 2023. годину. Узимајући у обзир смер ангажовања баланских ентитета, пондерисана цена поравнања износила је [45]:

- у случајевима у којима је укупна балансна енергија у обрачунском интервалу била већа од нуле: 146,679 €/MWh,
- у случајевима у којима је укупна балансна енергија у обрачунском интервалу била мања од нуле: 31,925 €/MWh.

Оператор преносног система је такође дужан да обезбеди системске услуге, које су неопходне за обезбеђивање сигурног, поузданог и стабилног рада енергетског система. Како би се обезбедили потребни ресурси, односно капацитети и енергија за потребе примарне регулације учестаности, секундарне и терцијарне регулације учестаности и снаге размене, регулације напона, као и за успостављање система након распада, ЕМС АД је и у 2024. години имао закључен уговор о пружању помоћних услуга са ЕПС АД. Тако је за потребе примарне регулације уговорено 35 MW резерве у складу са захтевима ENTSO-E. Уговором је потврђен опсег за потребе секундарне регулације од 160 MW, а за потребе терцијарне регулације позитивна резерва од 300 MW и негативна од 150 MW.

Током 2024. године после сваког испада агрегата већег од 1.000 MW у интерконекцији, тестиран је укупан одзив примарне регулације у Србији и добијени су задовољавајући резултати.

За рад у секундарној регулацији учестаности и снаге размене током 2024. године су биле оспособљене следеће хидроелектране: ХЕ Ђердап 1, ХЕ Бајина Башта, ХЕ Бистрица и РХЕ Бајина Башта, уз укупан опсег регулације од 996 MW. Поред тога, на располагању за рад у секундарној регулацији били су и термоагрегати, и то ТЕНТ А3, А4, А5 и А6, сваки са опсегом секундарне регулације од 40 MW (укупно 160 MW). Термоагрегати се одазивају знатно спорије, па се укључују у секундарну регулацију у периодима када хидроагрегати нису способни да раде у секундарној регулацији (периоди веома високих или јако ниских дотока).

Проценат обезбеђене резерве током 2024. године је био изнад циљане вредности од 95%. Током 2024. године просечна средња сатна регулациона грешка на месечном нивоу износила је између -5,71 MWh/h и 1,15 MWh/h. Стандардна девијација регулационе грешке је у 2024. години износила између 7,8 MWh/h и 15,5 MWh/h.

Током 2024. године ЕПС АД је на задовољавајући начин испуњавао уговорне обавезе у вези са обезбеђењем терцијарне резерве, а своје потребе за набавком помоћи у иностранству ЕМС АД је покривао разменом прекограничне терцијарне регулационе енергије (ПТРЕ) од CGES (оператор преносног система Црне Горе) и НОСБиХ (оператор преносног система Босне и Херцеговине), а на основу важећих уговора о размени ПТРЕ. У односу на хаваријску енергију, прекогранична терцијарна регулациона енергија се може знатно брже активирати (за 15 минута), процедура је једноставна, а цена енергије је најчешће нижа. У 2024. години, ЕМС АД је набавио укупно 2.035 MWh, а испоручио 1.923 MWh ПТРЕ. У 2024. години, ЕМС АД је набавио укупно 550 MWh, хаваријске енергије, која се набавља када нису расположиви други извори енергије.

3.1.4. Организовано тржиште електричне енергије

На основу Закона о енергетици [1], организовано тржиште електричне енергије је институционално уређен однос између понуде и тражње учесника на тржишту електричне енергије са унапред одређеним стандардизованим продуктима и физичком испоруком, на временском оквиру дан унапред и унутар дана. Делатност управљања организованим тржиштем електричне енергије обавља оператор тржишта, којег је, на начин и у складу са актом Владе, основао оператор преносног система.

Према Закону о енергетици [1], одговорности оператора тржишта су: успостављање организованог тржишта електричне енергије, администрирање организованог тржишта електричне енергије, ефикасно и функционално повезивање тржишта електричне енергије у Републици Србији са суседним тржиштима електричне енергије, у сарадњи са оператором преносног система у Републици Србији, као и операторима преносног система и операторима тржишта суседних земаља, а у складу са међународно установљеним принципима и преузетим обавезама.

ЕМС АД је основао 14. јула 2015. SEEPEX - берзу електричне енергије, која је формирана на бази партнерства са EPEX SPOT, Француска. Берза¹⁰ је почела са радом у фебруару 2016. године. На берзи је у 2024. години било регистровано 45 учесника, што је за шест учесника више него у 2023. години, када је на берзи било регистровано 39 учесника, односно за 16 учесника више него у 2022. години. Трговином на организованом тржишту електричне енергије се у 2022, 2023. и 2024. години активно бавило 25, 35 односно 42 учесника, респективно [40].

Бенефити које је донело формирање SEEPEX-а на развој тржишта електричне енергије у Србији и региону се огледају кроз:

- добијање нових продуката,
- хармонизовање процеса трговине, као и клиринга на организованом тржишту у складу са најбољом европском праксом,
- транспарентан механизам формирања цене,
- добијање и објављивање референтне цене,
- финансијску сигурност трансакција закључених на организованом тржишту кроз централизовани поступак клиринга и финансијског поравнања и
- поспешивање конкуренције.

Претходних година, SEEPEX [40] је управљао организованим тржиштем са стандардизованим производима на дан-унапред тржишту, а од 25. јула 2023. са радом је почело и трговање на континуираном унутар-дневном тржишту.

Влада Републике Србије је 2022. године именовала SEEPEX а.д. за Номинованог оператора тржишта електричне енергије (НЕМО) који се одређује у Републици Србији за спровођење спајања дан унапред и унутардневног организованог тржишта електричне енергије са суседним организованим тржиштима електричне енергије. У децембру 2022. године дошло је до корпоративног спајања берзе SEEPEX а.д. и BSP Southpool-а, Словенија, тако што је основана Алпско-јадранска дунавска берза електричне енергије - ADEX, као прва регионална берза електричне енергије која има за циљ да прошири пословање на регион Централне и Југоисточне Европе. Оснивачи ADEX-а су оператор преносног система у Словенији (ELES), оператор преносног система у Републици Србији

¹⁰ Активности SEEPEX-а се могу пратити на интернет страници www.seepepex-spot.com

(ЕМС АД) и партнер берза EPEX SPOT. ADEX Група д.о.о. је до 2023. године имала седишта у Београду и у Љубљани.

У 2023. години овој групи је приступио и четврти члан - мађарски оператор преносног система (MAVIR), у циљу повећања ликвидности спот тржишта и поједностављења трговања и клиринга у овом делу Европе [40]. У новембру 2024. године, ADEX група се спојила са Мађарском берзом електричне енергије (HUPX), позиционирајући се као лидер за трговину електричном енергијом у Централноисточној и Југоисточној Европи. Очекује се да ће ово спајање, које је озваничено 10. децембра 2024. године, значајно побољшати ликвидност тржишта, истовремено промовишући ефикасност и транспарентност цена. Овом пословном трансакцијом, ADEX група, чије седиште је премештено у Будимпешту, постаје једини акционар BSP-а, HUPX-а и SEEPEX-а.

SEEPEX има у понуди два стандардизована производа на дан унапред тржишту - појединачни сати (*Single Contract Orders*) и блок налози (*Block Orders*). Понуде за појединачне сате садрже до 256 комбинација цена/квантитет за сваки сат наредног дана. Доња ценовна граница за купопродајне налоге је 0,0 €/MWh, а горња 4.000 €/MWh [40]. Понуђена количина енергије (која може бити позитивна за куповину, негативна за продају или једнака нули ако се у неком сату не подноси понуда) мора бити унета овим у ценовним границама. Блок производ је уведен 22.03.2017. године и омогућио је учесницима да уносе налоге за један или више периода испоруке са минимум једним сатом испоруке за дан унапред. Блок налози се користе тако што се повезује више сати, не морају бити узастопни сати, по принципу „све или ништа”, што значи да је понуда прошла за све наведене сате или је комплетно одбијена. У блоку је могуће уносити различите количине електричне енергије за сваки сат блока, са тим да се у једном блоку не могу мешати понуде за куповину и продају. Другим речима, један блок дефинише трговину само у једном смеру – или се у блоку нуди куповина, или продаја. За цео блок се нуди једна цена, која се пореди са пондерисаном ценом у сатима за које се врши понуда. Ако је цена повољна, блок се извршава, у супротном се у потпуности одбија. Увођењем „скраћених” (*curtailable*) блокова 15.12.2021. године, проширене су могућности блок понуда на начин да се правило „све или ништа” релаксира дефинисањем коефицијента минималног дела (*MAR – Minimum Acceptance Ratio*) понуде коју је подносилац спреман да прихвати [39].

Просечне цене електричне енергије на организованом тржишту електричне енергије у Србији у 2024. години износиле су 101,76 €/MWh (просечна базна цена) и 103,45 €/MWh (вршна цена) [46].

Укупна количина електричне енергије која је била предмет трговања на SEEPEX-у у 2024. години, износила је 5.540,26 GWh од чега 5.432,87 GWh на дан унапред тржишту и 107,39 GWh на унутардневном тржишту [46]. Удео електричне енергије којом се трговало на берзи у односу на електричну енергију испоручену свим крајњим купцима електричне енергије порастао је са 15,5%, у 2023. години, на 16,5% у 2024. години. Удео берзе у односу на енергију која је испоручена крајњим купцима који се снабдевају на слободном тржишту (слободно малопродајно тржиште) је у 2024. години износио 30,8%. На veleprodajном тржишту, удео берзе је износио 19,76%, где се под veleprodajним тржиштем подразумева билатерално тржиште (куповина и продаја електричне енергије између снабдевача електричне енергије) и куповина, односно продаја електричне енергије на берзи (организованом тржишту).

У 2024. години, највећи месечни обим трговине на берзи од 544,5 GWh је остварен у октобру, а дневни максимум је остварен 9. октобра са обимом трговине од 23.957 MWh. Најмањи обим месечне трговине био је у јануару и износио је 320,9 GWh, што је за 3% више него у минималном месецу претходне године. Највећа сатна цена износила је

899,97 €/MWh и забележена је 3. септембра у двадесетом сату. Просечна базна цена на годишњем нивоу је износила 101,76 €/MWh, што је 1,6 % мање него 2023. године (103,46 €/MWh) [46].

3.2. Капацитети за производњу, пренос и дистрибуцију електричне енергије

3.2.1. Капацитети за производњу електричне енергије

3.2.1.1. Конвенционални извори електричне енергије

Укупна снага на прагу електрана у 2024. години у Републици Србији приказана је у таб. 6. Поред термоелектрана, термоелектрана-топлана и хидроелектрана, које спадају у такозване конвенционалне изворе електричне енергије, на електроенергетски систем Републике Србије су прикључене и ветро, соларне, електране на биогаз, биомасу, отпад, СНР високоефикасне когенерације на природни гас и енергане, а по први пут су у билансу електричне енергије присутни и купци-произвођачи.

таб. 6: Снага на прагу електрана (нето инсталисани капацитети) у Републици Србији у периоду од 2013. до 2024. године [31]

Технологија	Снага на прагу електрана [MW]										
	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
Термоелектране (угаљ)	3.877	4.032	4.012	4.052	4.079	4.079	4.079	4.079	4.079	4.051	4.359
Термоелектране - топлане (гас, мазут)	297	297	297	297	297	297	297	496	496	496	496
Хидроелектране	2.966	2.985	2.965	3.008	3.043	3.058	3.084	3.101	3.105	3.149	3.147
Од тога мале хидроелектране	61	66	71	82	95	103	108	125	128	131	129
Ветро електране	1	1	17	25	226	398	398	398	399	514	608
Соларне електране	6	9	10	10	11	11	12	12	13	43	95
Електране на биогаз	5	5	10	13	16	23	29	36	39	36	43
Електране на биомасу						2	2	2	2	2	2
Електране на отпад							1	1	1	30	30
Енергане	87	90	93	93	93	92	92	92	108	109	109
СНР високоефикасне когенерације на природни гас	11	11	21	21	21	26	25	25	26	25	25
Купци - произвођачи									9	40	84
Укупно	7.249	7.430	7.426	7.520	7.785	7.988	8.019	8.244	8.277	8.494	8.999

Учешће снаге термоелектрана (ТЕ) и термоелектрана-топлана (ТЕ-ТО) је око 55%, хидроелектрана (ХЕ) 37%, од којих је једна реверзибилна ХЕ снаге 2х307 MW, која је, осим што има значајно енергетско учешће, веома битна и за управљање системом, и око 8% инсталисаних капацитета су остали извори енергије.

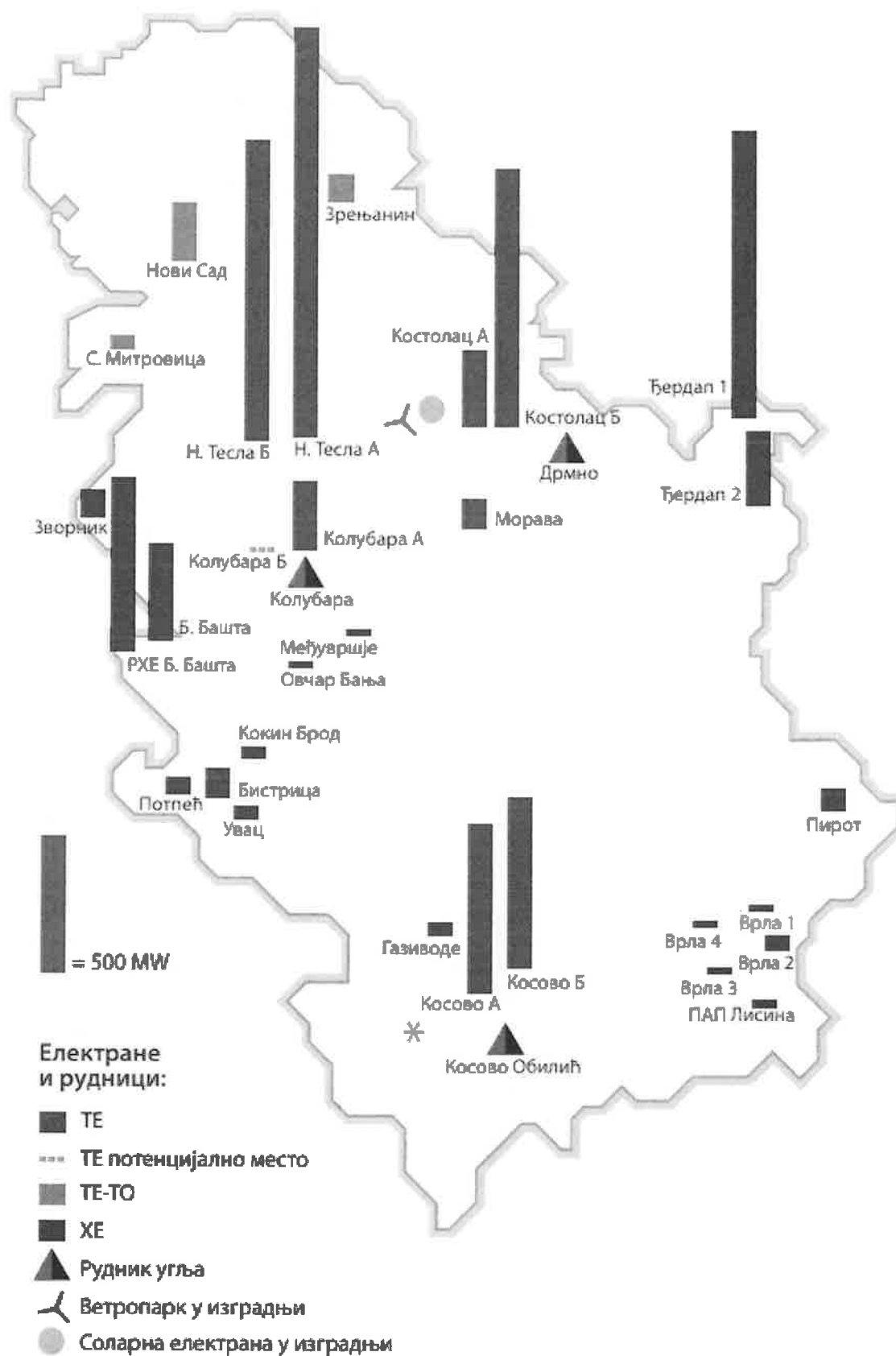
Поред ЕПС АД, који је највећи и доминантан произвођач електричне енергије, лиценцу за производњу електричне енергије на крају 2024. године било је још 39 енергетских субјеката, укупно 40, док је за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије било још 10 енергетских субјеката, укупно 11, који располажу малим производним објектима прикљученим на дистрибутивну мрежу. На преносну мрежу, током 2024. године, прикључена је ветроелектрана Пупин, инсталисане снаге 95 MW, тако да је на крају 2024. године укупна инсталисана снага осталих произвођача прикључених на преносну мрежу била 804 MW, од тога 574 MW у ветроелектранама и 230 MW у термоелектранама-топланама. На дистрибутивну мрежу је на крају 2024. године било

прикључено 392 мале електране осталих произвођача укупне инсталисане снаге 315 MW [39].

Од свих лиценцираних осталих произвођача, највећи су „GAZPROM ENERGOHOLDING SERBIA TE-TO PANČEVO” са термоелектраном-топланом инсталисане снаге 196 MW, „ELECTRAWINDS K-WIND” д.о.о. са ветропарком Ковачица инсталисане снаге 104,5 MW, „МК-FINTEL WIND” АД са ветропарком Кошава инсталисане снаге 69 MW, „Elicio Ali VE” д.о.о. са ветроелектраном Алибунар инсталисане снаге 42 MW, „Нафтна индустрија Србије” а.д. са инсталисаном снагом 11,94 MW у 9 објеката, „Ветропарк Кула” д.о.о. са ветроелектраном инсталисане снаге 9,9 MW, ЈКП „Новосадска топлана” са комбинованом производњом инсталисане снаге 9,98 MW, „ELICIO MALI WF” д.о.о. са ветроелектраном у Алибунару инсталисане снаге 8 MW и „NOVO SELO POWER” д.о.о. са соларном електраном Лебане-Ново Село инсталисане снаге 8 MW [39].

Изградња нових производних капацитета је неопходна у циљу замене постојећих, који због застареле технологије не могу да испуне захтеве заштите животне средине, као и због покривања евентуалног раста потрошње електричне енергије.

сл. 1: Производни капацитети ЕПС АД¹¹



¹¹ Од јуна 1999. године ЕПС АД не управља својим капацитетима на Косову и Метохији

3.2.1.2. Обновљиви извори енергије

Према члану 20. Закона о ратификацији уговора о оснивању Енергетске заједнице („Службени гласник РС”, број 62/2006), Република Србија је прихватила обавезу да примени европске Директиве у области обновљивих извора енергије - Директиву 2001/77/ЕЗ за промоцију електричне енергије из обновљивих извора енергије и Директиву 2003/30/ЕЗ за промоцију биогорива или других горива произведених из обновљивих извора за саобраћај. Наведене Директиве су од 2009. године постепено замењиване, и у јануару 2012. године укинута новом Директивом 2009/28/ЕЗ Европског парламента и Савета од 23. априла 2009. године о промоцији коришћења енергије из обновљивих извора и изменама, и потом укидању Директива 2001/77/ЕЗ и 2003/30/ЕЗ.

У складу са Директивом 2009/28/ЕЗ [47] и Одлуком Министарског савета Енергетске заједнице од 18. октобра 2012. године (D/2012/04/MC-EnZ) одређен је веома амбициозан циљ за Републику Србију који износи 27% обновљивих извора енергије у њеној бруто финалној потрошњи енергије у 2020. години и 10% удела енергије произведене из обновљивих извора енергије у транспорту у 2020. години. Истом Одлуком дефинисано је да Национални акциони план за обновљиве изворе енергије Републике Србије треба да буде припремљен у складу са усвојеним обрасцем за израду овог документа (Одлука 2009/548/ЕС). У међувремену је ступила на снагу Директива 2018/2001 ЕУ (RED II) (у децембру 2018. године), са почетком примене од 1. јула 2021. године. Октобра 2023. године донета је нова Директива (ЕУ) 2023/2413 [48], којом се мењају претходно поменута Директива (ЕУ) 2018/2001 о промоцији коришћења енергије из обновљивих извора, Допунска уредба 2019/807 и Уредба Комисије о спровођењу број 2022/996. Директивом [48] се успоставља заједнички оквир за промоцију енергије из обновљивих извора и њом се поставља обавезујући циљ ЕУ за укупан удео енергије из обновљивих извора у бруто финалној потрошњи енергије ЕУ 2030. године. Такође, њом се утврђују правила о финансијској подршци за електричну енергију из обновљивих извора, о сопственој потрошњи те електричне енергије, о коришћењу енергије из обновљивих извора у сектору грејања и хлађења и у сектору транспорта, о регионалној сарадњи између држава чланица и између држава чланица и трећих земаља, о гаранцијама порекла, о административним процедурама и о информисању и обуци. Као део пакета ЕУ „Fit for 55”, законодавног пакета који има за циљ да усклади политику ЕУ о клими, енергетици, коришћењу земљишта, транспорту и опорезовању, са циљем смањења емисија гасова стаклене баште од 55% до 2030. године (у поређењу са нивоима из 1990. године), ова Директива је реформисана како би се поставио свеукупни обавезујући циљ за удео обновљиве енергије од најмање 42,5% у енергетском миксу ЕУ до 2030. године, истовремено циљајући удео од 45%. Међу најважнијим ажурирањима Директиве су и нове одредбе о биоенергији, усмерене на спречавање деградације „упијача” угљеника (енг. *carbon sinks*) и губитка биодиверзитета у складу са постојећим праксама.

Република Србија је 2013. године усвојила Национални акциони план за обновљиве изворе енергије [49] као оквир за промоцију енергије произведене из обновљивих извора и поставила је обавезне националне циљеве за учешће енергије из обновљивих извора којим је дефинисан начин за остваривање обавезујућег националног циља. Новим Интегрисаним националним енергетским и климатским планом Републике Србије за период до 2030. са визијом до 2050. године [60] ови циљеви су редефинисани.

У складу са наведеним, а ради већег коришћења обновљивих извора, Република Србија се 2013. године придружила земљама које субвенционису производњу електричне енергије из обновљивих извора и увела најраспрострањенији модел подстицања производње електричне енергије коришћењем обновљивих извора - подстицајне откупне цене („feed-in” тарифа) са периодом загарантованог откупа електричне енергије од 12 година.

Законом о коришћењу обновљивих извора [4] системи за подстицај производње електричне енергије из обновљивих извора су измењени и сада се спроводе кроз систем тржишних премија и систем фид-ин тарифа и односе се на цену електричне енергије, преузимање балансне одговорности, право на приоритетан приступ систему и друге подстицаје прописане законом. У том смислу, фид-ин тарифа је врста оперативне државне помоћи која се додељује у облику подстицајне откупне цене која се гарантује по kWh за испоручену електричну енергију у електроенергетски систем у току подстицајног периода, али се може стећи само за мала постројења и демонстрационе пројекте, у складу са овим законом и другим подзаконским актима. Тржишна премија је подстицај за производњу електричне енергије којом држава штити произвођача од промене тржишних цена у односу на цену коју произвођач понуди на аукцији тако што исплаћује разлику између понуђене цене на аукцији и тржишне цене. Ако тржишне цене буду веће од понуђене цене произвођача на аукцији, произвођач ће разлику платити држави. Референтна тржишна цена за обрачун тржишне премије је цена електричне енергије на дан-унапред организованом тржишту електричне енергије на српској берзи (SEEPX). Подстицајни период траје 15 година, од дана прве исплате подстицаја.

У циљу стимулisaња инвестиција у производњу обновљивих извора енергије у 2023. години успешно су спроведене прве аукције за доделу подстицаја у виду тржишне премије на којима је додељено укупно 425,2 MW нових капацитета (400 MW за ветроелектране и 25,2 MW за соларне електране), на транспарентан и професионалан начин. Укупан капацитет електрана које су добиле подстицај износи 716,99 MW (неке електране су аплицирале за подстицаје са делом капацитета). Укупна вредност инвестиција електрана које су се пријавиле на аукцију је око 1,2 милијарде евра.

Новембра 2024. године Министарство рударства и енергетике је расписало други круг аукција за доделу тржишних премија. У складу са Уредбом о квоти у систему тржишне премије за соларне електране („Службени гласник РС”, број 90/2024) предвиђена квота за соларне електране (одобрених снага 500 kW и више) износи 124,8 MW, док је на основу Уредбе о квоти у систему тржишне премије за ветроелектране („Службени гласник РС”, број 90/2024) квота предвиђена за ветроелектране (одобрених снага 3 MW и више) 300 MW.

Ово је само део реализације Плана система подстицаја коришћења обновљивих извора енергије за период 2023-2025 [50], који предвиђа укупну доделу подстицаја за изградњу 1,3 GW пројеката из обновљивих извора енергије.

Количине преузете електричне енергије из најзначајнијих обновљивих извора за период 2014-2024. година, приказане су у таб. 7.

таб. 7: Производња електричне енергије из најзначајнијих обновљивих извора у периоду 2014-2024. година [31], [32]

Обновљиви извори енергије	Електрична енергија [GWh]										
	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
Хидроелектране	11.617	10.783	11.520	9.752	11.393	10.198	9.749	11.984	9.274	13.080	10.512
Електране на Сунчеву енергију	6	11,45	12,43	13,14	13,04	13,55	13,261	13,52	15,86	46,66	162,68
Електране на ветар	0,37	0,42	25,91	48,45	150,42	898,21	975,63	1.085	949	1.068	1.355
Укупно	11.623,4	10.794,9	11.558,3	9.813,6	11.556,6	11.110	10.737,5	13.082,3	10.239,6	14.195,1	12.028,9

3.2.2. Преносни капацитети

Преносна електроенергетска мрежа Републике Србије обухвата 220 и 400 kV напонски ниво и делове мреже 110 kV (сл. 2), сагласно одредбама Закона о енергетици [1].

Далеководима напона 400 kV повезују се највећи и најзначајнији центри производње и потрошње у Србији, а, претежно преко овог напонског нивоа, и читав електроенергетски систем Србије се повезује са електроенергетским системима суседних земаља, што омогућава међународну трговину електричном енергијом. Преносни систем Србије чини део паневропског система за пренос електричне енергије. Интерконективним далеководима повезан је са осам земаља региона и обезбеђује пренос електричне енергије са североистока на југозапад Европе [45].

Преносни систем Републике Србије је са суседним електроенергетским системима повезан преко 20 интерконективних далековада напона 400, 220 и 110 kV. Поред далековада и постројења, преносни систем чине и други пратећи системи (телекомуникациони систем, систем даљинског управљања, сопствена потрошња и други), што све заједно преносни систем чини једним од најсложенијих инфраструктурних система.

У таб. 8 и таб. 9, приказани су подаци о трансформаторским станицама и водовима који припадају ЕМС АД.

У односу на 2023. годину, није дошло је до повећања капацитета, односно инсталисане снаге постројења у преносном систему ЕМС АД, али је број разводних постројења повећан за два.

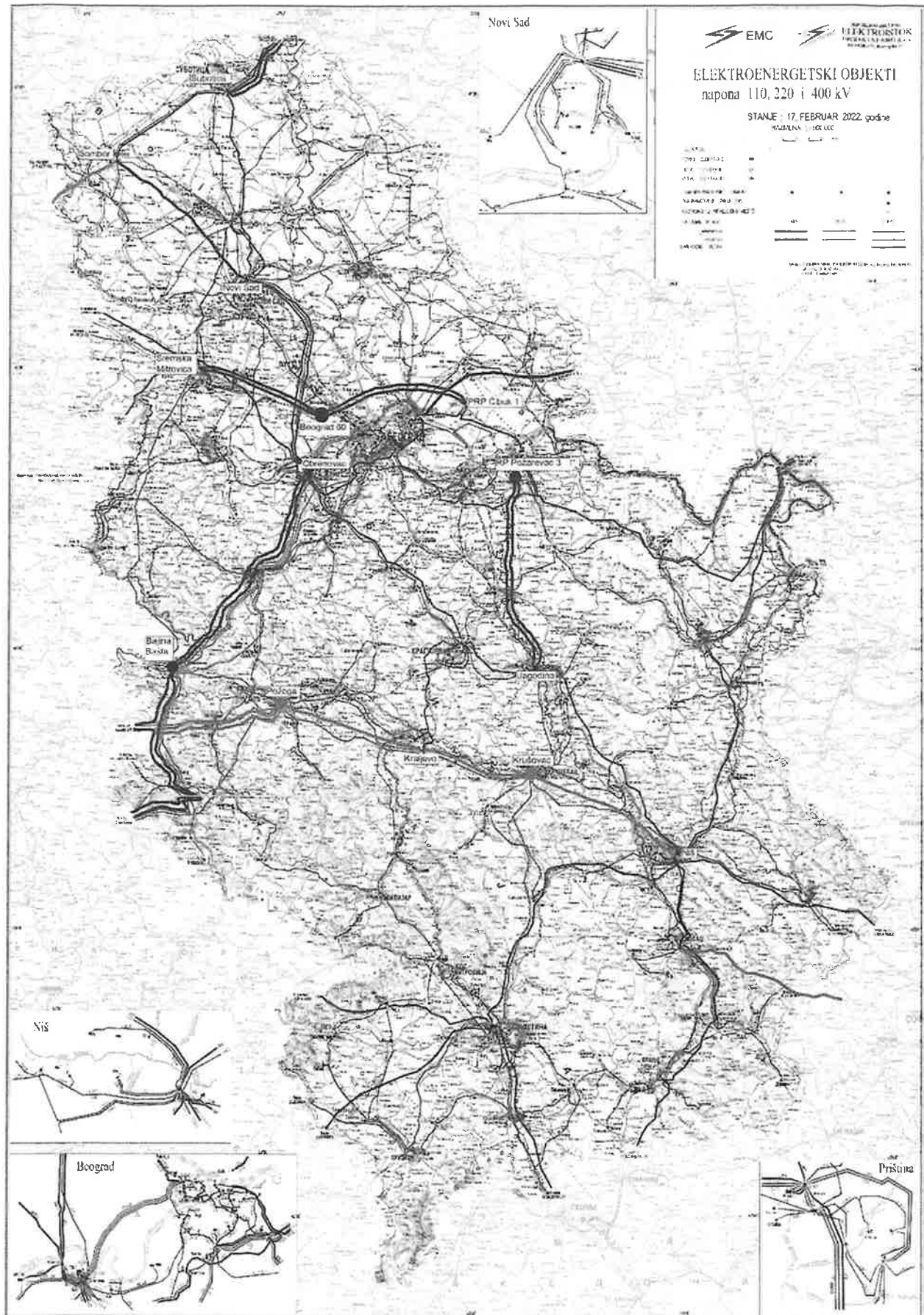
Разлика у дужини мреже високонапонских водова у 2024. години у односу на 2023. годину износи 36,49 km.

Процес примопредаје далековада и каблова 110 kV између ЕМС АД и ЕПС АД, који је у складу са Законом започет 2013. године, још увек је у току. Процедура преузимања преосталих далековада и кабловских водова 110 kV напонског нивоа, који су још увек у власништву ОДС је настављена, и очекује се да буде окончана у 2025. години.

Током 2024. године извршено је преузимање далековада 110 kV бр. 1247 ТС Лазаревац – ТС Љиг и далековада бр. 1227 ТС Јагодина – ТС Јагодина 4, увођење далековада бр. 150 у ПРП Црни Врх 1, ДВ бр. 177/2 у ПРП Црни Врх, ДВ бр. 122Б у ПРП Црни Врх 1, ДВ бр. 1007 у ПРП Зрењанин, извршено је усклађивање ДВ бр. 177/2 и ДВ бр. 150 са новим површинским коповима на лежиштима Церово Цементација и Церово Примарно и завршено је измештање ДВ бр. 1103/2 од ТС Ада до стуба бр. 50 ради прикључења новог ДВ 110 kV ТС Ада – ТС Кикинда 2 на ТС Ада.

Укупан број постројења је повећан за два у односу на 2023. годину, због уласка у погон постројења ПРП 110 kV Црни Врх 1 и ПРП 110 kV Зрењанин.

сл. 2: Мапа преносне мреже ЕМС АД [45]



таб. 8: Преглед трансформаторских станица ЕМС АД, за 2023. и 2024. годину [45]

Постројења ЕМС АД		2023.	2024.
400/x kV	Број постројења	22	22
	Број трансформатора	32	32
220/x kV	Број постројења	14	14
	Број трансформатора	28	28
110/x kV	Број постројења	13	15
	Број трансформатора	16	16
Укупно	Број постројења	49	51
	Број трансформатора	76	76

таб. 9: Преглед електроенергетских водова ЕМС АД, за 2023. и 2024. годину [45]

Водови ЕМС АД		2023.	2024.
400 kV	Број далековода	40	40
	Дужина далековода [km]	1.871,28	1.871,28
220 kV	Број далековода	47	47
	Дужина далековода [km]	1.768,64	1.768,64
110 kV	Број далековода	391	397
	Дужина далековода [km]	6.178,86	6.215,35
110 kV	Број каблова	14	14
	Дужина каблова [km]	54,51	54,51
< 110 kV*	Број далековода	11	11
	Дужина далековода [km]	205,28	205,28
Укупно	Број водова	503	509
	Дужина водова [km]	10.078,57	10.115,10

*110 kV водови који раде под напоном 35 kV

3.2.3. Дистрибутивни капацитети

Дистрибутивна електроенергетска мрежа Републике Србије обухвата 35 kV, 20 kV, 10 kV и 0,4 kV напонски ниво и трансформаторске станице 110/x kV, сагласно одредбама Закона о енергетици [1].

У власништву Електродистрибуције Србије је крајем 2024. године било 36.934 трансформаторских станица укупне инсталисане снаге 31.965 MVA и 168.047 km дистрибутивних водова свих напонских нивоа, чија је структура за 2023. и 2024. годину дата у таб. 10 и таб. 11.

Промена капацитета у 2024. години у односу на 2023. годину се огледа у повећању броја трансформаторских станица за 182, док је инсталисана снага повећана за 250 MVA. Изграђено је и додатних 759 km водова (сви на напонском нивоу 20 kV или нижем).

таб. 10: Преглед трансформаторских станица Електродистрибуције Србије, за 2023. и 2024. годину [51]

Трафостанице		2023.	2024.
110/x kV	Број ТС	201	202
	S _{inst} [MVA]	11.142	11.242
35/x kV	Број ТС	583	581
	S _{inst} [MVA]	6.646	6.681
20/0,4 kV	Број ТС	9.169	9.252
	S _{inst} [MVA]	3.546	3.604
10/0,4 kV	Број ТС	26.799	26.899
	S _{inst} [MVA]	10.381	10.439
Укупно	Број ТС	36.752	36.934
	S _{inst} [MVA]	31.715	31.965

таб. 11: Преглед електроенергетских водова Електродистрибуције Србије, за 2023. и 2024. годину [51]

Водови [km]	2023.	2024.
110 kV	-	-
35 kV	6.956	6.976
20 kV	10.870	10.947
10 kV	34.417	34.529
0,4 kV	115.045	115.595
Укупно	167.288	168.047

3.3. Обим и квалитет одржавања производних капацитета, преносног и дистрибутивног система

3.3.1. Одржавање производних капацитета[52], [53]

Програм одржавања постројења за производњу електричне и топлотне енергије у саставу ЕПС АД у 2024. години је обухватао следеће активности: текуће одржавање (планско - превентивно и корективно - интервентно одржавање), ремонтно стандардно одржавање и инвестиционо одржавање (модернизација опреме, повећање ефикасности, продужење животног века експлоатације постројења, повећање инсталисане снаге, еколошки програми и друго).

Циљеви текућег одржавања у 2024. години били су интезиван рад на сталном утврђивању и праћењу стања постројења кроз редовне превентивне прегледе и разне методе дијагностике.

Одржавање ТЕ и ТЕ-ТО

Стандардни ремонт је годишњи плански застој који најчешће траје од 3 до 6 недеља. Током стандардног ремонта врше се санације и репарације похабаних склопова, као и замена делова за које се претпоставља да не могу издржати у раду, без отказа, до следећег ремонта.

У 2024. години извршени су стандардни ремонти у трајању до 30 дана на следећим блоковима:

- у ТЕ Никола Тесла А: агрегати А2, А4 и А6,

- у ТЕ Никола Тесла Б: агрегати Б1 и Б2,
- у ТЕ Колубара: агрегати А3 и А5,
- у ТЕ Морава: агрегат А1,
- у ТЕ Костолац: агрегати А2, Б2 и Б3,
- у ТЕ-ТО Нови Сад: агрегати А1 и А2, и
- у ТЕ-ТО Зрењанин: агрегат А1.

У току 2024. године извршени су следећи продужени ремонти у трајању од 30 до 60 дана на агрегатима:

- у ТЕ Никола Тесла А: на агрегату А2 и у
- у ТЕ Костолац: на агрегатима А1 и Б1.

Капитални ремонт је планирани застој производног објекта након 35.000 до 50.000 сати рада. Овим ремонтом обухваћена је замена делова и склопова за које се процењује да неће моћи да издрже без отказа до следећег капиталног ремонта, а чија замена би изискивала дуготрајан застој уз значајне и обимне демонтажно/монтажне радове. У току капиталних ремонта, поред активности на продужетку радног века постројења и побољшању експлоатационих карактеристика, све значајнији су послови на уградњи савремених система како би се испоштовали захтеви у погледу заштите животне средине. Трајање самог ремонта условљено је обимом и сложености неопходних, планираних радова, а интервал између два капитална ремонта одређује се на основу препоруке произвођача и резултата контрола спроведених у годишњим инспекцијама.

У 2024. години капитални ремонт турбине реализован је на блоку А2 у ТЕНТ А и на блоку Б1 у ТЕ Костолац. На блоковима ТЕ Колубара А1 и ТЕ Колубара А2 није био планиран ремонт ни у 2024. години, па је изведено појачано текуће одржавање постројења.

У наредној ремонтној сезони потребно је планирати набавке и радове који ће смањити број непланских застоја.

Остале активности у ремонтима термосектора током 2024. године:

- Након стандардног ремонта на блоку А1 у ТЕНТ А, реализована је тзв. припрема за зимску сезону продуженог трајања због санације турбине у периоду од 20.09.2024. до 18.01.2025. године.
- Сви планирани ремонтни радови на блоку А2 у ТЕНТ А су завршени. Најзначајнији радови обухватају ревитализацију кућишта ТСП и кућишта заштитних вентила средњег притиска, као и фабрички ремонт елемената проточног дела ТСП.
- Продужени ремонт блока А3 у ТЕНТ А одложен је за фебруар 2025. године, док је током 2024. године реализована нега (припрема за зимску сезону).
- На свим осталим блоковима у ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Морава реализовани су стандардни ремонтни радови.
- На блоковима у ТЕ-ТО Костолац урађена су три стандардна ремонта, пошто је планирана замена лопатица ротора ТНП на блоку А1 у ТЕ Костолац одложена за 2025. годину.
- На блоку А1 у ТЕ Костолац реализована је и нега блока (припрема за зимску сезону) у трајању од 9 дана од 08.10. до 17.10.2024. године.
- На блоку Б1 у ТЕ Костолац реализован је капитални ремонт турбогенератора, ЦСК, секундарне мере редукције емисије азотних оксида, као и овешање паровода.

- На блоковима Панонских ТЕ-ТО (оба блока у Новом Саду и блок у Зрењанину) реализовани су стандардни ремонти. Модернизација управљања турбинског постројења блока у ТЕ-ТО Зрењанин планирана за 2024. годину, одложена је за 2025.

Подаци су преузети из званичног годишњег извештаја ЕПС АД о реализацији програма одржавања електрана ЕПС АД за 2024. годину [53]. Подаци о коефицијенту принудних застоја и еквивалентном коефицијенту принудних застоја су преузети из Годишњег извештаја о раду производних капацитета за 2024. [54] годину.

Хидро сектор

ЕПС АД располаже са 49 класичних хидроагрегата, једним пумпним постројењем са две пумпе и два реверзибилна хидроагрегата. Сви наведени агрегати су организовани у укупно 16 хидроелектрана (од тога једна реверзибилна) и једно пумпно акумулационо постројење кроз огранке ХЕ Ђердап и Дринско-Лимске ХЕ. У таб. 12 је дат приказ хидроелектрана по огранцима са припадајућим инсталисаним снагама на прагу електрана.

таб. 12: Приказ хидроелектрана ЕПС АД, по огранцима¹² [56]

Огранак / ХЕ	Агрегати	Рп (снага на прагу) [MW]
ХЕ Ђердап - Кладово		1.619,0
Ђердап I	A1-A6	1.140,0
Ђердап II	A1-A10	270,0
Врла I	A1-A4	51,0
Врла II	A1-A2	23,8
Врла III	A1-A2	29,4
Врла IV	A1-A2	24,8
Пирот	A1-A2	80,0
Дринско - Лимске ХЕ		1.387,8
Бајина Башта	A1-A4	420,0
Бајина Башта РХЕ	A1-A2	614,0
Зворник	A1-A4	125,6
Овчар Бања	A1-A2	8,2
Међувршје	A1-A2	9,0
Потпећ	A1-A3	51,0
Бистрица	A1-A2	102,0
Кокин Брод	A1-A2	22,0
Увац	A1	36,0
Мале ХЕ	-	17,9
ХЕ ЕПС АД		3.024,7

Најзначајнији инвестициони радови у 2024. години:

- Ревитализација агрегата у РХЕ Бајина Башта. Радови на ревитализацији првог агрегата завршени су 06.01.2025. године. Ревитализација другог агрегата извршиће се у периоду од марта 2025. године, до марта 2026. године. Ревитализацијом није планирано повећање снаге агрегата, већ је главни циљ продужење радног века,

¹² Класични хидроагрегати и два реверзибилна хидроагрегата не узимајући у обзир трећи агрегат који је био кућни трафо у ХЕ Међувршје

односно уградња опреме за наредни експлоатациони циклус од 40 година, као и даља поуздана производња и пружање систему горе наведених услуга.

- Завршена ревитализација бродске преводнице у ХЕ Ђердап 2. На бродској преводници ХЕ Ђердап 2 су завршени сви ревитализациони радови електромашинске опреме. Вредност радова износи 29 милиона EUR, а изведени су по уговору закљученим између МГСИ (које је носилац инвестиција) и DSD Noell GmbH, Немачка, лидера конзорцијума. Финансирање је било 60% из кредита ЕИФ, док је преосталих 40% обезбеђено из CEF фонда (Connecting Europe Facility Fund).
- Ревитализација 10 агрегата у Власинским ХЕ. Предмет реконструкције су производни агрегати, пратећи и помоћни електромашински системи агрегата и хидромеханичка опрема на објектима ХЕ Врла 1, ХЕ Врла 2, ХЕ Врла 3 и ХЕ Врла 4. Основни циљ реконструкције је да се обезбеди поуздан и сигуран рад Власинских ХЕ у наредном експлоатационом периоду од 30 година. Тендерска документација је припремљена у складу са правилима ЕБРД, а процес набавке је у току. Завршен је процес набавке за надзор на пројекту. Очекује се да до краја 2025. године буде потписани уговор за главне радове и уговор за надзор и уговор за модернизацију контрол система агрегата.

Током 2024. године урађени су капитални ремонти на агрегатима ХЕ Ђердап 2 А1 (109 дана) и ХЕ Ђердап 2 А2 (94 дана).

Што се тиче осталих хидроагрегата, извршен је релативно велики број контролних прегледа и стандардних ремоната.

Производња, прерада и транспорт угља

Што се тиче ремоната у оквиру огранака за производњу, прераду и транспорт угља, за 2024. годину планирана је реализација на укупно 19 система откривки, 7 система за производњу угља и 3 линије за прераду угља. Ови ремонти су реализовани, осим у случају БТО система за откривке где ремонт није завршен на једном систему откривки (од планираних 19).

3.3.2. Одржавање преносног система

Закон о енергетици [1] прописао је обавезу Оператора преносног система да обезбеди сигуран и поуздан пренос електричне енергије, што самим тим подразумева адекватно одржавање.

Током 2024. године, као и претходних година, тежиште радова на далеководима је било на редовном одржавању, прегледима, ревизијама и ремонтима.

На далеководима 110, 220 и 400 kV је урађено 98,94% у 2024. години од укупног броја планираних ревизија. Ремонтовано је укупно 7.027,96 km далековода свих напонских нивоа (већи радови на изградњи и реконструкцији водова приказани су у поглављу 3.2.2).

Погонска спремност трансформаторских станица и високонапонске опреме током 2024. године била је на задовољавајућем нивоу.

На угрожавање погонске спремности током 2024. године највећи утицај су имали следећи догађаји:

- Недостатак људских капацитета и велика стопа ангажованости на пројектима прикључења;
- Испад ТЗ у ТС Србобран деловањем Бухолц релеја. Након узорковања уља обављена су електрична испитивања и закључено је да је трансформатор

неисправан за даљи рад и приступило се његовој замени. Организован је транспорт од стране транспортера, пројектовање од стране ПД Електроисток Пројектни Биро, као и радови на замени од стране ПД Електроисток Изградња. Уграђен је резервни трансформатор из ТС Пожега производње ENERGOINVEST, тип RT20 номиналне снаге 20MVA, преносног односа 110/36,75/10,5 kV; Енергетски трансформатор Т1 преносног односа 220/115/10,5 kV снаге 150 MVA на ТС Ваљево 3 био је нерасположив због квара на кабловској глави 10 kV што је узроковало прекид резервног напајања сопствене потрошње објекта. Организована је замена све три кабловске завршнице, кабл је испитан и трансформатор враћен у погон; Дана 08.07.2024. године дошло је до испада трансформатора Т4 на ТС Београд 5 услед деловања ограничене земљоспојне заштите. Узрок испада предметног трансформатора је пробој епоксидног проводног изолатора 35 kV (споља - унутра) за увођење примарних веза у погонску зграду. Наредног дана извршена је замена хаварисаног проводног изолатора и провера предметног трансформатора, након чега је исти враћен у погон;

- Приликом годишњег ремонта у ТС ТЕНТ А СП, у ТРП Т1 110 kV констатован је механички квар на прекидачу Minel PS1231 из 1987. године. Замењен је погонски механизам прекидача. Планирана је замена комплетног прекидача и сабирничког растављача у овој години;
- Деловањем диференцијалне заштите долази до испада трансформатора ТР1 произвођача Siemens (2008) у ТС Зрењанин 2. До испада је дошло услед прескока на нептун споју терцијера због животиње (куне). Оштећени нептун је замењен новим;
- У ТС Ваљево 3 запалила се изолациона плоча на нептун споју. Трансформатор ТР1 Минел (1985) није био захваћен пожаром али је искључен. Пожар је оштетио нептун спој и проводнике између трансформатора и кућице терцијера. Одводници у нептун споју су замењени новим.

Доброј погонској спремности трансформаторских станица су допринели: квалитетно превентивно и корективно одржавање високонапонске опреме, редовни прегледи, провере и ремонти, као и реконструкције трансформаторских станица.

У 2024. години, планом предвиђени трансформатори 400/х, 220/х и 110/х kV су ремонтовани. Поред планираних послова током 2024. године било је и ангажовања на корективном и интервентном отклањању насталих недостатака.

Од већих радова на високонапонској опреми и трафостаницама током 2024. године издвајају се:

- Замена прекидача и сабирничких растављача оба система главних сабирница 220 kV у ТРП број В05, као и ормана хлађања и струјног трансформатора за РЕФ заштиту на трансформатору Т2 у ТС 220/110/10 kV Шабац 3.
- У објекту ТС ТЕНТ А СП замењени прекидачи и растављачи у пољима ДВ 121/2 и ДВ 121/3.

3.3.3. Одржавање дистрибутивног система

Током 2024. године све активности на одржавању електроенергетских објеката су се одвијале у складу са плановима Електродистрибуције Србије. Тежиште радова било је на редовном одржавању, ремонтима, ревизијама и замени мерних уређаја.

Реализовани ремонтни радови током 2024. године:

- Урађен је предвиђен број превентивних ревизија, осим врло малог броја, који је нереализован због немогућности пренапајања и лоших временских услова. Укупан број реализованих превентивних ревизија на свим напонским нивоима током 2024. године је износио 73.063, од тога: 2.986 на ТС 110/x kV, 5.411 на напонском нивоу 35 kV, 44.528 на средњем напону (10 и 20 kV) и 20.138 на ниском напону.
- Планирани превентивни ремонти су одрађени врло квалитетно осим малог броја нереализованих из разлога немогућности искључења и лоших временских услова. Укупан број реализованих превентивних ремонта на свим напонским нивоима током 2024. године је износио 27.542, од тога: 869 на ТС 110/x kV, 1.827 на напонском нивоу 35 kV, 11.282 на средњем напону (10 и 20 kV) и 13.564 на ниском напону.
- Корективни ремонти, односно интервенције представљају отклањање квара на објекту или делу објекта. Они представљају приоритет у одржавању електроенергетских објеката и сви планирани радови се одлажу уколико постоји потреба да се хитно отклони квар. Због тога се дешава да услед великог броја корективних ремонта (који се по својој природи не могу планирати), редовно одржавање (превентивне ревизије и ремонти) мора да се одложи за неки наредни период. Укупан број корективних ремонта (интервенција, односно отклоњених кварова) на свим напонским нивоима током 2024. године је износио 79.997. Од тога: 423 на ТС 110/x kV, 939 на напонском нивоу 35 kV, 11.747 на средњем напону (10 и 20 kV) и 66.888 на ниском напону.
- Извршена је замена 7.051 дотрајалих импрегнисаних стубова бетонским.
- Извршена је замена 834,50 km AlFe проводника СКС-ом.
- Извршена је замена укупно 273.912 монофазних и трофазних бројила, као и мерних група.

Значајно улагање Електродистрибуције Србије у аутоматизацију дистрибутивног система на свим напонским нивоима у предходних неколико година, довело је до значајног повећања објеката и елемената дистрибутивног система који су укључени у систем за даљински надзор и управљање (СДУ). Процес аутоматизације је најдаље одмакао што се тиче најзначајнијих елемената дистрибутивног система, а то су ТС 110/x kV. Од укупно 210 објеката из ове категорије 199 је укључен у СДУ. Што се тиче ТС 35/x kV и разводних постројења, од укупно 650 у СДУ је укључено 453. Процес аутоматизације елемената осталог дела дистрибутивног система Електродистрибуције Србије такође је у значајном замаху, тако да тренутно имамо укључено у СДУ 2.496 различитих елемената/објеката (ТС 20(10)/0,4 kV, риклозера и секционера), који су дистрибуирани по дубини мреже.

3.4. Процена сигурности рада преносног и дистрибутивног система

Водећа смерница при планирању и изградњи преносне и дистрибутивне мреже је обезбеђење критеријума сигурности „n-1” по којем испад ма ког елемента преносног и/или дистрибутивног система (вода или трансформатора) не доводи до нарушавања нормалног погона преносног и/или дистрибутивног система, односно до редукције у снабдевању купаца електричном енергијом. Радијално напајани корисници система код којих овај критеријум није испуњен су претежно у рурално планинским подручјима на дистрибутивном нивоу.

3.4.1. *Процена сигурности преносног система*

Показатељи непрекидности испоруке у преносној мрежи, који се прате и прорачунавају су:

- испала снага [MW] – укупна испала снага на свим мерним местима која су остала без напајања услед прекида,
- ENS [MWh] – укупна неиспоручена електрична енергија, која представља укупну неиспоручену електричну енергију за време свих прекида,
- ENS [%] – удео неиспоручене електричне енергије у укупно испорученој електричној енергији,
- AIT [min] – просечно трајање прекида напајања у минутима, које представља количник неиспоручене електричне енергије и средње снаге.

У таб. 13 су приказане вредности показатеља непрекидности испоруке електричне енергије у преносној мрежи за период 2014–2024. године.

таб. 13: Показатељи непрекидности испоруке у преносној мрежи [39] ¹³

Година	Прекиди	Испала снага [MW]	ENS [MWh]	ENS [%]	AIT [min]
2014.	Планирани	115	110	0,0003	2,07
	Непланирани	1.905	3.496	0,0104	57,25
	Укупно	2.020	3.605	0,0107	59,32
2015.	Планирани	359	1.543	0,0046	26,57
	Непланирани	2.292	1.659	0,0049	26,35
	Укупно	2.351	3.202	0,0095	52,92
2016.	Планирани	167	547	0,0016	9,61
	Непланирани	1.693	1.317	0,0039	21,32
	Укупно	1.860	1.864	0,0055	30,93
2017.	Планирани	306	1.496	0,0044	24,76
	Непланирани	1.980	1.418	0,0042	24,04
	Укупно	2.286	2.914	0,0086	48,79
2018.	Планирани	350	1.552	0,0024	27,30
	Непланирани	1.059	826	0,0013	13,42
	Укупно	1.409	2.378	0,0037	40,72
2019.	Планирани	429	1.065	0,0032	17,93
	Непланирани	832	595	0,0017	9,25
	Укупно	1.261	1.660	0,0049	27,18
2020.	Планирани	676	1.162	0,0035	20,70
	Непланирани	2.856	978	0,0029	15,84
	Укупно	3.535	2.140	0,0064	36,54
2021.	Планирани	495	1.340	0,0039	22,34
	Непланирани	1.147	1.038	0,0041	15,92
	Укупно	1.642	2.378	0,0080	38,26
2022.	Планирани	925	1.034	0,0030	17,45
	Непланирани	791	819	0,0024	13,14
	Укупно	1.716	1.853	0,0054	30,59
2023.	Планирани	13.771	1.150	0,0034	18,33
	Непланирани	13.042	2.293	0,0068	37,38
	Укупно	26.813	3.443	0,0103	55,71
2024.	Планирани	522	560	0,0017	9,22
	Непланирани	1.067	1.036	0,0031	15,99
	Укупно	1.589	1.596	0,0047	25,21

У односу на 2023. годину, у 2024. години показатељи за непланиране прекиде су значајно бољи, како у погледу неиспоручене електричне енергије (ENS) тако и испале снаге. На основу података о узроцима који су довели до прекида приметно је да је утицај више силе у 2024. години знатно смањен са 63,11% у 2023. години на само 4,50% у 2024. години. Међутим, прекиди узроковани од стране другог енергетског субјекта порасли су са 15,87% у 2023. години на 50,35% у 2024. години.

¹³ НАПОМЕНА: Током 2021. године је измењена методологија прорачуна показатеља непрекидности и испале снаге у односу на претходне године, односно раздвојено се посматрају реверзибилне хидроелектране и складишта енергије када раде у режиму преузимања електричне енергије из преносног система.

Услед непланираних догађаја током 2024. године, неиспоручено је укупно 1.036,48 MWh електричне енергије. ЕМС АД је одговоран за 460,92 MWh или 44,47% неиспоручене енергије. Планирани ENS за који је одговоран ЕМС АД, био је 300 MWh, што значи да је вредност неиспоручене електричне енергије за 2024. годину прекорачила планирану границу. Најзначајнији догађаји који су утицали на прекорачење планираних вредности десили су се у месецу марту, мају, новембру и децембру. Највећи утицај узрока прекида у одговорности ЕМС АД били су пролазни кварови на далеководима (11,98%), трајни кварови на далеководима (66,22%), као и трајни кварови у постројењу (14,22%). Други корисници преносног система одговорни су за 521,87 MWh или 50,33%. Осим наведеног, услед планираних радова није испоручено додатних 559,7 MWh, што укупно са непланираним прекидима испоруке чини 1.596,18 MWh неиспоручене електричне енергије у 2024. години. У 2024. години просечно време трајања планираних прекида износило је 9,22 минута, а непланираних прекида 15,99 минута, док је део који се односи на ЕМС АД 7,22 минута. Укупно просечно време прекида испоруке у 2024. години је износило 25,21 минут [45]. За 2024. годину планирана је вредност параметра АИТ одговорност ЕМС АД од 5,0 минута, тако да се закључује да је просечна вредност прекида испоруке за коју је одговоран ЕМС АД премашила планирану вредност. Непланирани прекиди који су узроковани од стране оператора преносног система, услед поремећаја у преносном систему који су се десили током 2024. године, а који су довели до прекида рада производних капацитета су: дана 30.01.2024. услед квара прекидача на ДВ 110 kV бр. 1110/2 ТС Нова Варош – ХЕ Увац у ТС Нова Варош, дошло је до несиметричног оптерећења у мрежи, а услед неблаговремене реакције диспечара ЕМС АД дошло је до испада производног модула у ХЕ Увац (у тренутку испада је производња износила 28,28 MW); дана 22.10.2024. године, услед пролазног квара на систему сабирница 110 kV бр. 1 у РП 110 kV Ђердап 2 долази до испада производних модула Г1, Г2, Г3, Г4, Г5, Г6, Г7, Г8 и Г10 (у тренутку испада је електрана ХЕ Ђердап 2 производила укупно 225 MW).

3.4.2. *Процена сигурности дистрибутивног система*

Непрекидност испоруке у дистрибутивној мрежи се оцењује на основу показатеља:

- SAIFI [број прекида/корисник] – просечна учестаност прекида напајања по кориснику, која се рачуна као количник кумулативног броја прекида напајања корисника и укупног броја корисника и
- SAIDI [мин/корисник] – просечно трајање прекида напајања у минутима по кориснику, које се рачуна као количник кумулативног трајања прекида напајања корисника и укупног броја корисника.

У таб. 14 су приказани показатељи непрекидности испоруке у дистрибутивном систему за период 2014–2024. године.

таб. 14: Показатељи непрекидности испоруке у дистрибутивном систему [39], [51]¹⁴

SAIFI (прекида/корисник)	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
Укупно	10,53	9,25	8,11	8,38	7,99	8,14	8,20	8,27	6,93	7,92	6,34
Непланирани	8,09	6,73	6,05	6,42	6	6,29	6,61	6,57	5,33	6,42	4,95
Планирани	2,44	2,52	2,06	1,97	1,99	1,85	1,6	1,7	1,6	1,49	1,38
SAIDI (мин/корисник)	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
Укупно	1.283	1.029	810	917	811	789	804	892	617	851	705
Непланирани	850	542	458	578	441	486	547	616	349	590	427
Планирани	433	487	352	338	370	302	257	276	268	261	278

Код показатеља непрекидности испоруке електричне енергије, на нивоу Србије у 2024. години у целини дошло је до побољшања показатеља SAIFI и SAIDI. Просечна учестаност непланираних прекида је смањена са 6,42 на 4,95 прекида по кориснику, док је просечно трајање непланираних прекида по кориснику смањено за 163 минута, са 590 на 427 минута. Просечна учестаност планираних прекида је смањена, са 1,49 на 1,38 прекида по кориснику, док је просечно трајање планираних прекида по кориснику повећано за 17 минута (за 6,5%), са 261 на 278 минута.

3.5. Механизми управљања загушењима у преносним и дистрибутивним системима у складу са Уговором о оснивању Енергетске заједнице и правилима европских асоцијација оператора преносног система

3.5.1. Управљање загушењима у преносном систему

Загушење у преносном систему настаје када на тржишту постоји већа потреба за преносним капацитетом од понуђеног. До овакве ситуације долази у случајевима када се на аукцији за доделу капацитета јави већа потреба за дати смер и за дати период од расположивог преносног капацитета [45].

Додела капацитета прекограничног преноса је механизам за елиминисање загушења између регулационих области суседних оператора преносног система. На границама своје регулационе области, ЕМС АД врши алокацију капацитета прекограничног преноса, која се обавља у облику експлицитне аукције (методом тржишта путем јавне аукције за доделу расположивих преносних капацитета за претходно дефинисане границе, смерове и временске периоде). Постоје две врсте аукција [45]:

- Заједничке аукције у којима оператор преносног система додељује укупан расположиви капацитет између две регулационе области,
- ЕМС АД као оператор преносног система и тржишта електричне енергије у Србији је одговоран за организовање годишњих, месечних, седмичних и дневних аукција за 50% укупног расположивог прекограничног преносног капацитета. Оператор суседног преносног система организује аукције за 50% расположивог капацитета.

ЕМС АД је током 2024. године спроводио расподелу прекограничних преносних капацитета на границама своје регулационе области, на следећи начин [45]:

- Од 2015. године на граници Србија – Босна и Херцеговина се организује заједничка додела права на коришћење расположивих преносних капацитета. Годишње и месечне експлицитне аукције је организовао ЕМС АД, а дневне експлицитне

¹⁴ Подаци за 2014. годину су преузети из АЕРС-ове документације, а за 2015-2024. из документације Електродистрибуције Србије.

аукције и унутардневну доделу НОСБиХ (оператор преносног система у Босни и Херцеговини).

- Од 2013. године на граници Србија – Румунија се организује заједничка додела права на коришћење расположивих преносних капацитета. У 2024. години дневне аукције је организовао ЕМС АД, а годишње и месечне аукције, као и унутардневне доделе прекограничног преносног капацитета оператор румунског преносног система CNTEE Transelectrica S.A.

- Од 2014. године на граници Србија – Бугарска се организује заједничка додела права на коришћење расположивих преносних капацитета. У 2024. години годишње, месечне и дневне аукције је организовала алокациона кућа ЈАО S.A. (Joint Allocation Office S.A. из Луксембурга), а ЕМС АД је био одговоран за спровођење унутардневне доделе прекограничног преносног капацитета.

Током 2017. ЕМС АД је постао корисник услуга ЈАО S.A, канцеларије за координисане аукције капацитета. Од 2018. године ЈАО S.A. спроводи координисане аукције прекограничних преносних капацитета на српско-хрватској граници, од 2019. године на српско-бугарској граници, а од 2024. и на српско-мађарској граници.

- Од 2011. године на граници Србија – Мађарска се организује заједничка додела права на коришћење расположивих преносних капацитета. Током 2024. године, ЕМС АД је био одговоран за спровођење унутардневне доделе прекограничног преносног капацитета, док за је организовање годишњих, месечних и дневних експлицитних аукција била одговорна Алокациона кућа ЈАО S.A.
- Од 2014. године на граници Србија – Хрватска се организује заједничка додела права на коришћење расположивих преносних капацитета. Годишње, месечне и дневне аукције, током 2024. године, је организовала Алокациона кућа ЈАО S.A. (Joint Allocation Office S.A) из Луксембурга, а унутардневне аукције ЕМС АД.
- Од 2017. године на граници Србија – Северна Македонија се организује заједничка додела права на коришћење расположивих преносних капацитета. ЕМС АД је био одговоран за организовање дневних аукција, као и за спровођење унутардневне доделе прекограничног преносног капацитета. Годишње и месечне аукције је организовао MEPSO (македонски оператор преносног система).
- Од 2020. године на граници Србија – Црна Гора се организује заједничка додела права на коришћење расположивих преносних капацитета. У 2024. години ЕМС АД је био одговоран за организовање годишњих и месечних експлицитних аукција, а за дневне аукције и унутардневну доделу CGES (црногорски оператор преносног система).

3.5.2. Управљање загушењима у дистрибутивном систему

Загушења у дистрибутивном систему настају када дође до појаве преоптерећења елемената дистрибутивне мреже (водова и трансформатора) и нарушавања ограничења по минималном и максималном напону у дистрибутивној мрежи.

Управљање загушењима у дистрибутивној мрежи, да би се отклонили узроци настанка загушења, обухвата следеће активности:

- промену топологије дистрибутивне мреже,
- укидање планираних и суспензија текућих радова на мрежи,
- регулацију напона трансформатора на трансформацији 110/x kV,

- привремено преподешавање релејне заштите, чиме се дозвољава повећање преносних капацитета водова,
- координиране акције управљања са суседним дистрибутивним системима у циљу поновног успостављања нормалног рада,
- ограничење производње електрана које су прикључене на дистрибутивни систем.

Напомена: дистрибутивне мреже напона нижег од 110 kV раде као радијалне. Алтернативни правци испоруке електричне енергије се користе када се за то укаже потреба.

3.6. Подаци о мерама за покривање вршне потрошње, као и мере које се предузимају у случају да један или више снабдевача не обезбеди довољне количине електричне енергије

Закон о енергетици [1] предвиђа да у случају када је угрожена сигурност снабдевања крајњих купаца због недовољне понуде на тржишту или наступања других ванредних околности, Влада прописује мере ограничења испоруке електричне енергије, или посебне услове увоза или извоза електричне енергије, начин и услове за образовање и контролу цена, обавезу испоруке само одређеним корисницима или посебне услове обављања енергетских делатности уз минимални поремећај тржишта енергијом у окружењу. У случају опште несташице електричне енергије, предузимају се мере ограничења испоруке електричне енергије, као и мере штедне и рационалне потрошње електричне енергије.

Да би се покрио врх потрошње, у случају да један или више снабдевача не обезбеди довољно електричне енергије, оператор преносног система је у обавези да обезбеди недостајуће количине електричне енергије.

Оператор преносног система предузима следеће активности:

- Закључивање Уговора о вршењу системских услуга, набавци и испоруци електричне енергије за компензационе програме регулационе области Републике Србије према европској интерконекцији,
- Закључивање Уговора о испоруци електричне енергије у хаваријским режимима,
- Састављање дневних планова рада преносног система на основу дневних планова баланских група,
- Уравнотежавање система у реалном времену.

У циљу обезбеђења системских услуга, ЕМС АД са корисницима преносног система закључује уговор о пружању помоћних услуга, што обухвата примарну резерву, секундарну резерву, терцијарну резерву, капацитете за регулацију напона и капацитете за успостављање преносног система након распада.

Износ резерве је регулисан Правилима о раду преносног система [36], на основу техничких захтева интерконекције „Континентална Европа”. Детаљи у вези са вредностима примарне, секундарне и терцијарне резерве дати су у поглављу 3.1.3.

Оператор преносног система израђује Дневни план рада преносног система на основу расположивих преносних капацитета између сваке зоне трговања у оба смера, прихваћених дневних планова рада баланских група, прогнозиране потрошње електричне енергије, прогнозираних техничких губитака у преносном систему, планираног износа примарне, секундарне и терцијарне резерве као и расположивости производних модула и складишта електричне енергије, односно баланских ентитета. На основу овог Дневног плана, а у складу са правилима о раду интерконекције, оператор преносног система спроводи одговарајуће анализе које треба да покажу да ли постоје сви предуслови за

нормалан рад система. Уколико ове анализе покажу да пријављени дневни планови рада баланских група не обезбеђују предуслове за нормалан рад, оператор преносног система предузима одговарајуће мере, у складу са Правилима о раду преносног система [36].

Балансирање електроенергетског система у реалном времену врши се кроз активирање секундарне и терцијарне резерве. На овај начин, постиже се баланс између производње, потрошње и договорених прекограничних размена електричне енергије. Поред уговореног износа резервних капацитета, механизам за уравнотежење укључује све производне капацитете који нису ангажовани планом рада, али који су доступни за производњу. Ако сопствени капацитети нису довољни да покрију потрошњу, оператор преносног система електричне енергије набавља хаваријску енергију.

Некада се дешава да и поред свих предузетих мера, потребна количина електричне енергије не може бити обезбеђена. У случају недостатка активне снаге у преносном систему, недостатка реактивне снаге у систему или напонског слома, преоптерећења елемента мреже 400 kV, 220 kV и 110 kV или неког другог поремећаја, при чему прети опасност нарушавања нормалног рада преносног система, може се приступити напонским редукацијама применом Плана заштите преносног система од напонског слома, односно ограничењу испоруке електричне енергије у целом или појединим деловима система применом Плана ограничења испоруке електричне енергије, а након што су претходно предузете све могуће мере како би се избегла примена поменутих планова. Том приликом, надлежни центар управљања оператора преносног система одлучује коју ће врсту плана применити, а у складу са Правилима о раду преносног система [36]. Величина интерконекије, као и добра повезаност са суседним преносним системима, остављају простора оператору преносног система да дефицит надокнади у најкраћем временском периоду.

3.7. Подаци о степену реализације изградње објеката за производњу, пренос и дистрибуцију електричне енергије

3.7.1. Производња електричне енергије

Приказ свих производних капацитета електричне енергије у Републици Србији налази се у поглављу 3.2.1 (таб. 6). Током 2024. године, дошло је до повећања капацитета, пре свега у термоелектранама и ветроелектранама. Највећа промена је резултат пуштања у рад новоизграђеног блока Б3 у ТЕ Костолац Б, чиме се инсталисана снага производних капацитета повећала за 350 MW.

Капацитети у ветроелектранама су се повећали за 94,4 MW, а процентуално велики пораст у инсталисаним капацитетима бележе соларне електране, са 42,8 MW на 95,2 MW.

Купци-произвођачи су повећали своје инсталисане снаге више од два пута, па сада имају 84,2 MW.

Код осталих типова електрана, није било већих промена.

3.7.2. Преносни систем

Законом о енергетици [1] је уређено да оператор преносног система има обавезу да сваке друге године припреми и поднесе Агенцији на сагласност десетогодишњи План развоја преносног система Републике Србије и сваке године трогодишњи План инвестиција у преносни систем. Током 2023. године, ЕМС АД је доставио Агенцији предлог Плана развоја преносног система Републике Србије за период од 2023. до 2032. године који је Агенција, у складу са Законом, ставила на јавну расправу у периоду од 04. јула до 05. августа 2023. године. Агенција је 28. марта 2024. године дала сагласност на овај план.

ЕМС АД је током 2024. године доставио Агенцији предлог Плана инвестиција у преносни систем Републике Србије за период од 2024. до 2026. године. Агенција је 06. децембра 2024. године дала сагласност на овај план. Крајем 2024. године урађен је нацрт Плана развоја преносног система Републике Србије за период од 2025. до 2034. године, као и нацрт Плана инвестиција у преносни систем за период од 2025. до 2027. године који ће се презентовати на Одбору техничког савета у марту 2025. године, након чега се упућује на Скупштину акционара ЕМС АД, а затим се доставља Агенцији на сагласност.

Основне инвестиционе активности у 2024. години су се односиле на реализацију и управљање пројектима инвестиционе изградње, доградње, реконструкције и модернизације постојећих објеката преносног система ЕМС АД.

Када су у питању инвестициони пројекти високонапонских водова, у 2024. години пуштено је под напон два објекта ВНВ, а интензивно су се одвијале активности на 13 пројеката [45]:

- Завршени објекти високонапонских водова у 2024. години:
 1. интерконективни ДВ 2x400 kV ТС Панчево 2 – ТС Решица;
 2. далековод 110 kV бр. 1270 ТС Бела Црква - ТС Велико Градиште;
- Пројекти који су неопходни због поузданог напајања нове потрошње која се очекује у региону Сурчина, како због индустријске експанзије до које ће неминовно доћи, тако и због великих пројеката, попут изградње Националног фудбалског стадиона са свим пратећим садржајима. Поред тога, додатни акценат на поменути потребу ставља и чињеница да је Београд одабран за домаћина светске изложбе ЕХРО 2027, при чему ће стабилно напајање објеката изграђених за ову изложбу зависити управо од реализације пројеката:
 1. Прикључни вод 2x110 kV за ТС 110/35 kV Београд 44 (Сурчин) – Завршена је реконструкција код Euro Asia Trade на Новом Београду. До сада су изведени шипови и темељи око 60% нове трасе ДВ од укупно 31 стуба до ТС Сурчин. Анексирани су радови са извођачем за радове на прелазу пруге и потписан је уговор између ЕМС и МГСИ о финансирању радова. МГСИ је доставио ЕМС-у сву потребну документацију и исходована је измена Грађевинске дозволе 13.09.2024. године. Почетком октобра 2024. отпочели су радови на измештању ДВ 220 kV због изградње нове железничке пруге за ЕХРО 2027, изведени су сви потребни шипови за стубна места. Завршена је израда пројекта за извођење. Завршетак радова се очекује у 2025. години.
 2. Прикључни кабловски вод 2x110 kV за ТС 110/10 kV Београд 58 (Национални стадион) – Крајем децембра 2024. године објављена је јавна набавка за избор Извођача радова са пратећом опремом, а уговарање са Извођачем се очекује до краја фебруара/марта 2025. године. Усаглашен захтев за добијање грађевинске дозволе послат је 15. јануара 2025. године.
 3. Реконструкција ДВ 110 kV бр. 104/1 и 104/2 ТС Београд 5 – ТС Београд 2 у двосистемски – Завршене су активности на верификацији трасе од стране пројектаната. Половином јуна добијена је информација о локацији. Аплицирано је за локацијске услове 06.08.2024. и у току је прибављање услова од ИЈО. Добијен је јавни интерес. Објављивање ЈН планирано је почетком априла 2025. године, а закључивање уговора почетком јуна 2025. године. Почетак радова је планиран за крај јуна или почетак јула 2025. године, а завршетак комплетног пројекта 1. фазе до децембра 2026. године.

- Инвестициони пројекти ВНВ на којима су се интензивно изводиле активности током 2024. године:
 1. Завршено је око 98% радова на изградњи новог далековода 2x110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1, укупне дужине 63,578 km, за који су предвиђена 223 челично решеткаста стуба приликом почетка радова у 2022. години.
 2. Током 2022. године се започело, а током 2023. и 2024. године је настављено са радовима на реконструкцији ДВ 110 kV 142/1 ТС Србобран – ТС Бечеј. Завршено је око 83% радова.
 3. Завршени су сви радови на далеководу 110 kV ТС Ивањица – ТС Гуча, осим електромотажних радова у прикључним распонима до ТС Ивањица и ТС Гуча, где је потребно да ЕДС заврши далеководна поља.
 4. Завршено је више од 90% радова који су отпочели крајем 2022. године на изградњи далековода 110 kV бр. 1269 ТС Ада – ТС Кикинда 2.
 5. Завршени су радови и у току су завршна испитивања пред пуштање у пробни рад кабла 110 kV бр. 1286 ТС Обреновац А - СП ТЕНТ Обреновац А.
 6. Сprovedена је јавна набавка, изведен је пројекат за извођење и спроведене су припремне активности за реконструкцију деоница ДВ 151/2 и 151/3.
 7. Изведено је око 31% радова за расплет 220 kV и увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3.
 8. Завршени су сви радови на изградњи темеља који нису изискивали искључење далековода и завршено је 60% темеља за реконструкцију ДВ 116/1 Севојно – Косјерић.
 9. Завршено је око 25% радова при реконструкцији далековода 110 kV 113/1 Ниш 2 – Ниш 1.
 10. Обезбеђена је грађевинска дозвола, спроведена јавна набавка и набављен део опреме за изградњу и санацију мешовитог вода ТС Нови Сад 3 – ТС Инђија 2.
 11. Завршено је око 85% грађевинских радова приликом доградње ДВ 110 kV бр. 1104 ТС Панчево 2 – Панчево 3 са увођењем у ТС Панчево 6.

У 2024. години на инвестиционим пројектима високонапонских постројења комплетно су завршени радови на реконструкцији расклопних постројења 400kV, 220kV и 110kV на ТС Панчево 2 и адаптацији поља 110kV на РП Ђердап 2. У наставку су представљене остале активности:

- Током 2024. године започете су следеће активности:
 1. ТС 400/110 kV Крагујевац 2 – реконструкција сопствене потрошње и радови на изградњи релејних кућица са кабловским каналима, урађена је конкурсна документација и покренута набавка за реконструкцију РП 400 kV и РП 110 kV;
 2. РП 110 kV Ђердап 2 – изградња и адаптација поља 110 kV за потребе увођења ДВ из правца ПРП Никине Воде;
 3. ТС 220/110 kV Ваљево 3 – изградња каде и темеља и уградња новог трансформатора Т2 (220/110 kV – 250 MVA);
 4. ТС 400/110 kV Врање 4 – уговорена набавка варијабилног шант реактора снаге 200 MVA_г и усаглашена техничка документација за израду истога;

5. ТС 400/110 kV Бор 2 – уговорени радови за реконструкцију преосталог дела РП 400 kV (спојно поље и два ДВ поља), исходована грађевинска дозвола и уговорени радови (са анексом за пројектовање) за опремање поља 110 kV E02 за потребе увођења вода из правца ПРП Бор 4;
 6. ПРП 110 kV Кошава – уговорени радови за опремање ДВ поља 110 kV E04 за потребе увођења ДВ из правца ТС Алибунар;
 7. ПРП 110 kV Бор 4 – уговорени радови (са анексом за пројектовање) за опремање два ДВ поља 110 kV E02 и E07 за потребе увођења ДВ из правца ТС Бор 2 и ТС Зајечар 2;
 8. ТС 400/220 kV Обреновац – уградња трансформатора Т4 (220/110 kV – 150 MVA);
 9. ТС 110/35/6 kV ТЕНТ А СП – опремање поља E04 за кабловски вод 110 kV ка ТС Обреновац;
 10. ТС 400/220/110 kV Нови Сад 3 – исходована грађевинска дозвола и уговорени радови (са анексом за пројектовање) за опремање поља 110 kV E15 за увођење ДВ 217/1 из правца ТС Обреновац;
 11. ТС 400/220/110 kV Панчево 2 – реконструкција РП 20 kV, урађена је конкурсна документација и покренута набавка за реконструкцију командне зграде и саобраћајница;
 12. ТС 220/110/35 kV Београд 5 – уговорени радови за реконструкцију два 110 kV ДВ поља E08 и E10.
- Током 2024. године, у пробни рад су пуштени следећи делови ВН постројења:
1. У ТС 400/220/110 kV Панчево 2, у РП 400 kV завршена је реконструкција сабирница, трансформатора Т1 (400/220 kV – 300 MVA) са припадајућим пољем C01 и трансформатора Т3 (400/220 – 400 MVA) са припадајућим пољем C06. У РП 220 kV завршена је реконструкција ТР поља D02 (Т3), док је у РП 110 kV завршена реконструкција ТР поља E09 (Т1).
 2. У ТС 400/110 kV Бор 2, у РП 400 kV извршена је реконструкција главног система сабирница ГС и превођење истог у главни систем сабирница 1 (ГСС1), као и реконструкција трансформатора Т1 (400/110 kV – 300 MVA) са припадајућим пољем C05, док је у РП 110 kV завршена реконструкција трафо поља E03 (Т1), чиме је завршена комплетна реконструкција РП 110 kV.
 3. У РП 400 kV Ђердап 1 завршена је изградња нових кабловских канала, комплетно новог система сопствене потрошње и резервног напајања објекта напоном 0,4 kV са ТС Обала, новог SCADA система, као и реконструкција далеководних поља за трафо-блокове ХЕ Ђердап 1: ДВ 457 – блок 1, ДВ 458 – блок 2 и ДВ 459 – блок 3.
 4. У ТС 400/110 kV Србобран завршена је реконструкција командно-погонске зграде, као и реконструкција средњенапонског постројења 20 kV.
 5. У РП 110 kV Ђердап 2 завршена је изградња новог спојног поља E13, као и реконструкција старог спојног поља E04 у далеководна поља за ДВ 1186 и реконструкција ДВ поља E02 за потребе увођења вода за правац Никине Воде.

Током 2024. године постигнут је значајан напредак на пројектима у склопу пројекта Трансбалкански коридор [45]:

- Секција 3 - 2x400 kV ТС Обреновац - ТС Бајина Башта, са подизањем напонског нивоа у ТС Бајина Башта на 400 kV.

Подпројекат 3. секције Трансбалканског коридора - ДВ 2x400 kV Бајина Башта – Обреновац (Лот 1) – Сprovedен је претквалификациони поступак за избор извођача радова. Завршена је и одобрена тендерска документација друге фазе квалификационог поступка, достављена је квалификованим понуђачима са роком доставе понуда до 03.10.2024. Одржан је састанак (*pre bid meeting*) и обилазак терена са понуђачима (*site visit*). Отворене су две пристигле понуде, извршена је евалуација истих. Одржан је *pre-award meeting* и предстоји потписивање уговора са прворанжираним понуђачем. Потписивање уговора са извођачем ће бити у првом кварталу 2025. године, јер је период одобравања евалуационог извештаја од стране KfW банке дуго трајао.

Подпројекат 3. секције Трансбалканског коридора - Изградња РП 400 kV у ТС Бајина Башта (Лот 2) – Због недостатка конкуренције, поновљен је претквалификациони поступак и завршен, евалуациони извештај је одобрен. Завршена је и одобрена и тендерска документација друге фазе квалификационог поступка, иста је достављена квалификованим понуђачима. Одржан је састанак 14.10.2024. (*pre bid meeting*). Обиласци терена са понуђачима су одржани 15.10.2024 ТС Обреновац и 16.10.2024. ТС Бајина Башта. Рок доставе понуда је померен на 02.12.2024, због процедуралних рокова у поступцима појашњења тендерске документације. Сprovedено је јавно отварање две приспеле понуде, у току је евалуација истих.

- Секција 4 - Интерконективни ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе. Није одобрен додатни инвестициони грант WBIF у износу од 2.480.000 евра за IV секцију. Донета је одлука Одбора директора 29.07.2024. године да се средства неусвојеног додатног гранта обезбеде из додатног зајма у износу од 35.000.000 евра за III и IV секцију заједно. Тендер за консултанта је објављен, извршено је отварање понуда за консултантске услуге на пројекту 08.07.2024. Комплетан евалуациони извештај техничког и финансијског дела је одобрен од стране банке. Потписан је уговор за консултантске услуге са JV Dornier Power & Heat GmbH and Colenco Ltd Скопје дана 03.01.2025. године. - Завршено је теренско осматрање са свим потребним теренским радовима за потребе израде студије биодиверзитета, од стране ангазоване консултантске куће Геонатура. По примедбама надлежног министарства коригована је Студија о процени утицаја на животну средину и предата на сагласност.

Поред радова на изградњи Трансбалканског коридора као пројекта од националног и стратешког интереса, ЕМС АД је током 2024. године радио и на изградњи још једног битног пројекта – пројекат BeoGrid2025 – ТС Београд 50 са припадајућим расплетом 400 и 110 kV и ДВ 2x400 kV ТС Београд 50 - ПРП Чибук 1, на коме је, такође, током 2024. године, постигнут значајан напредак:

- ТС Београд 50: Исходована је измена локацијских услова. Добијен је јавни интерес и потврда пројекта парцелације од надлежног Секретаријата. У току је решавање ИПП. Добијен је коначни позитиван извештај на ИДП и Студију оправданости, од стране Ревизионе комисије надлежног министарства. Урађене су све свеске ПГД са пратећим елаборатима, у току је провера поступања по примедбама техничке контроле. Израђена је Студија, као и План управљања отпадом и поднети су надлежном министарству на сагласност. Покренуте су набавке за грађевинске радове и набавку дела опреме. Предстоји израда техничких спецификација за набавке преостале опреме и електромотажних радова.

- ДВ бр. 450: Добијен је јавни интерес. У току је решавање ИПП. Добијен је коначни позитиван извештај Ревизионе комисије надлежног министарства на ИДП и Студију оправданости, али потребно је применити одређене мере на нивоу ПГД-а. Израђен је ПГД, одржан је састанак ТК ПГД и усаглашене су примедбе, у току је исправка пројекта. Добијено је решење надлежног министарства да није потребна израда Студије о процени утицаја на животну средину. Покренуте су све набавке за радове и набавке опреме.
- ДВ 110 kV: Урађене су студије оправданости са ИДП за ДВ 104/8 и за ДВ 1178АБ и предати су на сагласност Ревизионој комисији надлежног министарства. Урађени су захтеви за процену утицаја за 110 kV ДВ. Испоручени су уздужни профили за ДВ 104/8 и ДВ 1178АБ и урађена је ИТК. Извршен је пријем положаја стубних места за све 110 kV ДВ, у току је израда елабората експропријације.
- Кабл 2x110 kV ТС Београд 50 – ТС Београд 49: Покренута је јавна набавка радова по систему „кључ у руке”.
- ДВ 2x400 kV ТС Београд 50 – ПРП Чибук 1: Завршено је усаглашавање трасе у зони војног комплекса Стари Бановци и прибављени су измењени Локацијски услови. У току је израда уздужних профила.

У 2022. години започети су радови на пројекту Повећање преносних капацитета борског региона за који је Влада Републике Србије донела закључак да је пројекат од посебног значаја за Републику Србију. Овај пројекат обухвата изградњу ТС 400/110 kV Бор 6 и изградњу 400 kV далековода. У току је израда пројектно-техничке документације за ТС и ДВ. ЕМС АД је ревидовао и усагласио са Клијентом ИДР за 400 kV водове и ИДП за ТС, што је био предуслов уласка у активност набавке опреме за ТС. Завршена је примопредаја свих стубних места за увођење 400 kV ДВ бр. 402 и бр. 403 у ТС Бор 6, као и стубних места за увођење једног крака 400 kV ДВ бр. 401/2 у ТС Бор 6. Већина ВН опреме, као и комплетна опрема за релејну заштиту и локално управљање је примљена. ППППН је усвојен и објављен у Службеном гласнику РС.

ЕМС АД је дана 09.12.2024. године послао ВРС Предлог закључка којим се пројекат „Панонски коридор за пренос електричне енергије” препознаје као пројекат изградње објеката од посебног значаја за РС. 02.07.2024. године су отпочеле активности на теренском сагледавању и са представницима Мађарског оператора (MAVIR) на дефинисању тачке преласка границе будућег интерконективног далековода. Тачка преласка државне границе је усаглашена са представницима MAVIR-а. У току је усаглашавање текста заједничког споразума са MAVIR-ом у вези реализације интерконективног далековода. Покренута је набавка услуга израде ППППН, тендер је објављен. Отворене су две приспеле понуде, у току је евалуација истих. Поднети су захтеви за достављање претходних услова Ималаца јавних овлашћења за ДВ 2x400 kV ТС Суботица 3 – ТС Шандорфалва, већина услова је прибављена. Овај пројекат је унет на листу пројеката од заједничког интереса (РМІ листа) коју је израдила Европска комисија у новембру 2023. године. У новембру 2024. године је поднета и кандидатура пројекта за улазак на наредну такву листу, чији се завршетак очекује у току 2025. године.

Након што се створе услови (верификација траса далековода и локације постројења), ЕМС АД ће поднети захтев за проглашење пројекта „Централно-Балкански Коридор 1. фаза” пројектом од посебног значаја за Републику Србију. Дана 16. октобра 2024. године потписан је Уговор о зајму између Фонда за развој Саудијске Арабије и Републике Србије, у вези пројекта I фазе Централно-балканског коридора. Поред тога, у априлу 2024. године је покренута израда Претходне студије изводљивости за читав Централно-балкански коридор. Завршетак ове студије се очекује током пролећа 2025. године.

У току 2024. године ЕМС АД је издао, по захтевима будућих корисника система, бројна акта за прикључење и повезивање објеката на преносни систем.

У процесу повезивања објеката на преносни систем, током 2024. године, реализовано је:

- Пуштено у пробни рад ново ДВ поље 110 kV у ТС 110/20 kV Ада (уведен ДВ 110 kV бр. 1103/2 ТС Сента – ТС Ада);
- Пуштено у пробни рад ново ДВ поље 110 kV бр. 1270 у ТС Велико Градиште (уведен ДВ 110 kV бр. 1270 ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште);
- Комплетно реконструисана ТС 110/35/20/6 kV Шабац 1 повезана са преносним системом;
- Пуштени у пробни рад енергетски трансформатори:
 - 110/35/10 kV у ТС 110/35/10 kV Крушевац 4;
 - 110/35/10 kV у ТС 110/35/10 kV Лесковац 1;
 - 110/35/10 kV у ТС 110/35/10 kV Младеновац;
 - 110/35/10 kV у ТС 110/35/10 kV Ивањица;
 - 110/35 kV у ТС 110/35 kV Ваљево 1;
 - 110/35 kV у ТС 110/35 kV Зајечар 2.

У склопу инвестиционих активности на исходовању неопходних дозвола током 2024. године исходоване су Грађевинске дозволе, односно Решења о одобрењу радова за укупно осам објеката. Локацијске услове добило је пет објеката [45].

У склопу инвестиционих пројеката аутоматике спровођене су активности које се пре свега односе на системе релејне заштите и локалног управљања као и реализацију оптичке мрежне инфраструктуре у електроенергетским објектима.

Наведеним реализованим инвестиционим активностима и инвестицијама које су планиране за реализацију у 400 и 110 kV мрежи, као и свакодневним активностима на нивоу оперативног управљања, ЕМС АД је и током 2024. године наставио активности на смањењу губитака енергије у мрежи.

3.7.3. Дистрибутивни систем

Оператор дистрибутивног система у складу са Законом о енергетици [1], има обавезу да сваке друге године припреми и поднесе на сагласност Агенцији план развоја дистрибутивног система за наступајући десетогодишњи период, који треба да буде усклађен са планом развоја преносног система и захтевима за прикључење на дистрибутивни систем. Поред плана развоја, оператор дистрибутивног система има и обавезу да сваке године донесе и поднесе на сагласност Агенцији план инвестиција у дистрибутивни систем за период до три године, такође усклађен са планом инвестиција у преносног система.

Електродистрибуција Србије је током 2023. године доставила Агенцији предлог Плана развоја дистрибутивног система Републике Србије за период од 2023. до 2032. године, а Агенција је 4. јула 2024. године дала сагласност на овај план. Исте године, Електродистрибуција Србије је доставила Агенцији предлог Плана инвестиција у дистрибутивни систем Републике Србије за период од 2023. до 2025. године. Агенција је 4. јула 2024. године дала сагласност на овај план. Затим, 19. децембра 2024. године, Електродистрибуција Србије је доставила Агенцији предлог Плана инвестиција у

дистрибутивни систем Републике Србије за период од 2024. до 2026. године, који ће бити разматран ради давања сагласности.

Током посматраног периода у дистрибутивној мрежи, поред наведених радова на реконструкцији ТС 110/х kV (видети поглавље 3.3.3), реализована је и реконструкција, адаптација и доградња постојећих објеката која треба да допринесе повећању капацитета и поузданости рада дистрибутивног система, као и већој сигурности у напајања потрошача. Од најважнијих инвестиционих активности у 2024. години, могу се издвојити следеће:

- Завршена је комплетна реконструкција ТС 110/35 kV Шабац 1, трансформаторска станица је у погону.
- Опремање другог трафо поља 110 kV у ТС 110/20/10 kV Нови Пазар 2, прикључење ЕТ 40 MVA на исте сабирнице као први трафо (резерва у случају испада једног од њих). У другој фази, а након завршетка реконструкције ТС НП1, је планирана изградња новог СН постојења и прикључење оба ЕТ истовремено под напон.
- Завршени су сви радови у ТС 35/10 kV Дивчибаре, и на ТС и на прикључним водовима 35 kV из оба правца. У току је исходавање употребне дозволе.
- Завршена је изградња ТС 35/10 kV Велика Жупа са прикључним ДВ, трансформаторска станица је у погону и исходована је употребна дозвола.
- Завршена је изградња ТС 35/10 kV Мрчајевци и прикључног кабловског вода 35 kV. Трансформаторска станица је у погону, а у току је исходавање употребне дозволе и завршеног извештаја комисије за интерни технички преглед.
- Реализована је израда пројектне документације за изградњу расплета кабловских водова 35 kV из ТС 110/35 kV Ужице 2.
- Опремање 110 kV ДВ поља у ТС 110/35 kV Ивањица. Завршен ИДР, добијени ЛУ, урађен ИДП и у току отклањање примедби достављених од Радног тима и усаглашавање са пројектантом.
- Изградња ТС 110/35/20 kV Зрењанин 1 на локацији постојеће ТС 110/35 kV-реконструкција постројења РП 110 kV, са доградњом једног трафо поља и уградњом ЕТ 110/20 kV 31,5 MVA, изградња нове зграде за РП 20 kV и РП 35 kV и уградња новог РП 20 kV и РП 35 kV и комплетне ЗУ опреме. Извођење радова у току.
- У ТС 110/20 kV Ада одвијали су се радови на адаптацији, завршен је део који се односи на I етапу I фазе.
- У ТС 35/10 kV Лиман одвијали су се радови на адаптацији која подразумева реконструкцију ТС 35/10kV и формирање РП 20 kV како би ТС постала 35/20 kV.
- Изградња нове ТС 110/20 kV Каћ, 2х31,5 MVA, пројектовање и набавка опреме су току.
- Изградња нове ТС 110/20 kV Панчево 6, 31,5 MVA, пројектовање и набавка опреме су току.
- У ТС 110/35 kV Београд 6 реконструкција 110 kV, 35 kV, заштита, управљање, сопствена потрошња, пратећи грађевински радови. У току је извођење радова, изградња дела зграде за монтажу 35 kV постројења. GIS 110 kV је у погону.
- У ТС 110/35 kV Београд 10 реконструкција 110 kV, 35 kV, заштита, управљање, сопствена потрошња, пратећи грађевински радови. У току је извођење радова. Зграда постројења 35 kV завршена, монтиране су и повезане 35 kV хелије.

- Изградња нове ТС 110/35 kV Београд 42 (Гроцка), 2x31,5 MVA. У току су грађевински радови на изради темеља носача апарата, темеља трансформатора и погонске зграде.
- Замена постојећих 35 kV подземних водова. У току је извођење радова на водовима Београд 6 - Вилине воде и Београд 6 - Карабурма. Завршена траса ка ТС Вилине воде.
- Изградња нове ТС 110/35 kV Београд 44 Сурчин, 2x31,5 MVA. Набављена је крупна опрема, и добијена је грађевинска дозвола.
- Изградња нове ТС 110/10 kV Београд 58 Национални стадион, 2x40 MVA. Набављена је крупна опрема и добијена је грађевинска дозвола.
- Реконструкција ТС 110/35 kV Алексинац и повећање снаге. У току је интерни технички преглед за 1. фазу изведених радова. Планирано пуштање у рад ове фазе очекује се априла 2025. године када ће се наставити са радовима на 2. фази изградње.
- Изградња трансформаторске станице ТС 35/10 kV Прокупље 5 2x8MVA. У току је извођење завршних радова и припрема документације за интерни технички преглед.
- Изградња трансформаторске станице ТС 35/10 kV Зајечар IV 2x8MVA. Радови су завршени и у току је интерни технички преглед.
- Изградња двоструког кабловског вода 35 kV од ТС 110/35 Зајечар 2 до ТС 35/10 kV Зајечар IV у дужини од 3.265 m. Положен је кабл у дужини од 1 km.
- Изградња и реконструкција подземних и надземних водова 35 kV на територији ДП Крагујевац. У току је изградња подземних водова 35 kV на територији ДП Крагујевац.
- ТС 110/35 kV Велико Градиште, I и II фаза. Завршени радови на опремању ДВ поља у циљу увођења планираног ДВ 110 kV Бела Црква - ТС 110/35 kV Велико Градиште ДВП 110 kV - E03. У току су радови на постојећем ДВ ка ТС Рудник 3 у ТС 110/35 kV Велико Градиште ДВП 110 kV - E04.
- У току су завршни радови на изградњи новог РП 35 kV у ТС 35/10 kV Пожаревац 2 ради измештања постојећег 35 kV РП (по захтеву Кока кола - Бамби).

Када је реч о изградњи ЕЕО и прикључака за потребе напајања по Закључцима Владе РС, активности су током 2024. године биле следеће:

- Minth Шабац. Радови су у току.
- Индустијска зона Ваљево (ТС 35/10 kV Ваљево 12 са прикључним 35 kV водовима и објекти за потребе прикључења фабрике). Радови су у току. Радови на ТС Ваљево 12 у завршној фази, у току израда ПД за прикључне водове 35 kV. Обе фабрике су прикључене.
- ТС 35/10 kV Аутопут – изградња. Радови су у току. Исходована грађевинска дозвола, чека се пријава радова.
- ТС 35/10 kV Милићево Село са прикључним ДВ - ЕЕО на 35 kV - пројекти од посебног значаја за Републику - изградња ЕЕО за потребе прикључења деонице аутопута Е-763 Прелјина – Пожега. Исходовано је решење, у току је усаглашавање ПЗИ.

- ТС 35/10 kV Паковраће са прикључним ДВ - ЕЕО на 35 kV - пројекти од посебног значаја за Републику. У питању је изградња ЕЕО за потребе прикључења деонице аутопута Е-763 Прељина – Пожега. Радови на ТС су у завршној фази, у току је исходавање решења за прикључне водове 35kV.
- ТС 35/10 kV Крстац са прикључним ДВ - ЕЕО на 35 kV - пројекти од посебног значаја за Републику. У питању је изградња ЕЕО за потребе прикључења деонице аутопута Е-763 Прељина - Пожега. Завршени радови су у току, ТС је под напоном у пробном раду. У току је исходавање употребне дозволе.
- Индустријска зона Шид (ТС 110/20 kV Шид) за потребе прикључења фабрике. У питању је опремање 4 20kV хелија за потребе фабрике „Thermowool” и напајање конзума. Радови су у току.

Законом о енергетици [1] прописано је да Електродистрибуција Србије, поред плана развоја и инвестиција, сваке године треба да донесе и план преузимања мерних уређаја, мерно разводних ормана, инсталација и опреме у мерно разводним орманима, прикључних водова и других уређаја који су у саставу прикључка у објектима постојећих купаца, односно произвођача. Преузимање мерних уређаја, мерно разводних ормана и прикључних водова у власништво оператора дистрибутивног система треба да резултира њиховим бољим одржавањем, контролом и заменом савременијом опремом у циљу повећања тачности мерења и смањења губитака електричне енергије у дистрибутивном систему, што је у интересу и крајњих купаца и оператора дистрибутивних система. Законом о енергетици (члан 404) [1] је пре измена извршених 2021. године било прописано да сви наведени уређаји треба да буду преузети од стране Електродистрибуције Србије најкасније до краја 2020. године. Електродистрибуција Србије није испунила ову законску обавезу, али изменама и допунама Закона о енергетици из 2021. године овај рок је продужен до краја 2024. године. И по истеку овог периода Електродистрибуција Србије није испунила ову обавезу, али наставља да у континуитету предузима активности на преузимању мерних места које се спроводе на самом мерном месту у непосредној комуникацији са корисником дистрибутивног система. Преузимање мерних уређаја и инсталација на мерним местима постојећих купаца електричне енергије, врши се измештањем мерног места у складу са техничким условима утврђеним Правилима о раду дистрибутивног система [37], применом актуелне Процедуре, којом је дефинисан поступак, носиоци активности и потребна документација за преузимање мерних места и замена постојећих мерних уређаја новим мерним уређајима. Број преузетих мерних места и прикључака у 2024. години износи 55.991, а према плану који је саставни део, минимални број преузимања мерних места за наредне три године је следећи: у 2025. години: 328.531; у 2026. години: 439.139; у 2027. години: 50.967. Електродистрибуција Србије је као примарни циљ дефинисала унапређење система мерења код корисника чији су објекти прикључени на мрежу средњег напона, и код корисника чији су објекти прикључени на мрежу ниског напона код којих се мере активна и реактивна енергија и месечна максимална снага. У 2024. години проценат инсталираних напредних бројила код купаца на свим напонским нивоима износи 18,76%, док код произвођача овај проценат износи 100,00%. Напредне мреже и мерни системи ће омогућити већу поузданост и квалитет испоруке електричне енергије, боље управљање потрошњом и динамичније тржиште, као и значајно смањење техничких и комерцијалних губитака електричне енергије [39].

У 2024. години је дошло до смањења губитака у дистрибутивној мрежи, који су у односу на губитке из 2023. године мањи за 0,48% и износе 10,37% електричне енергије преузете у дистрибутивни систем. Активности на смањењу губитака се у наредном периоду морају интензивирати, пошто је потребно да се губици што пре сведу на технички прихватљив

ниво. Редовне активности на контроли мерних уређаја су у 2024. години урађене на 19,8% планираних места [39].

3.8. Подаци о планираној потрошњи и производњи електричне енергије, као и начин обезбеђивања недостајућих количина за наредни петогодишњи период

3.8.1. Реализована и планирана производња и потрошња

На наредној слици (сл. 3) приказан је (упрошћени) дијаграм тока електричне енергије, који визуелно и квантитативно приказује биланс за 2024. годину, док је детаљан биланс електричне енергије у Републици Србији за период од 2014. до 2024. године приказан у таб. 15.

сл. 3: Енергетски (*Sankey*) дијаграм биланса електричне енергије за 2024. годину



Подаци за реализовани биланс електричне енергије за 2024. годину [31], [32], показују извесне разлике у односу на билансе претходних година, пре свега у структури произведене енергије.

Након пораста производње код хидроелектрана у 2018. години, у 2019. и 2020. дошло је до смањења ове производње, док је у 2021. години, у којој је хидрологија била изузетно повољна, производња премашила вредности из 2018. године. Затим је уследило значајно смањење производње у хидроелектранама у 2022. години, када су хидроелектране произвеле 9.274 GWh, што је за 22,61% мање у односу на претходну, 2021. годину. Ипак, хидрологија је у 2023. години била изузетна, па је хидро сектор допринео укупној производњи електричне енергије са 13.080 GWh, што је и рекорд у последњих десетак година. Затим, током 2024. године, производња хидроелектрана је пала на вредност 10.512 GWh, односно, хидроелектране су произвеле 19,63% мање у односу на 2023. годину.

Бруто производња електричне енергије из термоелектрана у 2024. години, према [32], је износила 23.220 GWh (61,94% укупне производње у 2024. години), што је незнатна разлика (тачније 1,2% мање) у поређењу са 2023. годином, када је износила 23.502 GWh (58,71% укупне производње у 2023. години). Током 2024. године, блокови Огранка ТЕНТ су остварили, производњу у вредности од 14.981,3 GWh, што је 99,7% планиране вредности. Блокови ТЕ Костолац, током 2024. године, остварили су производњу на прагу електрана у вредности од 6.292,8 GWh, што чини 99,2% прошлогодишње производње, (што је 97,3% планиране вредности). Сумарно гледано, у 2024. години термоелектране су произвеле нешто мање електричне енергије него у 2023. (за 1,2%) и 2022. години (за 1%).

таб. 15: Биланс електричне енергије у периоду 2014-2024. година [31], [32]

	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]
Бруто производња	39.877	34.061	38.299	39.343	37.043	37.426	37.600	37.956	38.235	35.510	40.028	37.489
Хидроелектране	10.852	11.617	10.783	11.520	9.752	11.393	10.198	9.749	11.984	9.274	13.080	10.512
Од тога МХЕ				241	223			318				
Термоелектране	28.620	22.073	27.133	27.191	26.414	24.975	25.546	26.429	23.734	23.460	23.502	23.220
Термоелектране - топлане	202	75	53	140	291	351	474	317	893	1.331	1.850	1.608
Остале електране	202	295	330	491	585	707	1.382	1.462	1.625	1.445	1.596	2.149
Укупан увоз (са транзитом)	4.077	7.008	6.303	5.068	6.549	6.400	5.417	5.070	6.984	8.447	5.174	6.936
Укупан извоз (са транзитом)	6.614	5.445	7.221	6.990	5.724	6.284	5.341	5.675	6.333	5.696	7.364	6.416
Губици	5.500	5.163	5.169	4.808	4.806	4.532	4.332	4.385	4.481	4.182	4.129	3.984
Потрошња енергетског сектора	4.937	4.302	5.138	5.280	5.270	3.898	4.252	4.009	4.253	4.027	4.005	3.958
Хидроелектране	60	90	86	91	82	86	92	76	90	83	94	87
Пумпање	1.007	898	1.090	1.029	938							
Термоелектране	2.581	2.017	2.529	2.565	2.586	2.466	2.855	2.525	2.662	2.453	2.415	2.392
Термоелектране - топлане	42	22	18	25	42	51	58	42	96	113	105	89
Индустријске енергане	25	32	26	33	37	42	30	39	35	32	37	55
Топлане	170	80	97	218	193	171	163	187	202	170	173	171
Производња нафте и гаса	234	82	93	91	87	89	93	89	85	86	90	90
Рафинерије		236	257	243	255	261	240	273	287	319	326	308
Рудници угља	604	541	570	600	590	603	596	649	663	650	643	629
Прерада угља	214	217	282	313	366	40	38	39	37	32	33	30
Остало		87	90	72	94	90	87	89	96	89	89	87
Расположиво за финалну потрошњу	26.903	26.158	27.073	27.333	27.792	28.047	27.994	27.881	29.200	28.981	28.733	29.555
Финална потрошња	26.903	26.158	27.073	27.333	27.792	28.047	27.994	27.881	29.200	28.981	28.733	29.555
Индустрија+Грађевинарство	7.079	7.156	7.423	7.731	7.861	8.734	8.783	8.617	9.380	9.551	9.628	9.927
Саобраћај	478	336	351	352	358	375	375	358	384	391	394	397
Домаћинства	14.146	13.802	14.062	13.931	14.165	13.415	13.340	13.718	13.877	13.379	13.008	13.225
Пољопривреда	301	298	317	314	319	341	342	331	358	365	367	379
Остали потрошачи	4.899	4.566	4.920	5.005	5.089	5.183	5.154	4.856	5.201	5.295	5.336	5.627

Укупно време рада термоблокова пуном снагом је незнатно смањено, смањени су неплански застоји а незнатно повећани плански у односу на 2023. годину. Погонски спремни блокови ТЕ су нешто дуже времена били у хладној резерви, а знатно дуже у топлој резерви, док застоја због недостатка угља није било.

Обим производње електричне енергије из термоелектрана зависи од оптимизације профитабилности пословања коју ЕПС АД остварује куповином енергије из солара на тржишту по нижим ценама, од динамике ремонта све старијих капацитета, као и обавеза постепеног смањења производње из угља у складу са Националним планом за смањење емисија главних загађујућих материја које потичу из старих великих постројења за сагоревање.

Производња електричне енергије у ТЕ-ТО је 2024. године износила 1.608 GWh, тј. произведено је за 13,08% мање у односу на производњу 2023. године.

Производња у тзв. осталим електранама, које чине обновљиви извори енергије, когенерацијска постројења на природни гас и индустријске енергане је у 2024. години забележила раст од 553 GWh, па је у током ове године производња износила 2.149 GWh (5,73% укупне производње у 2024. години), што је за 34,65% више у односу на 2023. годину (када је производња износила 1.596 GWh) (3,99% укупне производње у 2023. години).

Када се посматра целокупна производња електричне енергије у 2024. години, може се приметити да се производња из ХЕ значајно смањила у поређењу са претходном годином,

која је у енергетском смислу била хидролошки веома повољна. Производња из ТЕ је у благом паду у поређењу са претходном годином, при чему се и учешће термоелектрана у укупној производњи електричне енергије смањило за одређени проценат (тачније 3,23%, када се посматра бруто производња). Производња из нових обновљивих извора и осталих електрана је у 2024. години била већа у односу на 2023. годину. ТЕ-ТО су и током 2024. године биле веома успешне. Као резултат свега претходно поменутог, у Републици Србији остварена бруто производња електричне енергије у 2024. години износила је 37.489 GWh, односно 2.539 GWh мање у односу на 2023. годину (таб. 15).

Што се тиче планиране производње електричне енергије у Републици Србији, пројекције су дате у Стратегији развоја енергетике Републике Србије до 2040. године са пројекцијама до 2050. године [2] и у Интегрисаном националном енергетском и климатском плану Републике Србије за период до 2030. са визијом до 2050. године [60]. Оба документа разматрају референтни сценарио (БАУ), који представља наставак постојеће праксе и Сценарио С, сценарио жељеног развоја, који разматра мање емисије штетних гасова и већу производњу из обновљивих извора енергије¹⁵. Пројекција је представљена у наредној табели (таб. 16).

таб. 16: Пројекција производње електричне енергије у Републици Србији [2]

Бруто производња електричне енергије [GWh]							
Сценарио С				Референтни сценарио			
2030.	2035.	2040.	2050.	2030.	2035.	2040.	2050.
40.866,7	44.863,9	48.794,8	62.806,7	45.996,7	48.447,1	51.267,4	54.474,9

Тренутни удео електричне енергије која се производи из фосилних горива износи око 66%. Овај удео, према Интегрисаном националном енергетском и климатском плану треба да се смањује, у корист учешћа обновљивих извора енергије, па тако већ у 2030. години, овај удео би требало да опадне на 55%, у 2040. на 40%, да би 2050. био свега 6% (Сценарио С). Уколико се даљи енергетски развој настави према референтном сценарију (БАУ), удео производње електричне енергије из фосилних горива ће бити мање-више константан, у распону 62-72% од укупне бруто производње.

Финална потрошња је у 2024. години имала благи раст од 2,86% у односу на 2023. годину, и износила је 29.555 GWh [31]. У свим секторима потрошња је била у порасту, са највећим забележеним порастом у сектору индустрија са грађевинарством (299 GWh), као и у сектору остали потрошачи (291 GWh). Конкретно, финална потрошња у сектору индустрија и грађевинарство у 2024. години износила је 9.927 GWh (што је 299 GWh више у односу на претходну годину), у сектору саобраћај је забележена потрошња од 397 GWh (3 GWh више у односу на 2023. годину), у сектору домаћинства 13.225 GWh (217 GWh више у односу на претходну годину), у сектору пољопривреде 379 GWh (12 GWh више у односу на 2023. годину) и у сектору остали потрошачи 5.627 GWh (што је 291 GWh више у односу на претходну годину).

Када је у питању прогноза потрошње електричне енергије, она је такође представљена у Стратегији развоја енергетике [2] и у Интегрисаном националном енергетском и климатском плану [60]. Разлике између сценарија су приметне, јер референтни сценарио (БАУ) подразумева већу финалну потрошњу, пре свега због мање примене мера енергетске ефикасности.

¹⁵ Прецизно гледано, постоји и трећи сценарио, сценарио С-Н који је се базира на сценарију С, уз додатно увођење нуклеарних извора у енергетски портфолио Републике Србије након 2040. године, али га у овом документу нећемо разматрати.

таб. 17: Прогноза финалне потрошње електричне енергије у Републици Србији [2]

Финална потрошња електричне енергије [GWh]							
Сценарио С				Референтни сценарио			
2030.	2035.	2040.	2050.	2030.	2035.	2040.	2050.
31.974,4	35.751,8	38.203,4	48.492,4	34.860,9	36.657,8	38.830,2	41.781,9

Укупан увоз електричне енергије у 2024. години је у значајном порасту и износио је 6.936,17 GWh, што је за 1.761,98 GWh више од увоза у 2023. години, док је укупан извоз у 2024. години износио 6.416,31 GWh (947,63 GWh мање од извоза у 2023. години).

Када су у питању куповина и продаја електричне енергије које ЕПС АД остварује за потребе оптимизације и уравнотежења биланса, ситуација у претходном периоду је била променљива. После пораста продаје електричне енергије у 2021. години, која је износила 1.709 GWh, у 2022. години дошло је до значајног смањења продаје електричне енергије на свега 151 GWh, а већ током 2023. године продаја је порасла на 1.652 GWh. У 2024. години, продаја електричне енергије на veleпродајном тржишту је опала на 903 GWh. Куповина електричне енергије је у 2022. години порасла за 1.865 GWh у односу на годину пре тога, односно купљено је 3.278 GWh, док је куповина у 2023. години износила 723 GWh (купљено је 2.555 GWh мање у односу на 2022. годину) [55]. У 2024. години ЕПС АД је на veleпродајном тржишту купио 2.701 GWh [56], што значи да је разлика између купљене и продате електричне енергије износила 1.798 GWh.. Рударски басен Колубара је у 2024. години забележио реализацију од 22,18 милиона тона, што је 5.598 тона мање у односу на 2023. годину. Производња електричне енергије у електранама ТЕНТ А и ТЕНТ Б је у 2024. години била 14.402 GWh, што је за око 1,4% у односу на 2023. годину, када је достигла вредност 14.611 GWh.

И у Костолцу је приметан пад у производњи угља. У 2024. години била је 8,54 милиона тона, што је смањење у односу на 2023. годину, када је производња била 9,23 милиона тона.

Проблеми који су утицали на смањење производње угља током 2024. године у односу на 2023. годину су:

- производња угља у ТЕ-КО Костолац у III кварталу била је ограничена због максималне попуњености и оптимизације депонија услед померања датума пуштања у рад блока Б3 у ТЕ Костолац Б,
- при крају године дошло је до испада – кварова багера који су радили на откопавању угља: багер 800, багер 400, багер 710(у) и багер 8,
- напредовање ПК Дрмно ка северу и усложњавање технолошких услова откопавања угља и
- недостатак људства свих структура у производњи.

Откопавање откривке у Огранку РБ Колубара у 2024. години износило је 59,57 милиона m^3 [59], односно 10,59% мање у односу на исти период претходне године. У Огранку ТЕКО Костолац у 2024. години производња откривке је била 44,15 милиона m^3 , што је 16,05% више у односу на 2023. годину, када је износила 38,05 милиона m^3 . Откопано је 0,20 милиона m^3 откривке мање у 2024. години него у 2023. години.

На крају 2024. године стање на депонијама ТЕ Костолац Б је било за око 258,7 хиљада тона више у односу на 2023. годину. Стање депоније ТЕ Колубара је на крају 2024. године износило 46,71 хиљада тона што је за 54,87 хиљада тона мање у односу на претходну годину, док је на ТЕ Морава стање на депонији на крају 2024. године 146,78 хиљада тона,

што је 20,58 хиљада тона угља мање у односу на 2023. годину. Крајем 2024. године укупно стање на депонијама било је веће него у 2023. години.

Након што је 2018. године специфична потрошња угља достигла максимум од 1,59 t/MWh, у наредне две године је дошло до благог умањења ове вредности на 1,58 t/MWh и 1,57 t/MWh. Међутим, у 2021. години специфична потрошња угља достигла је нови максимум од 1,64 t/MWh и задржала га је и у 2022. години, док је у 2023. години дошло до умањења специфичне потрошње угља на 1,57 t/MWh. Током 2024. године, просечна специфична потрошња угља износила је 1,59 t/MWh, што је нешто више у односу на претходну годину, али и даље ниже у односу на 2021. и 2022. годину. Такође, остварена специфична потрошња угља једнака је са планираном, што је последица ребаланса ЕЕП који је усвојен у октобру 2024. године. Потрошња мазута у 2024. години достигла је вредност 91.037 тона, што је 10% више у односу на претходну, 2023. годину, али и даље ниже у односу на 2022. годину када је ова вредност износила 103.512 тона. Специфична потрошња мазута бележи пораст од око 13% у односу на 2023. годину, са вредности 4,22 t/GWh на вредност 4,78 t/GWh.

Током 2024. године, електране у власништву ЕПС АД произвеле су укупно 31.861 GWh електричне енергије. Ова вредност је друга по реду минимална годишња производња, гледано од 2010. године (мање је било само 2022. године, када је произведено 31.130 GWh). Реализованом производњом испуњен је план са 100,1 %, што је више за 47,7 GWh од планских вредности. У односу на 2023. годину, остварена производња је мања за 2.859,1 GWh, односно за 8,2%.

Мања производња у 2024. години је делимично била последица изузетно лоше хидролошке ситуације. Хидроелектране су оствариле производњу од 10.245,4 GWh, што је испунило план са 102,7%, али је истовремено мање за 19,1% у односу на произведену енергију годину дана раније. Иако је у 2024. години са радом започео нови блок Б3 у ТЕ Костолац, термоелектране на угаљ су оствариле производњу од 21.274,1 GWh, што је за 1% мање од планираног и 261,1 GWh мање од остварења 2023. године. Панонске ТЕ-ТО су у 2024. години произвеле 341,6 GWh, што је 97,8% од планиране производње. У поређењу са 2023. годином, производња из ТЕ-ТО износи 65%.

Цене електричне енергије за комерцијално снабдевање

Цене по којима ЕПС АД продаје електричну енергију на комерцијалном снабдевању, односно купцима који у складу са Законом о енергетици електричну енергију набављају на отвореном тржишту, формирају се на тржишним принципима. Имајући у виду поремећаје на отвореном тржишту електричне енергије који су се десили током 2021. године, како би се заштитили привредни субјекти, Влада Републике Србије је од октобра 2021. године доносила закључке, којима се препоручивало ЕПС АД да уговоре о снабдевању електричном енергијом са купцима на комерцијалном снабдевању закључује по јединственој цени.

Тако је и у октобру 2023. године Влада Републике Србије је донела закључке којима је препоручила да ЕПС АД врши снабдевање крајњих купаца на комерцијалном снабдевању по јединственој цени од 119,67 EUR/MWh, а снабдевање крајњих купаца корисника јавних средстава за мерна места јавне расвете/јавног осветљења који су у периоду од 1. октобра 2022. до 31. марта 2023. године смањили потрошњу електричне енергије за најмање 5% у односу на еквивалентни период претходне године, врши по јединственој цени од 104,79 EUR/MWh, у периоду примене од 1. новембра 2023. до 30. априла 2024. године.

Од почетка маја 2024. године, снабдевање електричном енергијом купаца на комерцијалном снабдевању врши се по уговореним ценама, које се утврђују на основу

кретања цена на референтним берзама електричне енергије, односно према тржишним принципима.

3.8.2. Начин обезбеђивања недостајућих количина електричне енергије за наредни петогодишњи период

Најзначајније промене у наредном периоду предвиђене су у начину будуће производње електричне енергије и измени структуре производних капацитета. Декарбонизација се уско везује за постепено напуштање производње електричне енергије коришћењем фосилних горива, као највећег емитера CO₂. Интегрисани национални енергетски и климатски план Републике Србије [60] за период од 2021. до 2030. године дефинише циљеве које Република Србија треба да испуни у погледу смањења гасова стаклене баште и увођења обновљивих (интермитентних) извора енергије (ОИЕ) у свој производни портфолио.

У складу са тим, планира се изградња неколико производних капацитета из обновљивих извора енергије значајних инсталисаних снага. Предвиђено је да производња електричне енергије из ОИЕ до 2030. године порасте на 17.750 GWh (у односу на 13.075 GWh у 2021. години). Важно је напоменути да се значајан допринос остварењу овог циља очекује и кроз приватни сектор. У оквиру ЕПС АД постоје пројекти који су у значајној фази зрелости. Током 2024. године интензивирана је изградња ветропарка Костолац (инсталисане снаге 66 MW и процењене годишње производње од 167 GWh) и соларне електране СЕ Петка (инсталисане снаге 9,75 MW). Такође, покренута је реализација пројекта изградње самобалансираних соларних електрана великог капацитета, укупне инсталисане снаге од 1 GW са батеријским системима за складиштење електричне енергије укупне инсталисане снаге од 200 MW. До 2030. године планира се изградња СЕ Колубара (инсталисане снаге 78,6 MW, годишње производње 116 GWh), као и СЕ Морава (инсталисане снаге 31,8 MW, годишње производње 56 GWh). Такође, до 2030. године планирана је и изградња ВЕ у власништву приватних инвеститора инсталисане снаге до 500 MW.

На пољу хидроенергетике, уводи се и нова реверзибилна хидроелектрана (РХЕ Бистрица укупне инсталисане снаге 661 MW), уз ревитализацију постојећих хидроелектрана, што подразумева повећање радног века, степена ефикасности као и, неретко, повећање инсталисане снаге. До 2030. године предвиђа се ревитализација ХЕ Власинске, ХЕ Потпећ (уз изградњу четвртог агрегата) као и адаптација и инвестиционо одржавање ХЕ Бистрица. У периоду до 2035. планира се почетак рада реверзибилне хидроелектране РХЕ Ђердап 3 прве фазе. Такође, у припреми је и пројекат изградње хидроелектрана Бук Бијела, Фоча и Паунци, са пројектованом снагом Хидроелектроенергетског система Горња Дрина до 212 MW (ХЕ Бук Бијела 114,4 MW, ХЕ Фоча 53,6 MW и ХЕ Паунци 43,2 MW) и просечном годишњом производњом око 705 GWh.

Поред реверзибилних хидроелектрана планира се изградња и гасно-парних електрана чија ће доминантна улога, поред производње топлотне енергије кроз когенерацију, бити и балансирање електроенергетског система. У том смислу планира се инсталација гасних електрана на територији Републике Србије инсталисаних електричних снага око 620 MW.

На овај начин, захтеви енергетске транзиције ка већем уделу ОИЕ биће испуњени а да се стабилност система не доведе у питање. Додатно, планирана је реализација неопходних инвестиција у примарне и секундарне мере заштите животне средине у сврху одрживог коришћења термокапацитета у миксу капацитета за производњу електричне енергије, а у циљу очувања базне енергије која не ствара увозну зависност земље. До 2030. године предвиђена је реализација пројекта ревитализације блокова ТЕНТ А1 и А2 са увођењем система примарне и секундарне редукције азотних оксида, као и изградња постројења за

одсумпоравање са повезивањем на систем за транспорт пепела, шљаке и гипса на овим блоковима. Блокове ТЕКО А1 и А2 очекује адаптација, која би омогућила поузданост рада система са циљем да се осигура капацитет за подршку сигурности снабдевања у Републици Србији као и несметана испорука топлотне енергије у зимском периоду за даљинско грејање града Пожаревца. Алтернативно, у зависности од расположивих новчаних средстава, адаптација може бити замењена ревитализацијом.

Замена котловског постројења у ТЕКО Б1 предвиђа се до краја 2026. године у сврху постизање пројектованих параметара котла и довођење емисије азотних оксида испод 170 mg/Nm^3 у раду са примарним и секундарним мерама при максималној продукцији котла. Такође, за ТЕКО Б1 планирана је и реконструкција одшљакивања испод котла и реконструкција канала хладног димног гаса, док се за ТЕКО Б2 планира постројење за редукцију азотних оксида и испорука и монтажа резервоара са пумпама за селективну некаталитичку редукцију. За заједничко постројење ТЕКО Б1 и Б2 биће одрађена реконструкција система снабдевања водом на постројењу за припрему и транспорт пепела и шљаке. Од будућих пројеката везаних за ТЕНТ А и Б, одрадиће се капитални ремонт за ТЕНТ А6 и ТЕНТ Б2, изградња четири депоније пепела за ТЕНТ А, као и завршетак изградње постројења за одсумпоравање за ТЕНТ блокове А3-А6 и за ТЕНТ Б. Током 2024. године, пуштен је у погон новоизграђени блок Б3 у ТЕ Костолац Б. Пуштањем у рад блока Б3, ЕПС је повећао укупну инсталисану снагу својих производних капацитета за 350 MW, што је значајна додатна сигурност за електроенергетски сектор Републике Србије.

3.9. Прогнозирана сигурност снабдевања за наредних пет до десет година

Национални оператор преносног система, у сарадњи са одговарајућим државним институцијама, је одговоран за обезбеђивање сигурности снабдевања електричном енергијом.

Сигурност снабдевања електричном енергијом је обезбеђивање потребних количина електричне енергије, као и техничка способност преносног и дистрибутивног система да омогуће испоруку до крајњих купаца.

До 2016. године, ENTSO-E је примењивао детерминистички приступ оцене адекватности - SO&AF (енг. *Scenario Outlook and Adequacy Forecast*) који је давао оцену адекватности система на неколико карактеристичних, али хронолошки неповезаних сати. Имајући у виду нове изазове настале трансформацијом електроенергетског система са значајним учешћем производње из интермитентних обновљивих извора електричне енергије, јавила се потреба за новом и унапређеном методом за анализу рада ЕЕС-а и оцену адекватности.

Самим тим, у 2016. години је усвојена нова методологија за средњорочну анализу адекватности на нивоу Европе - MAF (енг. *Mid Term Adequacy Forecast*), која је 2021. године преименована у ERAA (енг. *European Resource Adequacy Assessment*). Нова методологија је заснована на пробабилистичком приступу моделовања и анализе адекватности електроенергетског система Европе. Циљ нове методе је сагледавање ризика везаних за сигурност снабдевања, као и потреба за флексибилношћу за будући десетогодишњи период. Имајући ово у виду, ЕМС АД је променио методологију анализе адекватности производног система Србије и утврђивања ризика снабдевања потрошача.

При анализама адекватности производње уважавају се постојећа ограничења рада електроенергетског система уз разматрање великог броја (више од 700) могућих ситуација карактерисаних различитим нивоима производње из обновљивих извора, производње хидро и термо електрана и различитим нивоима потрошње као последице различитих климатских услова (брзина ветра, осунчаност или температура), хидрологија и испада термојединица [61].

Главни резултати ових анализа су показатељи нивоа ризика у задовољењу укупне потрошње система, исказани кроз пробабилистичке индикаторе адекватности производње:

- ENS (енг. *Energy Not Supplied*) (MWh/год) – представља ниво неиспоручене електричне енергије од стране производног система према потрошачима, услед појаве потрошње вишег нивоа од расположиве производње и расположивог увоза у одређеном периоду током године.
- LOLE (енг. *Loss Of Load Expectation*) (h/год) – представља број сати у току године када се јавља неиспоручена електрична енергија.

За анализу адекватности производње пробабилистичком методом, спроведеном у току израде Плана развоја преносног система [61], дефинисана су два могућа сценарија:

- Реалистичан – према очекиваном развоју електроенергетског система који је близак сценарију дефинисаном у ENTSO-E ERAA2021 анализи, и
- Алтернативни – са одступањем од очекиваног развоја електроенергетског система у циљу симулације критичнијих режима (виши ниво потрошње и нижи ниво расположивих производних капацитета)

таб. 18: Резултати анализе адекватности за реалистични и алтернативни сценарио у 2025. и 2030. години [61]

Период	2025.	
Сценарио	ENS [MWh] AVG	LOLE [h] AVG
Реалистични	0	0
Алтернативни	0	0
Период	2030.	
Сценарио	ENS [MWh] AVG	LOLE [h] AVG
Реалистични	0	0
Алтернативни	0	0

На основу прорачунатих пробабилистичких показатеља адекватности производње (таб. 18), може се закључити да у 2025. и 2030. години неће бити проблема са адекватношћу производних капацитета Републике Србије (без АП КиМ). У оба сценарија развоја неће бити неиспоручене електричне енергије (ENS), нити сати у којима се дешава прекид испоручене енергије (LOLE).

Изменама Закона о енергетици [1] током 2024. године, уведен је и нови параметар у погледу праћења сигурности снабдевања. У питању је стандард поузданости, који је дефинисан као неопходни ниво сигурности снабдевања електричном енергијом за који треба обезбедити производне капацитете, укључујући и кроз механизам за обезбеђење капацитета. Одређује се кроз вредност очекиване неиспоручене електричне енергије и вредност очекиване незадовољене потрошње, а у складу са методологијом Европске асоцијације оператора преносног система за електричну енергију (ENTSO-E), која је одобрена од стране ACER узимајући у обзир вредност неиспоручене енергије и трошкове уласка нових производних капацитета и објеката управљиве потрошње у свим временским оквирима тржишта. Механизми за обезбеђење капацитета не могу се применити ако није утврђен стандард поузданости.

На предлог АЕРС-а, Министарство надлежно за послове рударства и енергетике одређује стандард поузданости у извештају о сигурности снабдевања [1].

3.10. Подаци о инвестицијама у капацитете за производњу електричне енергије

Као потписница Уговора о оснивању Енергетске заједнице Република Србија се обавезала да, између осталог, примени и одредбе Директиве о великим ложиштима 2001/80/ЕС у складу са роковима дефинисаним самим Уговором, односно до 01.01.2018. године.

Директива се односи на постројења за сагоревање снаге веће или једнаке од 50 MWth (све термоелектране у оквиру ЕПС АД спадају у категорију великих ложишта, односно имају снагу већу од 50 MWth). Циљ Директиве је да се смање емисије загађујућих материја у ваздух пореклом из великих постројења за сагоревање.

Министарски савет Енергетске заједнице усвојио је 23. октобра 2013. године следеће две Одлуке:

- Одлуку D/2013/05/MC-EnC о правилима имплементације Директиве о великим ложиштима (Decision D/2013/05/MC-EnC on LCP Directive implementing rules) и
- Одлуку D/2013/06/MC-EnC о увођењу Директиве о индустријским емисијама 2010/75/EU (Decision D/2013/06/MC-EnC on the Introduction of the Industrial Emissions Directive).

Одлуком D/2013/05/MC-EnC омогућено је државама потписницама Уговора о оснивању Енергетске заједнице коришћење два механизма имплементације Директиве о великим ложиштима, која су дефинисана у оквиру саме Директиве и то на следећи начин:

- Примена Националног плана за смањење емисија (НЕРП) у периоду од 01.01.2018. до 31.12.2027. године. Примена НЕРП-а има за циљ да се до 31.12.2027. емисије из постојећих постројења за сагоревање усагласе са граничним вредностима емисија – ГВЕ дефинисаним Директивом о индустријским емисијама и
- Примена механизма ограниченог рада постројења, тзв. „опт-оут” механизам (20.000 сати рада у периоду од 2018. до краја 2023. године). Након истека периода предвиђеног за „опт-оут”, постројење се или гаси или мора бити усклађено са ГВЕ за нова постројења на основу Директиве о индустријским емисијама.

За Републику Србију НЕРП је донела Влада у фебруару 2020. године [62].

Према новој Стратегији [2], са мреже ће до 2030. године бити повучени термо капацитети чији даљи рад не би био могућ или оправдан, узимајући у обзир старост самих машина и друге техно-економске параметре. То се односи на преостала четири блока у ТЕ Колубара А, док ће се за ТЕ Морава размотрити две опције: стављања у хладну резерву или повлачење. Поменута повлачења неће битно утицати на количину електричне енергије која се производи у електроенергетском систему Републике Србије, с тим да се она морају динамички усагласити са пуштањем у рад нових производних погона, како се не би угрозила енергетска безбедност. При томе треба водити рачуна и о обезбеђивању топлотне енергије за оне системе даљинског грејања, који директно зависе од рада појединих блокова. Интегрисани национални енергетски и климатски план Републике Србије [60] предвиђа повлачење ТЕ Морава и блокова А3 и А5 у ТЕ Колубара у периоду до 2030. године.

Ради унапређења заштите животне средине сагласно обавезама по Уговору о Енергетској заједници, у сектору за производњу електричне енергије из фосилних горива планирано је да се емисије сумпор-диоксида, азотних оксида и прашкастих материја сведу на прописане граничне вредности емисија дефинисаних Уредбом о граничним вредностима емисија загађујућих материја у ваздух из постројења за сагоревање („Службени гласник РС”, бр. 6/2016, 67/2021) [63]. Свођење емисије на прописане граничне вредности је део Националног плана за смањење емисија сагласно Одлуци Министарског Савета ЕЗ

D/2013/05/MC-EnC и D/2013/06/MC-EnC. Примена Националног плана за смањење емисија предвиђена је у периоду 1. јануар 2018. године – 31. децембар 2027. године. Међутим, ове еколошке обавезе имају своје две лоше стране. Прво, веома су скупе и подразумевају првенствено инострану технологију, и друго, утичу на повећање потрошње електричне енергије за сопствене потребе, чиме се смањују расположива енергија за тржиште и расположиве снаге на прагу преноса.

Према расположивим техничким подацима сопствена потрошња постројења за одсумпоравање ће утицати на повећање сопствене потрошње блокова који остају у погону у вредности 5-6% инсталисане снаге (што је око 188-226 MW) и енергије, односно приближно 1,1 TWh годишње. У прилог овоме говори и реализовани пројекат у ТЕ Костолац Б где је за потребе функционисања постројења за одсумпоравање била неопходна уградња два додатна трансформатора снаге 2x25 MVA.

Изградња топловода Обреновац (ТЕНТ А) - Нови Београд је пројекат чија реализација такође доводи до смањења капацитета за производњу електричне енергије. Први радови на овом пројекту су започети пре више од 20 година, али су убрзо обустављени, и извађене су топловодне цеви. Међутим, план је поново активан и тренутно се паралелно изводе радови на три локације. Процењена вредност пројекта је око 200 милиона €. Овај пројекат има за циљ смањење потрошње мазута и угља које београдске електране користе као улазни енергент. Загрејана вода из ТЕНТ А топловодом би се преносила до ТО Нови Београд, где би се на бази гаса догревала за вршне потребе система. Са аспекта електричне енергије ово представља даље смањење капацитета за производњу електричне енергије, али и обавезу ЕПС АД да припреми све блокове у ТЕНТ А за топлфикациони режим. То подразумева реконструкцију турбина ТЕНТ А3-А6, односно пројектовање, испоруку опреме, демонтажно-монтажне активности које се односе на прилагођавање поменутих турбина за потребе грејања Београда.

ЕПС АД за наредни период има у плану и друге пројекте у ТЕНТ А и ТЕНТ Б, попут капиталног ремонта блока ТЕНТ А6 у 2026, замене система за транспорт пепела и шљаке у ТЕНТ А, пројекта за изградњу постројења за одсумпоравање за ТЕНТ Б чија се реализација очекује до краја 2025, као и друга фаза ревитализације блока ТЕНТ Б2 у 2026.

Велики пројекти су планирани и за термоелектране Костолац А и Костолац Б. Блокове ТЕКО А1 и А2 очекује адаптација, која би омогућила поузданост рада система са циљем да се осигура капацитет за подршку сигурности снабдевања у Републици Србији као и несметана испорука топлотне енергије у зимском периоду за даљинско грејање града Пожаревца. Алтернативно, у зависности од расположивих новчаних средстава, адаптација може бити замењена ревитализацијом. Капитални ремонт ТЕКО Б1 је извршен током 2024, како је и планиран.

У току 2021. године у рад је ушла парно-гасна електрана ТЕ-ТО Панчево снаге 200 MW у кондензационом режиму, која од онда успешно доприноси стабилном реду електроенергетског система. У наредном периоду планирана је изградња још две гасне електране, укупног електричног капацитета 620 MW и топлотног 250 MW.

Од 2012. до краја 2020. године у систему подстицаја изграђено је укупно осам електрана на ветар, укупне инсталисане снаге 398 MW које имају статус повлашћеног произвођача (Девреч 1 од 0,5 MW, Кула од 9,9 MW, La Piccolina од 6,6 MW, Малибунар од 8 MW, Ковачица од 104,5 MW, Алибунар од 42 MW, Чибук од 158,46 MW и Кошава од 68 MW). Иако је систем подстицаја измењен, заинтересованост потенцијалних инвеститора за ову област није опала. Крајем 2024. године на преносну мрежу било је прикључено 571,7 MW у ветроелектранама, што је повећање од око 95 MW у односу на претходну, 2023. годину, када је ова снага била 477,3 MW.

Дана 20. децембра 2023. године у ЕМС АД је започео први интервал за израду Студија прикључења након доношења Уредбе о условима испоруке и снабдевања електричном енергијом, Правила за прикључење, нових Правила о раду преносног система и процедуре за прикључење објеката на преносни систем. Закључени су уговори са подносиоцима захтева за 51 објекат (укупне снаге 7.649,99 MW), од тога 18 захтева за прикључење ветроелектрана (укупне снаге 3.239,76 MW).

Током 2024. године, инсталисана снага соларних електрана у Републици Србији се увећала више од два пута, али је и даље релативно мала (95 MW, видети таб. 6), без иједног већег капацитета прикљученог на преносну мрежу. Уговор о изради Студије прикључења ЕМС АД је потписао са 24 инвеститора који су заинтересовани за изградњу већих соларних електрана, укупне снаге преко 3 GW (3.278,5 MW).

У складу са дефинисаним роковима, Студије су свим подносиоцима захтева испоручене закључно са 30. априлом 2024. године. Од објеката којима су испоручене Студије прикључења, уговоре о прикључењу закључило је 28 објеката (од тога 13 соларних и 13 ветроелектрана).

Следећи интервал је започео 1. септембра 2024. године и трајао до 31. децембра 2024. године. Закључени су уговори са подносиоцима захтева за 18 објеката и 4 објекта стратешког партнера, од тога 14¹⁶ захтева за прикључење соларних електрана, укупне снаге 1.793,03 MW.

Како садашња процедура суштински препознаје само озбиљне намере инвеститора, то би значило да се у наредном периоду у производном портфолију нашег електроенергетског система може очекивати озбиљан капацитет у ветроелектранама. Тренутно је у изградњи неколико ветропаркова, чије се прикључење на мрежу очекује у наредних годину-две дана.

Када су хидроелектране у питању, основна намера за наредни период је очување свих изграђених капацитета, уз ревитализације са евентуалним повећањем снага, а затим и доградња постојећих и изградња нових капацитета. У периоду до 2030. године, предвиђен је почетак ревитализације свих десет агрегата у ХЕ Ђердап 2. Ревитализација, уз повећање снаге, треба да се изврши и на агрегатима у ХЕ Потпећ, као и у Власинским ХЕ. За ХЕ Бистрица је предвиђена ревитализација, али без повећања снаге. Од нових агрегата у већ постојећим хидроелектранама, предвиђена је изградња четвртог агрегата у ХЕ Потпећ. Током 2026. године требало би да се крене са реализацијом врло важног пројекта изградње РХЕ Бистрица, чији су циљеви пре свега могућност складиштења енергије и учествовање у балансирању електроенергетског система.

Изградња нових хидро капацитета је планирана за период након 2030. године, и она пре свега обухвата искоришћење хидропотенцијала Дрине, Ибра и Мораве. Први већи пројекат који би могао да буде завршен у наредних десетак година, у сарадњи са Босном и Херцеговином, је изградња новог хидроенергетског система Горња Дрина, који обухвата три нове хидроелектране - ХЕ Бук Бијела, ХЕ Фоча и ХЕ Паунци. Укупна инсталисана снага биће до 212 MW, а како је учешће ЕПС АД у овом пројекту 51%, очекивана годишња производња на коју Република Србија може да рачуна износи око 350 GWh. Предвиђена је и изградња хидроелектрана на Ибру (121 MW) са очекиваном годишњом производњом од око 455 GWh.

Поред поменутих електрана на ветар и Сунце и хидроелектрана, које су посебно важне због задовољења циљева у вези са уделом обновљивих извора енергије, од изузетне

¹⁶ Уважени су подаци о 4 објекта стратешког партнера за које се студије израђују независно од интервала, али су у конкретном периоду студије за те објекте израђене паралелно са интервалом који је био у току.

важности нови блок Б3 у ТЕ Костолац Б, који ће допринети повећању регулационе резерве и позитивно утицати на стабилност електроенергетског система Републике Србије, као и обезбеђивања поузданог и сигурног снабдевања енергијом крајњих купаца. Инсталисана снага новог блока износи 350 MW, док је процењена годишња производња 2.200 GWh. Овај блок је током 2024. године пуштен у пробни рад, и до краја календарске године је произвео 966,9 MWh, што је око 90% у односу на планирану вредност и у току је и прибављање одговарајућих употребних дозвола. Овај пројекат иначе обухвата и проширење површинског копа Дрмно (фаза II – секција II), односно повећање производње угља са 9 на 12 милиона тона годишње. Блок ТЕ Костолац Б3 задовољава све стандарде заштите животне средине прописане законима Републике Србије.

Поред изградње нових капацитета, током 2024. године настављена је ревитализација већег броја хидроагрегата, као и ремонти термоблокова (детаљно приказано у поглављу 3.3.1).

У области производње електричне енергије реализован је и низ пројеката заштите животне средине, као и пројеката који треба да обезбеде сигурну и непрекидну испоруку угља и рационално управљање природним ресурсима, уз смањење атмосферског загађења [65]:

- У ТЕНТ А је постројење за одсумпоровање димних гасова блокова А3-А6 у 2024. години пуштено у пробни рад. У склопу завршетка радова на изградњи овог постројења, пуштено је у рад и постројење за пречишћавање отпадних вода насталих процесом одсумпоровања димних гасова (ОДГ).
- Пројекат изградње постројења за одсумпоровање димних гасова блокова Б1 и Б2 на локацији ТЕ „Никола Тесла Б” је подељен у 4 фазе. Изградњом постројења за одсумпоровање димних гасова очекује се смањење концентрације сумпордиоксида из оба блока на ниво од 130 милиграма по кубном метру. Прва фаза обухвата изградњу система кречњака и гипса, друга фаза обухвата изградњу система апсорбера и димњака, трећа фаза обухвата изградњу канала димних гасова и градњу бустер вентилатора, а четврта фаза обухвата изградњу мостова за ношење цевовода и електрокаблова. На крају 2024. године, реализација извршених радова на пројекту је 91,10%.
- У претходном периоду уведене су примарне мере за смањење емисије азотних оксида на блоковима А3, А4 и А5 у ТЕНТ А и на блоку Б1 у ТЕНТ Б у циљу смањења емисије азотних оксида испод 200 mg/Nm³. Гаранцијска испитивања нискоазотних горионика, тест „Б” на блоку Б1, успешно су извршена у јулу 2023. године. У плану је да се примарне мере за смањење азотних оксида уведу у наредном периоду на блоку А6 у ТЕНТ А, такође и на блоку Б2 у ТЕНТ Б.
- У ТЕНТ Б је током 2024. године настављена је изградња постројења за пречишћавање отпадних вода.
- На блоку Б1 у ТЕ „Костолац Б” у оквиру ревитализације блока, током 2014. године извршена је уградња нових горионика у циљу смањења емисије азотних оксида испод 200 mg/Nm³. У току 2019. године извршена је уградња система за смањење азотних оксида у ТЕ „Костолац Б”, на блоку Б2. Током 2022. године извршена су гаранцијска испитивања за редукцију азотних оксида применом примарних мера на блоку Б2. Током 2023. године извршена је изградња резервоара амонијачне воде са пратећом опремом за секундарну меру смањења емисије азотних оксида из блокова Б1 и Б2, а то је реализовано у капиталном ремонту у 2024. години. Током 2024. године инсталирана је и опрема за секундарне мере смањења емисије азотних оксида дозирањем амонијачне воде

чиме ће се обезбедити да емисије буду у складу са граничном вредности 200 mg/Nm³ из Директиве о индустријским емисијама ЕУ.

Инвестиције у рударском сектору биће примарно усмерене за повећање и одрживост производње угља и откопавању откритке на површинским коповима „Радљево север”, „Поље Е” и ПК Дрмно, који би требало да у будућности буду носиоци производње угља у Огранцима Рударски басен Колубара и ТЕ-КО Костолац. Главни инвестициони пројекти ће бити усмерени у изградњу нових објеката предодводњавања и набавку нове рударске опреме како би се производња подигла на виши планирани ниво. Циљеви ових инвестиција су, пре свега, повећање производних капацитета за снабдевање термоелектрана, побољшање поузданости рада рударске опреме, као и обезбеђивање дугорочне експлоатације.

3.11. План развоја и инвестиције преносног система за наредних три до десет година, укључујући и изградњу интерконективних далековода

Развој преносних капацитета обухвата реконструкцију постојећих и изградњу нових преносних капацитета тако да се постигне уравнотежен, одржив и благовремен развој преносног система, са циљем омогућавања прикључења нових конвенционалних и обновљивих извора електричне енергије, као и објеката осталих корисника преносног система.

Стратешку и развојну важност на националном, регионалном и паневропском нивоу у периоду до 2032. године имају две групе пројеката у области преноса електричне енергије. Прву групу чине пројекти интерконекција, односно појачања веза преносног система Републике Србије са суседним преносним системима и даље интеграције преносног система Републике Србије у регионалну интерконекцију. Другу групу чине пројекти даљег развоја и реконструкције интерне преносне мреже ради обезбеђења сигурног напајања корисника преносног система и пласмана произведене електричне енергије [61].

У прву групу пројеката спада пројекат „Трансбалкански коридор” који је у фази реализације и који има претежно регионални карактер као и пројекат „Панонски коридор” који је у студијској фази [3].

Пројекат „Трансбалкански коридор” налази се на Јединственој листи инфраструктурних пројеката, Приоритетној листи инфраструктурних енергетских пројеката (РЕСИ листи), Листи пројеката од заједничког интереса (РСИ листи) (секција Решица – Панчево), Листи пројеката инвестиционог оквира Западног Балкана (WBIF листи), Листи пројеката у оквиру иницијативе Западни Балкан 6 (WB6 листи) (секција Крагујевац 2 – Краљево 3 и доградња ТС Краљево 3), Листи пројеката у оквиру CESEC иницијативе и састоји се из две фазе [3].

Пројекат „Трансбалкански коридор – фаза 1” састоји се из четири секције које су ушле у инвестициони план ЕМС АД:

- Изградња двоструког далековода 400 kV ТС Панчево 2 – ТС Решица – 68,3 km, 27,36 милиона € (сопствена средства ЕМС АД). Пројекат је завршен 2017. године и од 2024. године функционише нови интерконективни далековод између Србије и Румуније;
- Изградња далековода 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3 са подизањем напонског нивоа у ТС Краљево 3 на 400 kV и опремањем једног ДВ поља у ТС Крагујевац 2 – 60 km, 27,5 милиона € (6,468 милиона € донација преко WBIF, 15 милиона € кредит KfW, и сопствена средства ЕМС АД). Пројекат је завршен 2022. године;

- Изградња двоструког далековода 400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта са подизањем напонског нивоа у ТС Бајина Башта на 400 kV – 109 km, 89,98 милиона € (претприступни фондови Европске уније). Планиран улазак у погон далековода је током 2027. године;
- Изградња двоструког интерконективног далековода 2x400 kV Србија – Босна и Херцеговина – Црна Гора – 83,3 km, 53,2 милиона € (претприступни фондови Европске уније). Почетак градње очекује се у првом кварталу 2026. године, а планирани завршетак радова и пуштање у погон је почетак 2028. године.

Пројекат „Трансбалкански коридор – фаза 2” обухвата више пројеката који се налазе у развојној фази:

- Пројекат Северни CSE Коридор (North CSE Corridor) – EMC АД је 2021. године поднео захтев и добио бесповратна средства у оквиру 25. рунде техничке помоћи WBIF за израду Студије изводљивости са проценом утицаја на животну средину и друштво (ESIA). У току 2022. године је израђена Студија изводљивости, у којој је урађена техно-економска анализа. EMC АД је променио и убрзао динамику реализације пројекта Београд2025 како би обезбедио резервно напајање пројекта ЕХРО2027. 29.07.2024. поднета је Министарству енергетике Иницијатива за измену Закључка Владе РС од 02.12.2021. године, са детаљним образложењем о разлозима повећања потребних финансијских средстава. Планирани завршетак израде пројектно-техничке документације потребне за исхођење грађевинских дозвола је крај 2024. године, док се расписивање тендера за извођење радова планира у 2025. години.
- Пројекат Централно-балкански Коридор (Central Balkan Corridor) – У 2021. години је паузирана израда билатералне студије заједничким договором између бугарског ОПС и EMC АД. Овај пројекат кандидован је почетком 2021. године за PCI листу, а након добијања повратних информација од Европске комисије, наставиће се рад на поменутој студији. Завршено је техничко решење избора локације за I фазу овог пројекта. Након што се створе услови, EMC АД ће се поднети захтев за проглашење овог пројекта пројектом од посебног значаја за Републику Србију. Дана 16. октобра 2024. године потписан је Уговор о зајму између Фонда за развој Саудијске Арабије и Републике Србије, у вези пројекта I фазе Централно-балканског коридора. Поред тога, у априлу 2024. године је покренута израда Претходне студије изводљивости за читав Централно-балкански коридор. Завршетак ове студије се очекује током пролећа 2025. године.
- Далековод 400 kV између Србије и Хрватске – Планиран улазак у погон далековода је након 2032. године (пре тога не постоје ни системске потребе за њим).

Пројекат Панонски коридор треба да омогући повећање капацитета за пренос електричне енергије преко Балканског полуострва, у правцу север-југ, што ће допринети интеграцији тржишта електричне енергије и повећању поузданости напајања потрошача у Бачкој и Срему. Такође, од овог пројекта очекује се да допринесе и лакшој интеграцији обновљивих извора енергије у поменутим областима. Пројекат се састоји из две фазе:

- I фаза - изградња новог двоструког 400 kV далековода ТС Суботица 3 – државна граница Србије и Мађарске,
- II фаза - реконструкција ТС Суботица 3, изградња новог двоструког 400 kV далековода ТС Сомбор 3 – ТС Нови Сад 3 и изградња новог двоструког 400 kV далековода ТС Сремска Митровица 2 – ТС Београд 50.

У првој половини 2023. године је завршена и билатерална студија интерконекције између мађарског оператора преносног система (MAVIR) и ЕМС АД. Овај пројекат је уврштен на РМІ листу пројеката објављену у новембру 2023. године.

Планирани завршетак пројекта и улазак у погон предвиђен је за 2028. годину (I фаза – интерконективни далековод), односно 2030. године (II фаза - интерна појачања мреже).

Када су у питању 110 kV интерконективни далеководи, 2027. године се очекује пуштање у рад далековода који треба да повеже ТС Љубовија и најближу трансформаторску станицу у БиХ - ТС Сребреница, док се изградња далековода између Тутина и будуће трафостанице у Рожајама (Црна Гора) очекује након 2032. године.

У другу групу пројеката спадају пројекти развоја интерне преносне мреже, односно пројекти изградње и реконструкције објеката и водова 400, 220 и 110 kV, пројекти повезивања преносног и дистрибутивног система и пројекти прикључења објеката произвођача и купаца електричне енергије.

Израђена је Регионална студија регулације напона, којом је предложено постављање уређаја намењених компензацији реактивне снаге у региону WB6 (Western Balkans six). Студија је показала да ће решавању проблема превисоких напона у деловима 400 kV мреже допринети пројекат уградње варијабилног шант реактора у ТС 400/110 kV Врање 4. Како је ово само једно од улагања потребних за решавање проблема везаних за напонске прилике, од стране ЕМС АД је покренута и израда студије која ће дефинисати оптималне локације за уградњу уређаја за компензацију реактивне снаге. Планирана година завршетка пројекта је 2026. Остали пројекти развоја интерне електроенергетске инфраструктуре ће омогућити повећање преносних капацитета, развој тржишта електричне енергије, повећање поузданости преносног система и сигурности снабдевања потрошача, као и већу могућност прикључивања нових конвенционалних и обновљивих извора електричне енергије. У погледу мреже напонског нивоа 400 и 220 kV, стратешко опредељење ЕМС АД је постепено укидање мреже 220 kV, односно њено подизање на 400 kV напонски ниво које ће се великим делом извести у склопу пројекта Трансбалкански коридор. Планира се да се сачувају коридори 220 kV далековода и да се постојеће трасе колико је то могуће искористе за будуће 400 kV и 110 kV далековеде. По питању развоја 110 kV преносне мреже, планираним пројектима се дају решења за постојеће области где није задовољена сигурност испоруке електричне енергије, а то су пре свих радијално напајане области. Развој 110 kV мреже је посебно важан због усклађивања са планом развоја дистрибутивног система, како би се омогућила реализација пројекта повезивања објеката преносног и дистрибутивног система.

3.12. План развоја и инвестиција дистрибутивног система за наредних три до десет година

Основна функција планираних пројеката у области дистрибуције електричне енергије је повећање стабилности рада система и поузданости електроенергетских објеката, обезбеђивање квалитета испоруке електричне енергије свим корисницима у складу са Правилима о раду дистрибутивног система [37], повећање постојећих капацитета што омогућава несметано прикључење нових корисника на мрежу, смањење техничких и нетехничких губитака, смањење трошкова одржавања уградњом опреме и материјала са новим технолошким решењима, смањење трошкова пословања модернизацијом и аутоматизацијом, максимално искоришћавање расположивих капацитета током животног века и побољшање еколошких прилика уградњом еколошки прихватљивих материјала и изградњом објеката у складу са еколошким захтевима [64].

У циљу реализације наведених стратешких циљева планирана је реализација две групе пројеката: пројекти изградње и реконструкције електроенергетских објеката и Пројекат напредног управљања дистрибутивном мрежом [2].

Првој групи пројеката припадају пројекти изградње и реконструкције ТС 110/x kV, ТС 35/x kV и 35 и 10(20) kV водова, уз пројекте замене старих и изградње нових ТС 10(20)/0,4 kV. Повећањем капацитета дистрибутивне мреже омогућиће се несметано прикључење нових корисника на мрежу, повећаће се квалитет испоруке електричне енергије кроз смањење броја и времена трајања кварова, побољшаће се напонске прилике код корисника дистрибутивног система и стабилност рада, као и поузданост електроенергетских објеката. Такође, овим пројектима је предвиђена и замена старих трансформатора, новим, са сниженим губицима што ће додатно допринети смањењу техничких губитака електричне енергије. Уградњом опреме и материјала са новим технолошким решењима смањиће се трошкови одржавања, а створиће се и прилика за уградњу еколошки прихватљивијих материјала.

За наредни период планиран је велики број пројеката на изградњи и реконструкције електроенергетских објеката (у даљем тексту: ЕЕО). Многи објекти су на крају експлоатационог века, посебно ТС 110/35 kV које су преузете од ЕМС АД, али динамика реконструкције истих зависи од расположивих средстава. До одлагања планираних улагања у ове објекте углавном долази због преусмеравања средстава у друге објекте којима се у току године одреди већи приоритет (нпр. напајање ЕЕО од значаја за Републику Србију и сл). Критеријум „Обезбеђење напајања нове зоне” се примењује као приоритетан углавном по проглашењу пројеката од значаја за Републику Србију, тј. доношењу Закључка Владе Републике Србије којим се ЕДС д.о.о. препоручује изградња и реконструкција објеката сопственим средствима.

Приоритетни пројекти на изградњи и реконструкцији дистрибутивне мреже:

- Изградња нових ТС 110/35 kV Београд 44 - Сурчин и ТС 110/10 kV Београд 58 - Национални стадион, расплет 10 kV мреже и ПРП 10 kV су планирани за период 2024-2026. година средствима буџета Републике Србије, за потребе напајања ЕХРО центра и Националног стадиона. Планирана вредност пројекта је 50 милиона евра.
- Изградња нове ТС 110/10 kV БИО4 Кампус, расплет 10 kV мреже и ПРП 10 kV је планирана за период 2025-2026. године средствима буџета Републике Србије, за потребе напајања комплекса БИО4 Кампус. Планирана вредност пројекта је 21 милион евра.
- Унапређење ДСЕЕ - Замена дрвених импрегнираних стубова бетонским стубовима са заменом проводника. Пројекат обухвата замену потрошених дрвених импрегнираних стубова који су у јако лошем стању новим бетонским стубовима. Поред овога ће се заменити и постојећи проводници савременијим проводницима већег капацитета. Замена ће вршити на најугроженијим подручјима која су идентификована праћењем трендова испада мреже. Планирана вредност пројекта је 52,5 милиона евра.
- Реконструкција 25 ТС 110/x kV обухватаће радове на уградњи електричне опреме, као и припадајуће грађевински радове у обиму предвиђеном техничком документацијом. Пројекат треба да обезбеди бољу поузданост дистрибутивне мреже, смањење броја прекида и дужину трајања прекида код крајњих корисника, смањење губитака у дистрибутивној мрежи и смањење укупних трошкова одржавања ТС. Планирана вредност пројекта је 47,5 милиона евра.
- Реконструкција 26 ТС 35/x kV обухватаће радове на уградњи електричне опреме, као и припадајуће грађевински радове у обиму предвиђеном техничком

документацијом. Пројекат треба да обезбеди бољу поузданост дистрибутивне мреже, смањење броја прекида и дужину трајања прекида код крајњих корисника, смањење губитака у дистрибутивној мрежи и смањење укупних трошкова одржавања ТС. Планирана вредност пројекта је 18,2 милиона евра.

Пројекат напредног управљања дистрибутивном мрежом обухвата аутоматизацију средњенапонске мреже, замену електромеханичких бројила паметним бројилима и имплементацију интегрисаног система за даљински мониторинг, дијагностику и управљање нисконапонском дистрибутивном мрежом. Циљ је да се у наредном периоду унапреди постојећи систем управљања дистрибутивном мрежом и поставе основе за примену нових технолошких решења.

Приоритетни пројекти су следећи:

- Аутоматизација средњенапонске мреже - Предмет пројекта је изградња нових и реконструкција постојећих ТС 35/x kV, испорука и уградња нове *ring main unit* прекидачке опреме на постојећим ТС X/0,4 kV, испорука и уградња нових, даљински управљивих, раставних елемената у средњенапонској мрежи, испорука и уградња телекомуникационог и ADMS система за анализу, планирање, надзор и управљање елементима средњенапонске дистрибутивне мреже и испорука и уградња Напредног Дистрибутивног Менаџмент Система. Циљ пројекта је побољшање поузданости напајања потрошача, скраћење времена трајања прекида, заштита посебно осетљивих купаца (јавне службе, болнице, процесна индустрија која је осетљива на прекиде напајања), повећање нивоа манипулативности мреже средњег напона, побољшање искоришћења постојеће опреме кроз уједначавање годишњег дијаграма оптерећења даљинским управљањем оптерећењем, односно, променом начина његовог напајања кроз коришћење система даљинског управљања у мрежи средњег напона.

У новембру 2020. године у Београду је потписан Споразум између Владе Републике Србије и Владе Републике Француске о сарадњи у области спровођења приоритетних пројеката у Републици Србији, којим је предвиђена и сарадња у реализацији пројекта „Аутоматизација средњенапонске дистрибутивне мреже”. У децембру 2022. године потписан је Уговор између ЕДС-а и компаније EDF – *International Networks* за удружену помоћ у вођењу и реализацији пројекта. Потписан је Комерцијални уговор између ЕДС-а и компаније *Schneider Electric* за спровођење пројекта Аутоматизације средњенапонске дистрибутивне мреже у Србији у јуну 2023. године (Уговор је ступио на снагу). Потписан је уговор са ДБ за комерцијални кредит 21.06.2024. Потписан је уговор о директном зајму са Француским трезором (БПИ) 13.06.2024. Закључак Владе Републике Србије (ВРС) за оба кредита је усвојен на седници ВРС одржаној 13.06.2024. Потписан Анекс Уговора између ЕДС и СЕ о продужењу рока за комплетирање документације за ефективност Уговора за Главне радове којим се коначан рок за комплетирање документације продужава до 30.09.2024. године (исти је усвојен на седници ВРС, 27.06.2024). У току су и остале активности које проистичу из Закључка Владе, Закона и претходно преузетих обавеза.

Планирана вредност пројекта је 320 милиона евра.

- Замена електромеханичких бројила паметним бројилима - Пројекат за развој дистрибутивне мреже, набавке и инсталације система за мерење и обрачун електричне енергије ЕДС метеринг (кредит ЕБРД и ЕИБ). Пројекат је подељен у две засебне фазе (фаза 1А - ЕБРД банка, 40М ЕУР, WBIF грант 7.84М ЕУР) и (фаза 1Б - ЕИБ банка, до 80М ЕУР). Дана 14.09.2021. године, потписан је уговор о кредиту са ЕБРД банком за финансирање фазе 1А пројекта. У првој фази (1А) се

планира имплементација централизованог ИТ АММ МДМ система, као и увођења паметних бројила очекује се да ће у три града Србије: Краљево (30.000 комада), Чачку (30.000 комада) и у Нишу (140.000 комада), у којима ће бити инсталирано укупно 200.000 паметних бројила. Пројекат *Smart metering* ће бити језгро будућег јединственог система за даљинско читавање бројила. После реализације обе фазе пројекта очекује се да ће у систему даљинског читавања бити додато још око 600.000 бројила широке потрошње.

Најважнији циљ овог пројекта је смањење нетехничких губитака у дистрибутивној мрежи.

- Планско преузимање, измештање мерних места и модернизација - Радови на измештању мерних места, замени мерних уређаја (бројила и мерних група) на конзумним подручјима ДП Нови Сад, ДП Београд, ДП Краљево, ДП Ниш и ДП Крагујевац (субвенција Републике Србије) су започети 2023. године, а настављени су и током 2024. године. Пројектом је предвиђена замена 470.305 мерних уређаја (замена 49.094 мерних група на територији Републике Србије, замена 317.000 бројила широке потрошње у ДП Београд, замена 65.411 бројила широке потрошње у ДП Нови Сад и 38.300 измештања мерних места) на територији Републике Србије. Пројектом замене мерних уређаја ће се истовремено остварити услови за даљинско мерење, управљање и контролу производње и потрошње, напредном мерном инфраструктуром (АМИ) са системом за управљање прочитаним подацима (МДМ) што је директно у складу са ЕУ директивама 2019:943 и 2019:944, која промовише уградњу паметних бројила и развијање система за читавање паметних бројила. Укупан број до сада замењених мерних уређаја је 344.452. У 2023. години укупно је замењено 103.076 мерних уређаја од чега су 24.342 мерне групе, 77.202 бројила из категорије широка потрошња и 1.532 измештена мерна места. Закључно са 14. јулом у 2024. години замењено је 241.376 мерних уређаја где је удео мерних група 21.073, удео бројила из категорије широка потрошње је 208.505 док је измештено 11.798 мерних места.
- Консолидација и проширење постојећих ИКТ система за даљинско читавање мерних места намењена је за подршку наведеним развојним пројектима и раније имплементираним системима за даљинско читавање бројила. Ово обухвата унификацију софтверских решења и њихово консолидацију на једној централизованој платформи, за све напредне мерне системе уз имплементацију нових функционалности АМИ/МДМ ИКТ система. Уградњом наведених напредних мерних система оствариле би се користи у смислу веће аутоматизације система читавања мерних места, бољег читавања мерних места, смањења губитака, бољег односа са потрошачима омугућавањем читавања на дневном (или чешћем) нивоу, бржом и лакшом променом тарифа и других параметара мерења, смањивањем трошкова читавања, бржем читавању, бржем укључивању и искључивању потрошача и сл.

Поред поменутих активности у дистрибутивном делу система, у периоду 2025-2027. године посебна пажња биће посвећена наставку спровођења мера заштите животне средине којима се спречава или минимизира утицај активности предузећа на животну средину. Послови који се предвиђају Програмом пословања, у неопходној мери прате и захтеве законодавства ЕУ из области заштите животне средине. Значајне обавезе намеће и неопходност сарадње са међународним институцијама, пре свега финансијским, које налажу испуњење захтева прописа Европске уније.

План заштите на нивоу „Електродистрибуција Србије” д.о.о. Београд обухвата и послове развоја нових технологија и решења, као и неке послове који се односе на испуњење законских обавеза.

У 2025. години планира се наставак активности складиштења и отпремања на прераду старог трансформаторског и моторног уља. Планира се и активност на решавању проблема везаних за санацију и замену трансформатора пуњених ПЦБ уљима у складу са законским обавезама. Наставиће се пројекат узорковања и испитивања уља на присуство ПЦБ у електроенергетским постројењима и деконтаминација ПЦБ контаминираних трансформатора 20/х и 10/х kV и услуга испитивања земљишта на контаминацију уљем, ризичним локацијама и локацијама ранијих (историјских) загађења земљишта и услуга санације (чишћења) контаминираног земљишта. Уколико се мониторингом земљишта утврди постојање контаминације, организоваће се ремедијација земљишта у складу са доступним третманима на територији Републике Србије.

Планиране су и контроле стања заштите животне средине у свим деловима „Електродистрибуција Србије” д.о.о. Београд, благовремено ажурирање документације, као и усклађивање интерних процедура и упутстава са важећом законском регулативом Републике Србије.

Такође, планиране су и даље активности на унапређењу животне средине и заштити земљишта, израда техничке документације за санацију на станицама 110/х kV и 35/10 kV.

3.13. Регионални, национални и европски циљеви одрживог развоја укључујући и међународне пројекте

Република Србија је усвојила, потписала и ратификовала споразум о оснивању Енергетске заједнице [66]. Тако је као један од својих приоритета дефинисала оснивање регионалног тржишта електричне енергије и његову интеграцију у енергетско тржиште Европске уније. Такво тржиште треба да обезбеди значајне инвестиције у овом сектору и допринесе економском развоју и стабилности земље и региона. Функционисање тржишта мора бити уређено правним оквиром и акцијама Европске уније у области електричне енергије, али и заштите животне средине, конкурентности, употребе обновљивих извора енергије и енергетске ефикасности.

Поред домаћих закона и стратешких докумената, циљеви и правци развоја енергетике у Републици Србији одређени су и међународно преузетим обавезама.

Од великог утицаја на енергетски сектор Републике Србије је Ратификација Париског споразума¹⁷. Овај споразум је усвојен на 21. Конференцији држава чланица Оквирне конвенције УН о промени климе, одржаној у Паризу крајем 2015. године. Споразум је постигнут „у контексту одрживог развоја и настојања за искорењивање сиромаштва”, а има за циљ да појача глобални одговор на опасност од климатских промена.

Европска унија је 2019. године донела регулаторни пакет „Чиста енергија за све Европљане” са циљем испуњења обавеза из Париског споразума - дефинисањем и постизањем климатских и енергетских циљева до 2030. године (смањење GHG емисија од најмање 40% у односу на 1990. годину, повећање удела обновљиве енергије на 32% и побољшање енергетске ефикасности за 32,5%) и успостављања јединственог енергетског тржишта у ЕУ. У оквиру овог пакета, Европска унија је за своје чланице увела обавезу израде Националних енергетских и климатских планова у којима се дефинишу национални циљеви смањења GHG емисија, повећања удела обновљиве енергије и побољшање енергетске ефикасности.

¹⁷ ЗАКОН о потврђивању Споразума из Париза, „Службени гласник РС - Међународни уговори”, број 4 од 30. маја 2017.

Додатно, ЕУ је 2020. године, у оквиру политичке иницијативе под називом „Европски зелени договор” додатно кориговала циљ везан за декарбонизацију. У циљу да Европа постане угљенични неутралан континент до 2050. године, као жељено смањење GHG емисије до 2030. године је усвојено 55% у односу на емисију из 1990. године. У оквиру „Европског зеленог договора”, Европска Унија је дефинисала „Зелену агенду за Западни Балкан” са којима се Република Србија сагласила на регионалном самиту у Софији у новембру 2020. године.

Потписивањем Софијске декларације о Зеленој агенди за Западни Балкан, Република Србија се обавезала да ће заједно са ЕУ радити на циљу да до 2050. године Европа буде климатски-неутралан континент, увођењем строге климатске политике и реформом сектора енергетике и саобраћаја.

Република Србија је преузела обавезу да изради Национални енергетски и климатски план којим ће се дефинисати циљеве декарбонизације, повећања удела ОИЕ и побољшања енергетске ефикасности за период до 2030. године са перспективама до 2050. године. Израда овог документа је започела у марту 2021. године а завршена током децембра 2023. ИНЕКП је усвојен у јулу 2024. године. Новембра 2024. године Народна скупштина Републике Србије усвојила је и Стратегију развоја енергетике Републике Србије до 2040. године са пројекцијама до 2050. године („Службени гласник”, број 94/2024) [2], као основни акт којим се утврђује енергетска политика и планира развој у сектору енергетике.

Додатно, пратећи трендове енергетске транзиције, донет је и низ докумената којима се дефинишу формално правни оквири али и суштински начини функционисања преносног и дистрибутивног система у новим условима. Неки од њих су Закон о енергетици [1], Закон о коришћењу обновљивих извора енергије [4], Уредба о мрежним правилима која се односе на прикључење на мрежу производних јединица [9], Правила за прикључење објеката на преносни систем, Уредба о расподели преносног капацитета и управљање загушењима [12], Уредба о накнади за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије [13], Уредба о тржишној премији и фид-ин тарифи [14], Уредба о критеријумима, условима и начину обрачуна потраживања и обавеза између купца - произвођача и снабдевача [67].

Национални и регионални пројекти чија реализација је у току или су планирани у средњерочном периоду (детаљније о сваком пројекту у поглављима 3.10, 3.11 и 3.12):

- Пројекат „Трансбалкански коридор – фаза 1” састоји се из четири секције које су ушле у инвестициони план ЕМС АД, од којих су две већ завршене. Процењена вредност преосталих инвестиција фазе 1 је око 143 милиона €.
- Пројекат BeoGrid2025 (као део пројекта *North CSE Corridor*) који обухвата изградњу ТС Београд 50 са припадајућим расплетом далековада напонских нивоа 400 kV и 110 kV, као и изградњу далековада ДВ 2x400 kV ТС Београд 50 - ПРП Чибук 1. Процењена вредност инвестиције је 205 милиона €.
- Пројекти изградње нових ветроелектрана на подручју Републике Србије. Пројекте реализује ЕПС АД и више приватних инвеститора и они су од стратешке важности за Републику Србију због постизања циљева дефинисаних за учешће обновљивих извора енергије у бруто финалној потрошњи енергије Републике Србије. Капацитети планирани за изградњу до 2040. године износе 3,2 GW, а укупна процењена вредност инвестиција је око 4.480 милиона € [2].
- Пројекти изградње нових соларних електрана на подручју Републике Србије. Пројекте реализује ЕПС АД и више приватних инвеститора и они су од стратешке важности за Републику Србију због постизања циљева дефинисаних за учешће обновљивих извора енергије у бруто финалној потрошњи енергије Републике

Србије. Капацитети планирани за изградњу до 2040. године износе 7,3 GW, а укупна процењена вредност инвестиција је око 8.760 милиона € [2].

- Пројекат „*Smart Metering*”. Процењена вредност инвестиције је 505 милиона €.
- Пројекат „Аутоматизација средњенапонске дистрибутивне мреже”. Процењена вредност инвестиције је 320 милиона €.
- Пројекат реверзибилне хидроелектране Бистрица инсталисане снаге 628 MW. Процењена вредност инвестиције је око 1.100 милиона €.
- Изградња ХЕС Горња Дрина. Процењена вредност инвестиције је око 529 милиона €, од тога је удео ЕПС АД 265 милиона €.

Потенцијални национални и регионални пројекти чија се реализација не очекује пре 2030. године:

- Пројекат изградње хидроелектрана на Ибру, инсталисане снаге 121 MW. Овај пројекат је значајан јер ће омогућити запошљавање локалног становништва и побољшати инфраструктуру (нови пројекти), повећати употребу обновљивих извора енергије у сагласности са стандардима Европске уније и повећање социјалног стандарда. Процењена инвестиција је око 350 милиона €.
- Пројекат реверзибилне хидроелектране Ђердап 3, инсталисане снаге 1.800 MW. Процењена инвестиција прве фазе је око 2.632 милиона € [103].

4. ПРИРОДНИ ГАС

У области природног гаса Законом о енергетици [1] прописане су следеће енергетске делатности: транспорт и управљање транспортним системом за природни гас, складиштење и управљање складиштем природног гаса, дистрибуција и управљање дистрибутивним системом за природни гас, снабдевање природним гасом, снабдевање на велико природним гасом и јавно снабдевање природним гасом.

Регулисане енергетске делатности су: транспорт и управљање транспортним системом, складиштење и управљање складиштем природног гаса, дистрибуција и управљање дистрибутивним системом и јавно снабдевање природним гасом. Енергетске делатности снабдевања природним гасом и снабдевања на велико природним гасом подлежу тржишним принципима.

АЕРС је надлежно тело које врши регулисање цене природног гаса за јавно снабдевање, одређивање цене приступа систему за транспорт природног гаса, одређивање цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса и одређивање цене приступа складишту природног гаса. Енергетски субјекти који обављају регулисане енергетске делатности обрачунавају регулисане цене и доносе акт о ценама који достављају АЕРС-у на давање сагласности.

Утврђивање делатности од општег интереса у области енергетике, као и обавеза јавног снабдевања, уређени су Законом о енергетици [1].

Законом о енергетици [1] дефинисане су енергетске делатности од општег интереса у области природног гаса, и то су: транспорт и управљање транспортним системом, складиштење и управљање складиштем природног гаса, дистрибуција и управљање дистрибутивним системом и јавно снабдевање природним гасом.

Републичка комисија за енергетске мреже је успостављена Законом о изменама и допунама Закона о енергетици („Сл. гласник РС”, број 62/2023) као самосталан и независан орган Републике Србије, за контролу оператора транспортног система природног гаса чији је оснивач Република Србија, који обављају транспорт природног гаса и управљање транспортним системом за природни гас, као делатности од општег интереса у складу са Законом о енергетици [1].

Доношењем Закона о енергетици у децембру 2014. године [1] транспонован је трећи енергетски пакет директива из области природног гаса у законодавство Републике Србије. Од 1. јануара 2015. године сви крајњи купци природног гаса имају право да слободно бирају снабдевача на тржишту.

Како би се обезбедила сигурност снабдевања крајњих потрошача прописано је да домаћинства и мали купци чији су сви објекти прикључени на дистрибутивни систем природног гаса ако не изаберу другог снабдевача имају право на јавно снабдевање, по регулисаним ценама. Мали купци природног гаса су крајњи купци чија је годишња потрошња природног гаса до 100.000 m³ (1.026.000 kWh) и чији су сви објекти прикључени на дистрибутивни систем природног гаса.

Право на резервно снабдевање, у трајању од највише 60 дана, има крајњи купац природног гаса, који нема право на јавно снабдевање у случају стечаја или ликвидације снабдевача који га је до тада снабдевао, престанка или одузимања лиценце снабдевачу који га је до тада снабдевао, који није нашао новог снабдевача након престанка уговора о снабдевању са претходним, осим ако је престанак уговора последица неизвршавања обавеза плаћања купца. Влада је одредила је ЈП Србијасад Нови Сад за снабдевача који ће обављати резервно снабдевање.

4.1. Тржиште природног гаса

Тржиште природног гаса у Републици Србији функционише као билатерално. Учесници на овом тржишту током 2024. године су били: произвођач (НИС А.Д. Нови Сад), снабдевачи (58 предузећа, 23 активно), јавни снабдевачи (31 предузеће), крајњи купци (360.156 на регулисаном снабдевању и 1.264 на слободном тржишту), оператори транспортних система - Транспортгас Србија д.о.о. Нови Сад¹⁸ (Транспортгас Србија), Yugorosgaz-Транспорт д.о.о. Ниш¹⁹ (Yugorosgaz-Transport) и Гастранс д.о.о. Нови Сад²⁰ (Гастранс), оператори дистрибутивних система (31 активно предузеће) и оператор складишта (Подземно складиште гаса Банатски Двор). Током 2024. године је 6 снабдевача издодало лиценцу за снабдевање на велико природним гасом, тако да их је на крају 2024. било 11, али ови снабдевачи током 2024. године нису били активни [39].

Приступ мрежи за транспорт природног гаса на националном, регионалном и европском тржишту природног гаса је регулисан уредбама које обухватају:

- балансна правила, укључујући правила о процедурама за номиновање, накнадама за дебаланс, процесима измирења у вези са дневним накнадама за дебаланс и оперативном балансирању између оператора система за транспорт гаса [18],
- поступке за управљање загушењима и објављивање података и техничких информација за приступ систему за транспорт природног гаса [19],
- прорачун и расподелу капацитета за транспорт природног гаса [20],
- хармонизоване тарифе за транспорт природног гаса [21],
- сарадњу оператора транспортних система и правилима за размену података за рад међусобно повезаних система за транспорт гаса [22].

Правилима о раду транспортног система [68]-[71] је прописан начин на који оператор транспортног система обавља послове организовања и администрирања тржишта природног гаса, као и оквир којим се ближе регулишу права и обавезе учесника на тржишту.

Трговином на велико су се у 2024. години бавиле две компаније: ЈП Србијагас Нови Сад и произвођач природног гаса НИС А.Д. Нови Сад. Ове две компаније су продавале природни гас другим снабдевачима, а само је ЈП Србијагас као снабдевач јавних снабдевача продавао природни гас свим јавним снабдевачима.

Највећи део природног гаса се продаје на слободном тржишту - у 2024. години 2.008 милиона m^3 (20.605,93 GWh) или 81% од укупно испоручених количина крајњим купцима. Резервно снабдевање су током 2024. године користила четири купца (34,9 GWh или 3,40 милиона m^3). Удео домаћинстава и малих купаца (чија је годишња потрошња природног гаса до 100.000 m^3 и чији су сви објекти прикључени на дистрибутивни систем природног гаса) на малопродајном тржишту износи 19% (4.836 GWh или 471 милион m^3) [39]. Ако се

¹⁸ Од октобра 2020. године, оператор транспортног система Транспортгас Србија д.о.о. је у потпуности преузео обављање делатности транспорта и управљања транспортним системом за природни гас, али током 2024. године није прибавио лиценцу за обављање ове делатности. Република Србија је једини члан друштва Транспортгас Србија д.о.о. са 100% удела. Савет Агенције за енергетику Републике Србије, на 325. редовној редовној седници од 21. марта 2025. године, донео је одлуку да се Транспортгас Србија д.о.о. изда сертификат као независном оператору система [39].

¹⁹ Савет Агенције за енергетику Републике Србије (АЕРС), у складу са Законом о енергетици и актима АЕРС, донео је на седници од 15. јула 2019. године, Одлуку којом се Yugorosgaz-transport д.о.о. Ниш одузима сертификат издат Одлуком Агенције од 20. јуна 2017. године [39].

²⁰ Гастранс д.о.о. је 21. фебруара 2020. године сертифициван као независни оператор транспорта природног гаса. Савет АЕРС-а потврдио је на седници 31. марта 2022. године да је Друштво са ограниченом одговорношћу ГАСТРАНС д.о.о. Нови Сад доставило Агенцији све тражене доказе којим потврђује да самостално послује и управља изграђеним транспортним системом, потребне за поседовање сертификата као независног оператора транспорта [39].

анализира тренд структуре продаје природног гаса на малопродајном тржишту (таб. 19), уочава се да је након либерализације тржишта 2015. године, однос продаје на слободном и регулисаном тржишту приближно константан (85%:15%). У периоду 2019-2024. година долази до лаганог пораста удела продаје на регулисаном тржишту. У таб. 19 није приказана потрошња НИС А.Д. Нови Сад из сопствене производње (1.758 GWh или 171 милион m^3), јер није била предмет трговања на тржишту природног гаса.

Промене снабдевача на транспортном систему 2024. године је извршена на једном мерном месту на транспортном систему Yügorosgaz–Транспорт д.о.о [39].

Промена снабдевача на дистрибутивном систему је остварена на 51 мерном месту у 7 ОДС-а, са укупном потрошњом од 20,9 милиона m^3 , што је 1,16% количина природног гаса испоручених са дистрибутивних система, односно 0,84% природног гаса који је потрошен на тржишту (без потрошње НИС из сопствене производње) [39]. Важећа Правила о промени снабдевача су на снази од 2015. године и од тада постоје валидни подаци о промени снабдевача (таб. 19). Може се констатовати да је обим промене снабдевача и по броју и по количини незнатан.

таб. 19: Продаја природног гаса у периоду 2012-2024. година, у милионима m^3 [39]

		2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
Слободно тржиште	мил. m^3	324	649	804	1.514	1.712	1.917	1.881	1.751	1.853	2.184	2.091	2.021	2.008
	%	16,2	34,3	40,6	85,3	85,6	85,4	85,4	84,1	82,9	82,7	81,9	81,5	81%
Регулисано тржиште	мил. m^3	1.680	1.243	1.178	261	289	329	321	332	382	456	461	458	471
	%	83,8	65,7	59,4	14,7	14,4	14,6	14,6	15,9	17,1	17,3	18,1	18,5	19%
Промена снабдевача на транспортном систему	мил. m^3	-	-	-	95	-	-	148	-	-	-	-	-	-
	%	-	-	-	19,8	-	-	16,6	-	-	-	-	-	-
	Бр. м. места	-	-	-	3	-	-	1	-	-	-	-	-	1
Промена снабдевача на дистрибутивном систему	мил. m^3	-	-	-	4	74	21	24,8	7,4	3,6	1,4	2,3	3,6	20,9
	%	-	-	-	0,3	5,1	0,9	1,7	0,51	0,16	0,05	0,09	0,14	1,16
	Бр. м. места				10	22	85	57	207	17	31	25	45	51

На тржишту природног гаса у Републици Србији присутан је гас са домаћих налазишта и увозни гас. Када је реч о увозном гасу, Република Србија највећим делом обезбеђује увозом из Русије на основу дугорочног уговора, а по потреби и из других извора по краткорочним уговорима. Дугорочни уговор између Газпром експорт д.о.о. и Yügorosgaz а.д. Београд (Yügorosgaz АД Београд) за испоруку руског природног гаса у Републику Србију је потписан у марту 2013. године²¹. Према овом Уговору Yügorosgaz АД Београд обавља испоруке руског природног гаса у Републику Србију. Уговором је гарантована испорука од 2 милијарде Sm^3 природног гаса. Могу се преузети количине природног гаса и преко дневних уговорених количина (око 6 милиона Sm^3) уз кориговање цене.

Уговором је дефинисан начин формирања цене испорученог природног гаса (заснован на тзв. „нафтној формули”) и режим снабдевања. Режим снабдевања обухвата преузимање номинованих - расположивих количина природног гаса.

Природни гас у Републику Србију је могуће допремити и гасоводом Димитровград – Ниш. Крајем 2023. године потписан је уговор за испоруку овим правцем, до 400 милиона m^3 природног гаса годишње из Азербејџана за период до 2026. године, а са могућношћу да се количина након тога повећа на милијарду m^3 годишње. Уговорени режим снабдевања до краја 2025. године је био 200.000 m^3 /дан током зимског периода, односно 100.000 m^3 /дан у

²¹ Овај уговор је био у важности до краја маја 2025. године, а анексом је продужен до 30. септембра 2025.

летњем периоду. Накнадно је за период од 1.11.2025. до 31.3.2026. године из овог правца договорена гарантована количина од милион m^3 дневно [31].

4.2. Транспортни систем

Систем за транспорт природног гаса чини мрежа гасовода пројектованог притиска већег од 16 bar, осим доводних гасовода, као и компресорске станице, блок станице, мерно-регулационе и мерне станице на свим местима испоруке са транспортног система, други енергетски објекти, електронски комуникациони и информациони систем и друга инфраструктура неопходна за транспорт природног гаса, укључујући и лајнпак (у даљем тексту: транспортни систем природног гаса).

На крају 2024. године, дужина транспортног система у Србији је била 3.133 km. Дужина транспортног система у северној и централној Србији на коме Транспортгас Србија д.о.о. обавља делатност је 2.606 km (83,2%). Транспортни систем чији је оператор Yugorosgaz-транспорт д.о.о. има дужину од 125 km (4%) и налази се у југоисточном делу Србије. Гастранс д.о.о. обавља делатност транспорта на 402 km (12,8%) гасовода од границе са Бугарском до границе са Мађарском.

таб. 20: Табела дужина транспортне мреже у Републици Србији у периоду 2011 – 2024. година [39]

Година	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
Дужина мреже [km]	2.396	2.466	2.473	2.498	2.498	2.498	2.534	2.539	2.539	2.539	3.005	3.028	3.131	3.133

У таб. 21 приказане су основне техничке карактеристике транспортног система Транспортгас Србија, Yugorosgaz-Transport и Гастранса.

таб. 21: Главне техничке карактеристике транспортног система Транспортгас Србија, Yugorosgaz-Transport и Гастранс [39]

Техничке карактеристике транспортног система	Транспортгас Србија д.о.о.	Yugorosgaz-Transport д.о.о.	Гастранс д.о.о.
Капацитет мил. m ³ /дан (GWh/ дан)	≈ 23,9 (245)	≈ 2,2 (23)	≈ 34,60 (355)
Притисак (bar)	16–75	16–55	66–75
Дужина [km]	2.606	125	402
Називни пречници (mm)	DN 150–DN 750	DN 168–DN 530	DN 1200
Број компресорских станица	1	-	1
Снага компресорских станица (MW)	4	-	19
Број улаза у транспортни систем:	15	2	1
1. из другог транспортног система	5 (Хоргош, Карађорђево брдо, Панчево, Госпођинци, Димитровград)	2 (Појате, Трупале)	1 (у близини Зајечара)
2. са производних поља	9	-	-
3. из подземног складишта	1	-	-
Број излаза из транспортног система	251	6	4
Мерно регулационе станице на излазу са транспортног система	246	6	0
Примопредајне станице	3	-	4
Излаз у транспортни систем Yugorosgaz-Transport	2	-	-
Излаз у транспортни систем Транспортгас Србија	-	-	3
Интерконектор према БиХ	1	-	-
Интерконектор према Мађарској	-	-	1
Складиште природног гаса	1	-	-

Оператори транспортних система су дужни да обезбеде аутоматско прикупљање и обраду података о протоцима природног гаса, са интервалом прикупљања од 24 часа или краћим, за сва места испоруке са транспортног система. Оваква мерно-аквизициона опрема је неопходна за функционисање и развој тржишта. До краја 2022. године уграђена је на свим местима испоруке на систему којим управља Yugorosgaz-Transport и Гастранс, као и на 88% од укупног броја излаза са транспортног система Транспортгас Србија. Треба напоменути да је адекватна мерна опрема уграђена на излазима са већим количинама природног гаса, тако да је удео количина природног гаса који се мери у систему Транспортгас Србија на нивоу од 99% годишње измерених количина.

Транспортни систем има пет прекограничних интерконекција, од којих:

- Транспортгас Србија д.о.о. има три интерконекције [72], [104]:
 - Мађарска - Србија (Кишкундорожма) - улазна тачка техничког капацитета од 13,85 милиона m^3 /дан,
 - Србија – Босна и Херцеговина (Зворник) - излазна тачка капацитета 2 милиона m^3 /дан,
 - Република Бугарска (Калотина/Димитровград) – Република Србија – двосмерна интерконекција техничког капацитета од 5,1 милион m^3 /дан²²;
- Гастранс д.о.о. има две интерконекције²³:
 - Бугарска - Србија (Зајечар) - улазна тачка техничког капацитета од 35,7 милиона m^3 /дан (прерачунато према 366.731.712 kWh/дан) и
 - Србија – Мађарска (Кишкундорожма) - излазна тачка техничког капацитета од 23,9 милиона m^3 /дан (прерачунато према 245.765.598 kWh/дан).

4.2.1. Процена сигурности рада транспортног система

Процена сигурности рада транспортног система се врши на основу показатеља квалитета испоруке и снабдевања природним гасом које прикупљају систематично и на исти начин енергетски субјекти сагласно Правилима о праћењу техничких и комерцијалних показатеља и регулисању квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом [73], о чему извештавају АЕРС једном годишње.

Сигурност рада транспортног система се прати преко броја и дужине прекида у испоруци природног гаса на транспортном систему. Прекиди су разврстани у планиране, непланиране и прекиде изазване вишом силом.

У таб. 22 су приказани прекиди на транспортном систему Транспортгас Србија, у периоду 2015-2024. У истом периоду није било прекида на транспортном систему којим управља Yugorosgaz-Транспорт.

Прекиди током 2024. године су у највећој мери били су планирани и до њих је долазило углавном због инвестиционих радова на замени већег броја секцијских вентила (око 68 комада). У 2024. години, дошло и до једног непланираног хаваријског прекида, у трајању од око 9 сати због неисправности гасне опреме на гасоводу којим се напаја ГМРС Бачка Топола.

²² За постизање пуног техничког капацитета неопходна је изградња регулационе станице Трупале (редукција притиска на 50 bar) и реконструкција ППС Појате (тренутни максимални капацитет 4,8 милиона m^3 /дан). Такође, потребно је потписивање споразума о радном режиму између ОТС Транспортгас Србија д.о.о. и Yugorosgaz-Transport д.о.о. [104].

²³ <https://gastrans.rs/transparentnost/kratak-opis-gasovoda-i-tacaka-interkonekcije-sa-nazivima-oso/>

таб. 22: Прекиди на транспортном систему према узроцима [39]

ОТС Транспортгас Србија	Узроци прекида					
	Планирани прекиди		Непланирани прекиди		Виша сила	
	Број	Трајање (min)	Број	Трајање (min)	Број	Трајање (min)
2015.	0	0	5	36	0	0
2016.	7	2.649	0	0	0	0
2017.	15	10.980	2	720	0	0
2018.	7	5.460	0	0	0	0
2019.	11	118	2	79	0	0
2020.	3	1.890	0	0	0	0
2021.	48	42.630	0	0	0	0
2022.	55	42.660	0	0	0	0
2023.	28	23.430	1	1.749	0	0
2024.	18	58.470	1	540	0	0

4.3. Дистрибутивни систем

Дистрибутивни систем природног гаса чини мрежа цевовода, регулационе, мерно-регулационе и мерне станице на свим местима испоруке са дистрибутивног система, други енергетски објекти, електронска комуникациона, информациона и друга инфраструктура неопходна за дистрибуцију природног гаса максималног радног притиска једнаког или мањег од 16 bar, укључујући и лајнпак.

Дистрибуција природног гаса сходно Закону о енергетици [1] је регулисана делатност.

Током 2024. године у Србији је 31 оператор дистрибутивног система обављао делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом природног гаса. Постоји још један лиценцирани оператор дистрибутивног система који још увек није започео са обављањем делатности. Дужина дистрибутивне мреже у Републици Србији је од 2013. године увећана за 55,5%. Током 2024. године је увећана за 994 km, односно за 4,2%, чиме су створени услови за прикључење нових купаца [39]. Процентуално највећи део повећања дужине током 2024. године остварено је дистрибутивној мрежи ОДС Интерклима (7,2%), потом ОДС Yugorosgaz (6,33%) и ОДС Србијагас (6,1%). ЈП Србијагаса обавља делатност на 63,93% укупне дистрибутивне мреже у Републици Србији. Код 14 ОДС-ова није било промене у дужини мреже током 2024. године [39]. Број прикључака је у 2024. години увећан за 5,9% у односу претходну годину [39].

Дужина дистрибутивног гасовода и број активних прикључака су приказани у таб. 23.

таб. 23: Дужина дистрибутивног гасовода у периоду 2013 – 2024. год [39]

Година	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
Дужина [km]	15.839	16.363	16.532	16.653	16.961	18.422	19.286	19.833	20.831	22.172	23.639	24.633
Број активних прикључака	261.000	261.000	262.500	267.000	270.626	276.518	282.997	293.523	306.815	324.925	342.840	362.983

4.3.1. Процена сигурности рада дистрибутивног система

Процена сигурности рада дистрибутивног система се врши на основу показатеља квалитета испоруке и снабдевања природним гасом које прикупљају систематично и на исти начин енергетски субјекти сагласно Правилима о праћењу техничких и комерцијалних показатеља и регулисању квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом [73], о чему извештавају АЕРС једном годишње. На основу

Извештаја о раду АЕРС-а за 2024. годину [39], подаци су достављени са 362.983 места испоруке, односно на 100% места испоруке.

Сигурност рада дистрибутивних система се оцењује на основу параметара поузданости рада ових система – броја и дужине прекида у испоруци природног гаса. Ови параметри се прате одвојено за планиране и непланиране прекиде у испоруци. На основу наведених параметара рачунају се индикатори непрекидности испоруке [73]:

- SAIFI [број прекида/кориснику] - просечна учестаност прекида у испоруци природног гаса по кориснику; Рачуна се као количник кумулативног броја прекида у испоруци природног гаса и укупног броја корисника.
- SAIDI [минута/кориснику] - просечно трајање прекида у испоруци природног гаса по кориснику; Рачуна се као количник кумулативног трајања свих прекида у испоруци природног гаса и укупног броја корисника.

У таб. 24 и таб. 25 су приказани сумарни параметри поузданости рада дистрибутивних система и сумарни индикатори непрекидности испоруке за период 2015-2024. година, који се односе на непланиране и планиране прекиде у испоруци. Подаци су разврстани према узроцима прекида, а дате су и максималне вредности индикатора SAIFI и SAIDI које су забележене у појединим дистрибутивним системима.

таб. 24: Непланирани прекиди на дистрибутивним системима – сумарни показатељи [39]

Узрок прекида	Година	Број прекида	SAIFI	Максимални SAIFI	SAIDI	Максимални SAIDI
			Прекида/кориснику		минута/кориснику	
Редукција са узводног система	2015.	0	0	0	0	0
	2016.	6	0	0,12	0,10	34,14
	2017.	0	0	0	0	0
	2018.	0	0	0	0	0
	2019.	0	0	0	0	0
	2020.	1	0	0	0	0
	2021.	2	0,01	0,98	6,06	886,14
	2022.	0	0	0	0	0
	2023.	0	0	0	0	0
	2024.	5	0	0,01	0,34	0,78
Истицање гаса	2015.	58	0,02	0,11	1,70	10,15
	2016.	84	0,04	2,00	6,3	15,85
	2017.	37	0,02	0,13	3,33	23,71
	2018.	39	0,01	0,07	1,15	9,44
	2019.	27	0,01	0,21	1,71	18,09
	2020.	68	0,06	0,14	22,22	53,07
	2021.	55	0,05	0,42	20,27	43,36
	2022.	22	0,01	0,21	4,18	264,32
	2023.	48	0,11	0,42	39,19	84,13
	2024.	51	0,02	0,06	6,76	14,88
Трећа страна	2015.	219	0	0,15	0,09	75,88
	2016.	183	0,02	0,54	3,86	710,00
	2017.	259	0,03	0,04	3,80	16,44
	2018.	230	0,06	1,00	9,37	154,62
	2019.	185	0,03	2,00	6,16	360
	2020.	272	0,02	0,1	5,34	11,25

Узрок прекида	Година	Број прекида	SAIFI	Максимални SAIFI	SAIDI	Максимални SAIDI
			Прекида/кориснику		минута/кориснику	
	2021.	253	0,03	0,42	6,65	50,19
	2022.	402	0,03	0,71	15,94	85,71
	2023.	93	0,01	0,13	6,85	151,61
	2024.	177	0,02	0,98	8,17	1.062,00
Неодговарајући капацитет мреже	2015.	0	0	0	0	0
	2016.	0	0	0	0	0
	2017.	0	0	0	0	0
	2018.	0	0	0	0	0
	2019.	0	0	0	0	0
	2020.	0	0	0	0	0
	2021.	0	0	0	0	0
	2022.	0	0	0	0	0
	2023.	0	0	0	0	0
	2024.	0	0	0	0	0
Други разлози	2015.	0	0	0	0	0
	2016.	0	0	0	0	0,07
	2017.	3	0,01	0,3	3,79	168,14
	2018.	1	0,00	0	0,02	0,18
	2019.	0	0	0	0	0
	2020.	4	0,01	0,2	3,89	9,57
	2021.	0	0	0	0	4,39
	2022.	1	0	0,04	0	4,29
	2023.	0	0	0	0	0
	2024.	0	0	0	0	0
Укупно	2015.	277	0,02	0,15	1,79	75,88
	2016.	273	0,06	2,00	10,26	710,00
	2017.	299	0,06	0,3	10,92	168,14
	2018.	270	0,07	1,07	10,54	164,24
	2019.	212	0,04	2,21	7,87	378,09
	2020.	345	0,09	0,44	31,45	73,89
	2021.	310	0,09	1,51	33,25	984,08
	2022.	425	0,04	0,96	20,12	354,32
	2023.	141	0,13	0,55	46,06	235,74
	2024.	233	0,04	1,05	15,28	1077,66

Најбитнији узроци непланираних прекида током 2024. године су били „Трећа страна” и „Истицање гаса”. „Неодговарајући капацитет мреже” и „Други разлог” нису наведени као узроци прекида. SAIFI и SAIDI показатељи у 2024. години за непланирани прекид типа „Истицање гаса” имају значајно ниже вредности у односу на претходне две године. Прекид услед „Треће стране” има високе вредности и по броју и по дужини трајања, тако да је потребно остварити бољу координацију са другим комуналним службама. Укупан број непланираних прекида у 2024. години (233) је на нивоу вишегодишњег просека, као и просечне вредности SAIFI и SAIDI индикатора. Међутим, максимални остварени SAIDI у 2024. години имају најлошију вредности у анализираном периоду 2015-2024. година.

таб. 25: Планирани прекиди на дистрибутивним системима – сумарни показатељи [39]

Узрок прекида	Година	Број прекида	SAIFI	Максимални SAIFI	SAIDI	Максимални SAIDI
			Прекида/кориснику		минута/кориснику	
Узрок на повезаном систему	2015.	0	0	0	0	0
	2016.	5	0	0,03	0,21	6,98
	2017.	4	0,04	1,62	12,93	873,20
	2018.	2	0,02	0,09	15,31	61,03
	2019.	10	0,12	0,4	108,33	370,47
	2020.	54	0,13	0,32	63,06	155,06
	2021.	102	0,13	1,97	72,23	1830,98
	2022.	41	0,08	2,00	79,58	990,00
	2023.	77	0,03	0,08	32,32	76,62
	2024.	39	0,04	1,00	14,17	1320,00
Административни прекид	2015.	0	0	0	0	0,16
	2016.	2	0	0,55	0,04	0,65
	2017.	5	0,03	0,3	14,81	127,62
	2018.	2	0,01	0,46	0	0
	2019.	2	0,02	0,06	9,12	31,2
	2020.	18	0,02	0,05	8,51	20,91
	2021.	1	0	0,03	0,28	7,00
	2022.	1	0,04	1,00	42,48	1080,00
	2023.	21	0,06	1,04	41,30	1050,81
	2024.	1	0	0,48	0,05	200,87
Операторов прекид	2015.	22	0,03	1,00	4,38	540,00
	2016.	27	0,11	0,31	104,85	631,92
	2017.	51	0,040	1,00	14,72	360,00
	2018.	62	0,06	1,00	27,36	540,00
	2019.	18	0,05	1,00	20,77	540,00
	2020.	91	0,09	0,34	22,36	56,64
	2021.	174	0,29	1,00	93,98	600,00
	2022.	72	0,1	1,88	21,18	360,00
	2023.	94	0,11	0,57	26,87	308,56
	2024.	168	0,23	0,52	75,09	170,77
Некатегорисани прекид	2015.	32	0,02	0,11	1,80	12,30
	2016.	32	0,01	0,11	1,57	12,13
	2017.	44	0,004	0,03	2,02	16,55
	2018.	74	0,02	0,17	3,43	28,37
	2019.	2	0,01	0,81	7,4	509,92
	2020.	1	0	0,03	0,01	3,4
	2021.	0	0	0	0	0
	2022.	2	0	0,02	0,17	6,14
	2023.	0	0	0	0	0

Узрок прекида	Година	Број прекида	SAIFI	Максимални SAIFI	SAIDI	Максимални SAIDI
			Прекида/кориснику		минута/кориснику	
	2024.	1	0	1,00	2,77	600,00
Укупно	2015.	54	0,05	1,00	6,18	540,00
	2016.	66	0,12	0,55	106,67	631,92
	2017.	104	0,11	1,62	44,49	873,20
	2018.	140	0,11	1,72	46,11	629,4
	2019.	32	0,19	2,27	145,62	1451,59
	2020.	164	0,24	0,74	93,94	236,01
	2021.	277	0,42	3,00	166,48	2437,98
	2022.	116	0,21	4,90	143,42	2436,14
	2023.	192	0,20	1,69	100,49	1435,99
	2024.	209	0,27	3,00	92,09	2.291,64

Код планираних прекида, током 2024. године, дошло је углавном до пораста вредности показатеља у односу на претходну годину и вредности су блиске вредностима у 2021. години када су забележене максималне вредности свих показатеља. SAIDI индикатор код прекида типа „Узрок на повезаном систему” и „Некатегорисани прекид” има врло високу максималну вредност. Разлика између средње и максималне вредности индикатора указује на значајну неуједначеност у сигурности рада појединих дистрибутивних система и потребу да дистрибутивни системи у којима се јављају значајно веће вредности, предузму адекватне активности на елиминисању узрока, пре свега непланираних прекида.

У таб. 26 су приказани сумарни показатељи поузданости рада дистрибутивних система за период 2015-2024. година. Из таб. 26 се уочава да је број прекида у снабдевању током разматраног периода непрекидно растао до 2021. године (изузетак је 2019. година), а да је у 2024. години број прекида нешто нижи. Вредност SAIFI индикатора је на нивоу просека за последње три године, а SAIDI индикатора спада у ниже за целокупни разматрани период.

таб. 26: Показатељи поузданости рада дистрибутивних система – сумарни [39]

Врсте прекида	Година	Број прекида	SAIFI [Прекида/кориснику]	SAIDI [минута/кориснику]
Планирани	2015.	277	0,02	1,79
	2016.	66	0,12	106,67
	2017.	104	0,11	44,49
	2018.	140	0,11	46,11
	2019.	32	0,19	145,62
	2020.	164	0,24	93,94
	2021.	277	0,42	166,48
	2022.	116	0,21	143,42
	2023.	192	0,2	100,49
	2024.	209	0,04	15,28
Непланирани	2015.	54	0,05	6,33
	2016.	273	0,06	10,26
	2017.	299	0,06	10,92

Врсте прекида	Година	Број прекида	SAIFI [Прекида/кориснику]	SAIDI [минута/кориснику]
	2018.	270	0,07	10,54
	2019.	212	0,04	7,87
	2020.	345	0,09	31,45
	2021.	310	0,09	33,25
	2022.	425	0,04	20,12
	2023.	141	0,13	46,06
	2024.	233	0,27	92,09
Укупно	2015.	331	0,07	8,12
	2016.	339	0,18	116,93
	2017.	403	0,17	55,41
	2018.	410	0,18	56,65
	2019.	244	0,23	153,5
	2020.	512	0,33	125,4
	2021.	587	0,51	199,74
	2022.	541	0,25	163,54
	2023.	333	0,33	146,55
	2024.	442	0,31	107,37

4.4. Складиштење природног гаса

Подземно складиште гаса Банатски Двор је пуштено у рад током новембра 2011. године, а налази се на локацији исцрпљеног гасног лежишта чији је капацитет био 3,3 милијарде m^3 природног гаса. Газпром експорт д.о.о. и ЈП Србијасу су власници овог складишта [74]. Укупна површина складишта је око 54 km^2 . Радна запремина складишта је 450 милиона m^3 природног гаса.

Подземно складиште гаса располаже са 30 бушотина, различитих по својој намени, опремљености и времену грађења. Од наведеног броја, 17 бушотина се користи за утискивање и повлачење гаса, 2 се користе за утискивање слојне воде, док 11 бушотина служе за контролу стања лежишта. Линија за утискивање/производњу гаса је опремљена уређајима за пречишћавање гаса (сепаратори, филтери), мерном и сигурносном опремом и опремом за сушење гаса и регенерацију гликола. Компресорску станицу чине два компресорска агрегата (гасни мотор, компресор, хладњак). Компресори су двостепени, притисак на усису компресора је 30-35 bar, а на потису до 150 bar. Компресорски агрегат снаге 2,5 MW, пуштен је у рад 2006. године, док је агрегат снаге 3,5 MW у раду од новембра 2010. године.

Максимални дневни капацитет повлачења из складишта је 5 милиона m^3 /дан и одређен је капацитетом линије за сушење гаса. Максимални технички капацитет утискивања је 2,7 милиона m^3 /дан и одређен је максималним капацитетом два компресорска агрегата у паралелном раду. Заменски компресорски капацитет у случају отказа неке од компресорских јединица не постоји.

Историјат рада складишта у периоду 2012-2024. година је дат у таб. 27.

таб. 27: Историјат рада ПСГ Банатски Двор 2012-2024. година (милиона m^3) [39]

ПСГ мил. m^3	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
Утиснуто	389	342	284	228	197	240	273	315	296	229,7	506	238	248
Повучено	161	268	353	113	254	227	270	112	300	509	116	95	286,5
Сопствена потрошња	-	7	5	3	3	3	3	4,4	3,5	3,3	7,3	3,7	2,8
Предато у транспортни систем	-	266	352	113	254	227	299	112	300	509	116	95	286,5
Јастучни гас (на крају год)	353	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530
Количина комерц. гаса (на крају год)	328	402	333	448	391	404	375	572	401	192	582	724	684,5
Максимално утиснуто/дан ²⁴	2,48	2,5	2,7	2,4	2,6	2,4	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,5	2,8
Максимално повучено/дан	3,94	4,2	4,2	2,8	4,95	5,1	5	4,9	4,9	5,0	5,0	4,4	5,3

Из табеле се уочава да је током 2024. године подземно складиште радило са количинама за утискивање и повлачење које су на нивоу вишегодишњег просека. Нешто веће повлачење у односу на количину утиснутог гаса је условило да на крају 2024. има мање гаса него на крају 2023. године, али се свакако ради о количини која је на горњој граници капацитета складишта. За потребе Републике Србије извршен је и закуп складишних капацитета у Републици Мађарској. По овом основу, на крају 2024. године, у складишту је било расположиво 101,8 милиона m^3 природног гаса.

ПСГ Банатски Двор је двосмерним гасоводом Госпођинци - Банатски Двор повезан са транспортним системом. Основни подаци о овом гасоводу су:

- дужина 42,5 km,
- називни пречник DN 500,
- максимални радни притисак: $p_{\max}=75$ bar,
- максимални проток гаса:
 - при повлачењу из ПСГ Б. Двор $Q=415.000$ m^3/h (10 милиона $m^3/дан$) и
 - при утискивању у ПСГ Б. Двор $Q=230.000$ m^3/h (5,5 милиона $m^3/дан$).

Тренутно, технички капацитет ПСГ Банатски Двор је довољан да обезбеди потребну количину природног гаса за нормално снабдевање потрошача у Републици Србији у случају 30 дана прекида у снабдевању из увоза, док би 13,7% гаса недостајало како би се задовољиле све потребе у случају прекида који би трајао 90 дана [75]. Наравно, ове резултате треба схватити условно, јер је дневни (и сатни) капацитет повлачења из складишта лимитиран, тако да у случају веће потрошње, она не може да буде задовољена (без обзира на расположив гас у складишту). Такође, наведена анализа важи само за један зимски период. У случају трајног прекида снабдевања из увозних правца и без додатне руте за снабдевање, подземно складиште не би могло бити напуњено и то би се одразило на снабдевање гасом током наредне године.

²⁴ Технички капацитет складишта одређен је на 20°C и притиску од 1,01325 bar, а вредности максимално повучених и утиснутих количина одређене су при температури од 15°C и притиску од 1,01325 bar, сведено на топлотну вредност $Q_p=33.338,35$ kJ/ m^3

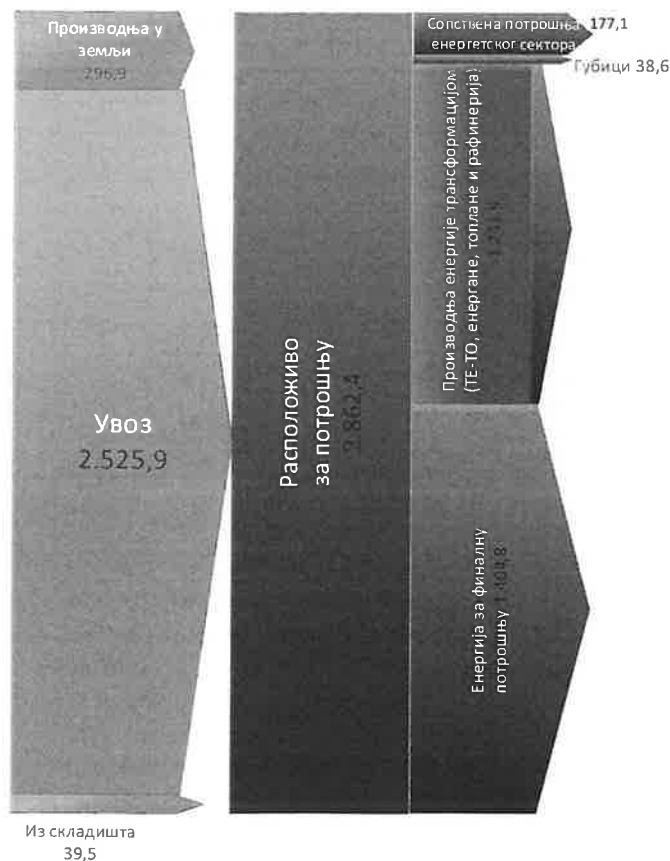
Тренутно се реализује пројекат проширења капацитета подземног складишта (друга фаза развоја) на 750 милиона m^3 природног гаса.

4.5. Сигурност снабдевања

4.5.1. Планирана производња и потрошња природног гаса и начин обезбеђења недостајућих количина за наредни петогодишњи период

У току 2024. године, природни гас је био трећи највише коришћени извор примарне енергије, после угља и нафте. Његово учешће у укупној потрошњи примарне енергије је износило 15,73% [33]. У односу на потрошњу забележену 2023. године, укупна потрошња природног гаса 2024. је била је већа за око 1% и износила је 2.862,4 милиона m^3 , што представља наставак вишегодишњег тренда веће потрошње. Финална потрошња је повећана за око 5% у односу на 2023. годину, док су потрошња енергије за производњу трансформацијом нешто опала у односу на 2023. годину. Потрошња природног гаса за производњу електричне енергије је опала за 12,8% у односу на 2023. годину и износила је 411,4 милиона m^3 . У индустрији и топланама забележен је благи раст потрошње, док је највеће повећање потрошње забележено у домаћинствима (10,4%) и у јавном и комерцијалном сектору (6%). Остварена потрошња природног гаса у сектору домаћинства од 403,1 милион m^3 је највећа забележена потрошња природног гаса у овом сектору у разматраном периоду 2010-2024. година. Детаљни приказ структуре снабдевања и потрошње природног гаса у 2024. години је приказан је на сл. 4, док је енергетски биланс природног гаса за период 2010-2024. година приказан у таб. 28.

сл. 4: Структура снабдевања и потрошње природног гаса у 2024. години, у милионима Sm^3 , [33]



таб. 28: Енергетски биланс природног гаса за период 2010-2024. година, у хиљадама Sm³ [31], [32], [33], [76]

Година:	2010.	2015.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
Производња	387.183	572.502	438.615	408.532	362.124	327.891	314.934	296.954
Увоз	1.967.753	1.740.221	2.262.610	2.135.585	2.365.051	2.969.595	2.657.624	2.525.934
Складиште	0	-114.511	-197.967	100.087	280.046	-389.777	-141.992	39.516
Расположиво за потрошњу	2.327.593	2.198.212	2.503.258	2.644.204	3.007.221	2.907.709	2.830.566	2.862.404
Утрошено за производњу енергије трансформацијом	805.480	885.174	953.057	1.006.607	1.240.228	1.255.001	1.297.302	1.241.895
Термоелектране топлане	95.173	20.064	149.637	93.990	272.322	395.738	468.527	411.418
Индустријске енергане	203.910	164.998	166.099	193.940	197.585	173.749	172.195	161.180
Топлане	506.397	563.451	497.046	570.589	598.937	498.184	483.633	519.740
Рафинерија	-	136.661	140.275	148.088	171.384	187.330	172.947	149.557
Сопствена потрошња у енергетском сектору	60.274	209.707	210.465	226.955	240.988	216.273	173.136	177.101
Губици	20.943	11.433	20.570	16.064	21.113	13.498	23.829	38.585
Финална потрошња	1.440.896	1.091.898	1.319.166	1.394.578	1.504.875	1.422.937	1.336.299	1.404.823
За неенергетске сврхе	271.435	157.658	169.746	188.194	133.454	-	-	-
За енергетске сврхе	1.169.461	934.240	1.149.420	1.206.384	1.371.421	1.422.937	1.336.299	1.404.823
Индустрија	759.313	543.083	622.175	614.720	595.216	625.867	615.348	621.859
Саобраћај	12.623	11.204	13.532	27.569	29.665	30.223	29.675	38.005
Домаћинства	270.412	189.822	255.165	302.982	371.659	377.293	365.066	403.134
Пољопривреда	18.330	20.713	24.488	20.862	25.757	25.393	21.721	19.098
Јавни и комерцијални сектор	108.783	169.418	234.060	240.521	349.124	364.161	304.489	322.727

Производња природног гаса у Републици Србији се реализује највећим делом на подручју Војводине. Једини произвођач природног гаса је Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса НИС А.Д. Нови Сад.

Укупна производња природног гаса 2024. године износила је 296,9 милиона Sm³, што је око 5,7% мање него 2023. године. Ово смањење производње представља очекивани наставак вишегодишњег тренда. У будућем периоду се очекује даљи наставак тренда смањења домаће производње јер лежишта карактерише висок коефицијент искоришћења, обим конвенционалних ресурса и билансних резерви је мали, а степен истражености је

релативно висок. Пројекције производње природног гаса у Републици Србији до 2050. године, приказане су у таб. 29.

таб. 29: Пројекције производње природног гаса у Републици Србији, у хиљадама m^3 [2]

Година	2025.	2030.	2035.	2040.	2045.	2050.
Производња	372,0	473,5	388,7	312,8	236,3	171,6

У саставу НИС а.д. је и Погон за припрему и транспорт нафте и гаса у Елемиру, чија је основна делатност припрема домаћег природног гаса за транспорт и производња компонената за течни нафтни гас и газолена. Произведени природни гас се, након припреме којом се обезбеђује потребан квалитет, испоручује на 9 места у транспортни систем (97,7% произведене количине), док се остатак произведеног гаса испоручује на 4 места у дистрибутивни систем [39]. Количина гаса која је испоручена у транспортни и дистрибутивни систем у 2024. години је била 176,6 милиона m^3 , што је 11,2% мање него у 2023. години [39]. После значајног раста у 2011. и 2012. години, производња природног гаса од 2013. године се континуирано смањује. Остварена домаћа производња током 2024. године је била довољна за задовољење 10,4% потреба.

Највећи део природног гаса је обезбеђен увозом из Руске Федерације по дугорочном уговору. За купце у Србији, природни гас од Газпром, набавља предузеће Yugorosgaz а.д. Акционари овог предузећа су Газпром 50%, ЈП Србијагас 25% и Central ME Energy and Gas, Беч 25%. Увоз природног гаса из Руске Федерације по дугорочном уговору је у 2024. години износио 2,103 милиона m^3 и реализовао се из правца Бугарске преко транспортног система Гастрас д.о.о. Осим увоза по дугорочном и другим уговорима за увоз природног гаса из Руске Федерације, ЈП Србијагас је током 2024. године куповао природни гас од још једног снабдевача, и те количине су преузете из транспортног система Бугарске [39].

Процене будуће потрошње природног гаса приказане су у Стратегији развоја енергетике Републике Србије до 2040. године са пројекцијама до 2050. године [2] и Интегрисаном националном енергетском и климатском плану Републике Србије за период до 2030. са визијом до 2050. године [60]. Разматрана су два сценарија потрошње природног гаса: Референтни сценарио (БАУ), који представља наставак постојеће праксе и Сценарио С, сценарио жељеног развоја, који разматра интензивнију примену мера енергетске ефикасности и коришћење обновљивих извора енергије. Оба сценарија предвиђају пораст потрошње гаса, и у сектору трансформације енергије (нова когенерациона постројења и повећање учешћа природног гаса у топланама и енерганама), као и у сектору финалне потрошње енергије (таб. 30). Највећа разлика између разматраних сценарија је у финалној потрошњи енергије, која је у Сценарију С значајно мања због интензивног увођења ОИЕ и примене мера енергетске ефикасности посебно у сектору зградарства, као и већем учешћу електричне енергије и водоника у индустрији. С обзиром на пораст потрошње у периоду 2021-2024. године може се закључити да потрошња гаса има тренд који до 2030. године прате пројекције оба разматрана сценарија.

таб. 30: Пројекција потрошње гаса, у милионима Sm^3 [2]

	Сценарио С				Референтни сценарио			
	2030.	2035.	2040.	2050.	2030.	2035.	2040.	2050.
За производњу енергије трансформацијом	1.468,6	1.245,3	1.463,6	1.520,0	1.330,8	1.373,7	1.433,7	1.603,8
Финална потрошња енергије у енергетске	1.239,2	1.345,2	1.358,2	1.462,7	1.482,6	1.840,5	2.092,0	2.650,0

сврхе								
Неенерге-тска потрошња	849,8	342,8	371,4	400,0	316,5	352,1	386,6	435,4
Укупно расположиво за потрошњу	3.619,5	3.133,5	3.382,8	3.560,3	3.512,0	3.967,2	4.185,7	4.811,7

Транспортгас Србија је 2023. године, за потребе израде Плана развоја транспортног гасоводног система за период 2022-2031. година са планом инвестиција за период 2022-2024. [72], урадио процену укупних транспортованих количина природног гаса гасоводним системом у периоду од 2022. до 2031. година. У овом документу, процене транспортованих количина за потребе ОДС-а и за потребе крајњих купаца прикључених на транспортни систем су рађене на основу историјских података за период 2017 – 2021. година, затим на основу анкете ОДС-а и крајњих купаца прикључених на транспортни систем и процена из Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2025. године са пројекцијама до 2030. године²⁵. Подаци у таб. 31 односе се на период од 2025. године и усаглашени су са пројекцијама транспорта гаса из Плана развоја транспортног система ЈУГОРОСГАЗ - ТРАНСПОРТ д.о.о. [77].

таб. 31: Процена укупних транспортованих количина природног гаса гасоводним системом у периоду 2025- 2031. година, у милионима Sm³ [72], [77]

Година	2025.	2026.	2027.	2028.	2029.	2030.	2031.
Укупни транспорт са прекогр. транспортом	4.489,5	4.821,5	5.644,5	6.099,7	6.456,7	6.894,9	7.710,5
ППС Бачко Ново Село	-	-	600	800	900	1.000	1.500
Интерконекција Србија - БиХ	300	330	400	500	600	900	1.200
ППС Појате	146,6	151,1	155,0	159,3	164,2	169,1	174,5
ППС Зворник	294	296	298	300	304	308	310
Дистрибутери	2.008	2.068	2.130	2.194	2.259	2.291	2.297
Крајњи купци на транспортном систему	1.174	1.209	1.245	1.282	1.320	1.325	1.333
ПСГ Банатски Двор	400	600	650	700	750	750	750
За транспорт произвођачима природног гаса	152	152	151,4	148	142	135	129
Сопствена потрошња	3	3	3	3	3	3	3
Губици на транспортном систему	11,9	12,4	12,1	13,4	14,5	13,8	14

Гасни енергетски сектор у Европи последњих година карактеришу драматичне промене. Ратни сукоби у Украјини од фебруара 2022. године, а након тога суспензија пројекта „Северни ток 2”, прекид у раду „Северног тока 1”, ограничења количина и проблеми у раду гасовода преко Украјине и гасовода Јамал, довели су у потпуности у питање снабдевање највећег дела европског тржишта природним гасом из правца Русије. Снабдевање европског тржишта гасом из Руске федерације тзв. јужним коридором (преко Турске, Бугарске и Србије до Мађарске) се за сада несметано одвија, али се не може са сигурношћу тврдити да ће тако остати и у будуће. С друге стране, политика Европске

²⁵ Овај документ више није у важности.

уније након почетка ратних дешавања у Украјини иде у правцу напуштања природног гаса као енергента и потпуног престанка коришћења природног гаса који долази из Русије. Несумњиво је да ће сва ова дешавања у значајној мери одредити и будућу потрошњу природног гаса у Републици Србији.

Под претпоставком да не дође (из било ког разлога) до физичког прекида снабдевања природним гасом из правца Бугарске, начелно се може рећи да ће потрошња природног гаса у наредном периоду зависити од паритета цена природног гаса и осталих енергената, као и од дешавања у електроенергетском систему Републике Србије и потребе да се природним гасом надомести производња електричне енергије из угља. Такође, природни гас може да има и значајну улогу у балансирању обновљивих извора енергије. Значајан утицај на потрошњу природног гаса би могла да имају дешавања са великим привредним системима, значајним потрошачима природног гаса (нпр. Азотара Панчево, МСК Кикинда), реализација пројекта снабдевање Београда топлотном енергијом топлодалеководом из ТЕ „Никола Тесла А”, примена мера енергетске ефикасности у индустрији и широкој потрошњи и др.

Оно што је извесно, уколико не дође до драстичне промене у структури и интензитету потрошње природног гаса, с обзиром на предвиђени пад домаће производње природног гаса, може се очекивати даље повећање увозне зависности.

С техничког аспекта, додатне недостајуће количине природног гаса у наредном периоду се могу набавити увозом из Руске Федерације из правца Бугарске, изграђеним интерконективним гасоводом од бугарско-српске границе до српско-мађарске границе (гасовод гасовод на којем делатности транспорта и управљања транспортним системом обавља Гастранс д.о.о).

Поред тога, преко интерконектора са Бугарском (гасовод Ниш-Димитровград) постоји и могућност снабдевања природним гасом из Азербејџана, ЛНГ терминала у Грчкој, из Руске Федерације и др. За постизање пуног техничког капацитета овог интерконектора потребна је изградња регулационе станице Трупале и реконструкција ППС Појате. Такође, потребно је потписивање споразума о радном режиму између ОТС Транспортгас Србија д.о.о. и Yugorosgaz-Transport d.o.o. [104].

Алтернативна могућност је и снабдевање из правца Хоргоша - са европских ЛНГ терминала (закупом одговарајућих транспортних капацитета), односно куповина расположивог природног гаса на европском тржишту.

4.5.2. Мере за покривање вршне потрошње и мере које се предузимају у случају да један или више снабдевача не обезбеде довољне количине природног гаса

Усвојеним Правилима о раду транспортног система [68]-[71] ближе су уређене ситуације везане за расподелу капацитета и управљање преоптерећењем, као и управљање у случају поремећаја у транспортном систему.

У случају вршне потрошње, када је сума захтеваних капацитета за улаз/излаз за одређени временски период већа од капацитета за расподелу, оператор транспортног система расподељује сваком подносиоцу захтева капацитет пропорционално капацитету који је захтевао. Такође, оператор транспортног система има право да изврши ограничење или прекид прекидног капацитета на улазима/излазима уколико по пријему најава за наредни гасни дан утврди да су најављене количине природног гаса за наредни дан веће од техничког капацитета за одређени улаз/излаз. Оператор транспортног система врши ограничење прекидног капацитета тако да се прекид реализује са најмањим бројем ограничења, водећи рачуна о висини недостајућег капацитета, учесталости и трајању прекида у претходном периоду и интегритету транспортног система у целини.

Случај да један или више снабдевача не обезбеде довољне количине природног гаса се према Правилима о раду транспортног система третира као Поремећај на тржишту, односно као ситуација у којој је угрожена сигурност снабдевања крајњих купаца због опште несташице природног гаса и других ванредних околности које због недовољне понуде на тржишту природног гаса узрокују пад притиска у транспортном систему и угрожавају рад транспортног система. Оператор транспортног система, на основу плана ограничења потрошње природног гаса, спроводи мере ограничења испоруке природног гаса у случају опште несташице природног гаса, након што Влада донесе одлуку о примени ових мера. Ако Корисник²⁶ одбије да спроведе план ограничења испоруке природног гаса, оператор транспортног система Кориснику ограничава или прекида испоруку природног гаса. Оператор транспортног система је дужан да благовремено обавештава Кориснике и надлежне органе о планираним и очекиваним сметњама и прекидима у испоруци природног гаса, осим у случају када је неопходно тренутно предузети мере у циљу безбедног и несметаног функционисања дела или целог транспортног система.

Детаљна упутства за поступање у овим и у другим ситуацијама које утичу или могу утицати на нормално функционисање тржишта природног гаса у Републици Србији и/или угрожавају сигурност снабдевања су дата у Кризном плану ради обезбеђивања сигурности снабдевања природним гасом [17].

Искуства из ранијих кризних ситуација (прекид у испоруци гаса 2009. године, санкције међународне заједнице 90-их година), указују да је у таквим ситуацијама неопходно захтевати од крајњих купаца, који имају такву могућност, да замене природни гас другим енергентом, да је потребно водити рачуна о еколошким аспектима прекида у испоруци природног гаса индустријским корисницима и да је потребно остварити координацију са осталим енергетским системима (првенствено електроенергетским системом).

4.5.3. *Квалитет и ниво одржавања енергетских објеката*

Одржавање транспортног система и остале енергетске инфраструктуре у надлежности предузећа Транспортгас Србија се врши сагласно Правилнику о условима за несметан и безбедан транспорт природног гаса гасоводима притиска већег од 16 bar [78] и Правилима о раду транспортног система за природни гас [68], на која је Савет АЕРС-а дао сагласност, као и према Упутству за одржавање гасоводних објеката Транспортгас Србија. Правилима о раду су дефинисани услови за обезбеђење доброг одржавања које је неопходно испунити у фази пројектовања и извођења гасних станица, као и комплетна процедура везана за доношење и спровођење програма одржавања за наредну гасну годину. Програм одржавања садржи тачке примопредаје на које ће утицати планирано одржавање, временски период у којем ће капацитети на тачкама примопредаје бити умањени због одржавања, ниво умањења расположивог капацитета и опис радова који ће бити извршени, а који утичу на смањење транспортног капацитета, и обухватају радове на прикључењу на систем, испитивање, поправку, замену, поновно пуштање у рад, развој и проширење система, као и припремно-завршне радове потребне за одржавање. Програм одржавања на транспортном гасоводном систему „Транспортгас Србија” за 2024. годину²⁷ није имао радове на техничком одржавању система за транспорт природног гаса који су могли ограничити транспорт природног гаса кроз систем. Радови су обухватили замену секционих вентила са акуаторима.

²⁶ Привредни субјект или страно правно лице које има закључен Уговор о транспорту са ОТС-ом док је Уговор на снази

²⁷ <https://www.transportgas-srbija.rs/za-korisnike/planirana-odrzavanje>

Са становишта сигурности снабдевања, од кључног значаја је правилно одржавање транспортног система, који је сукцесивно грађен, тако да је више од половине мреже старо преко 40 година, а старост појединих деоница је и преко 50 година (таб. 32). На основу до сада извршених радова на санацији оштећења на гасоводима, установљено је да су спољашња оштећења углавном настала дејством корозије на цев (услед оштећења изолације на цеви, лошим постављањем изолације на цеви приликом извођења радова, итд), док су унутрашња оштећења карактеристична за гасоводе који транспортују домаћи гас. Санација је извршена на већини важнијих деоница [72].

Транспортгас Србија има у плану да изврши испитивање гасовода тзв. „интелигентним крацером” гасовода у дужини од 1.200 km. Добијени резултати испитивања тачно ће дефинисати проценат и локацију оштећења гасовода и омогућиће брзо и ефикасно отклањање оштећења реконструкцијом угрожених места. Ова активност обухвата и утврђивање стања постојећих магистралних гасовода високог притиска од Хоргоша до Ниша (дужине око 500 km), што треба да буде основ за техно-економску процену сврсисходности надоградње и модернизације ове деонице, односно евентуалне изградње новог гасовода паралелне трасе [2].

Поред самог цевовода и остали елементи транспортног система у надлежности Транспортгас Србија захтевају модернизацију. Потребно је урадити замену славина на блок станицама, чистачким кутијама, прикључних славина на одвојцима и улазних славина на објектима главних мерно регулационих станица. Поред тога, и саме главне мерно регулационе станице захтевају детаљну реконструкцију (замена дотрајале регулационе, сигурносне, запорне арматуре и мерне опреме, унапређење мерних система, побољшање филтрирања гаса и др).

таб. 32: Старост транспортног система Транспортгас Србија (пресек стања из 2022. године) [72]

Старост	Преко 50 година	40-50	30-40	20-30	10-20	1-10	Укупно
Дужина [km]	286,5	1.145,1	306,7	214,2	287,6	260,9	2.501,1
Удео [%]	11,45	45,78	12,26	8,57	11,50	10,43	100

Транспортни систем и остала енергетска инфраструктура у надлежности предузећа Yugorosgaz-Transport се одржавају према Упутству за одржавање гасоводних објеката и усвојеном програму одржавања за наредну гасну годину, сагласно Правилима о раду транспортног система за природни гас [70], на која је Савет АЕРС-а дао сагласност. Програм одржавања предвиђа месечне, кварталне, полугодишње и годишње прегледе одређених инсталација и потом, према потреби предузимање одговарајућих интервенција.

Одржавање гасовода у надлежности Гастрас д.о.о. се врши према усвојеним Правилима о раду транспортног система природног гаса [71] и донетом Програму техничког одржавања за период 2021-2023. година магистралног гасовода (интерконектора) „Граница Бугарске – граница Мађарске”. Компанија Гастрас д.о.о. је за потребе вршења услуге и радове на техничком одржавању и ремонту објеката у оквиру магистралног гасовода (интерконектора) „Граница Бугарске – Граница Мађарске” (линијски део гасовода, главни и резервни диспечерски центар и компресорска станица „Велика Плана”) ангажовала специјализовану компанију која врши планско редовно техничко одржавање и ремонт, а у случају потребе и непланско (интервентно и неинтервентно) техничко одржавање и ремонт, о чему доставља месечне извештаје.

Одржавање дистрибутивних система се врши у складу са Правилником о условима за несметану и безбедну дистрибуцију природног гаса гасоводима притиска до 16 bar [79] и

Правилима о раду дистрибутивних система које сваки од оператора дистрибутивних система подноси АЕРС-у на сагласност²⁸. Према Правилима сваки оператор дистрибутивног система усваја Програм одржавања за наредну гасну годину најкасније до 1. маја, узимајући у обзир, колико је то могуће, предлоге корисника и оператора повезаних дистрибутивних система. Програм одржавања садржи радове који утичу на смањење дистрибутивног капацитета, а обухватају радове на прикључењу на дистрибутивни систем, испитивање, поправку, замену, поновно пуштање у рад, развој и проширење система, као и припремно-завршне радове потребне за одржавање.

4.5.4. Мере подстицаја за нове инвестиције у истраживање, производњу, транспорт и складиштење природног гаса

У Републици Србији тренутно нема посебних мера подстицаја за нове инвестиције у истраживање, производњу, транспорт и складиштење природног гаса.

4.5.5. Планови за изградњу енергетских објеката за обезбеђење сигурности снабдевања

Сигурност снабдевања природним гасом се односи на обезбеђење и правовремено достављање потребних количина природног гаса потрошачима. Сигурност снабдевања се побољшава диверсификацијом извора и праваца снабдевања и изградњом гасних складишта. Као мера за оцену сигурности снабдевања система се користи (N-1) индикатор. Овај индикатор указује на дневну оперативну флексибилност гасоводног система и његову способност да одговори захтевима потрошње у екстремним условима. Рачуна се на следећи начин:

$$(N - 1) = \frac{E_{pm} + P_m + S_m - I_m}{D_{max}} \times 100 [\%]$$

Где су:

- D_{max} - укупна дневна потражња за гасом на дан највеће потражње за гасом која се статистички јавља једном у 20 година [$\text{Sm}^3/\text{дан}$],
- E_{pm} - сума техничких капацитета свих улаза из других транспортних система [$\text{Sm}^3/\text{дан}$],
- P_m - технички капацитет производње (укупни) [$\text{Sm}^3/\text{дан}$],
- S_m - максимални технички капацитет улаза из подземног складишта природног гаса [$\text{Sm}^3/\text{дан}$],
- I_m - технички капацитет највећег улаза у транспортни систем [$\text{Sm}^3/\text{дан}$].

За гасоводни систем се сматра да је у инфраструктурном смислу, са становишта сигурности снабдевања, задовољавајући уколико су капацитети улаза у транспортни систем такви да се задовоље укупне потребе за природним гасом и у случају прекида појединачно највеће инфраструктуре на улазу у транспортни систем, током дана са изузетно великим потребама за природним гасом која се статистички јављају једном у 20 година. Ово одговара вредностима (N-1) индикатора већим од 100%.

За гасоводни систем Републике Србије вредности улазних параметара потребних за рачунање (N-1) индикатора у 2024. години, износе:

$E_{pm} = 55,05$ милиона $\text{Sm}^3/\text{дан}$ (технички капацитет улаза на Хоргошу – 13,85 милиона $\text{Sm}^3/\text{дан}$ и два улаза из правца Бугарске: код Зајечара – 35,7 милиона $\text{Sm}^3/\text{дан}$ и Димитровград – 5,5 милиона $\text{Sm}^3/\text{дан}$) [72],

$P_m = 1,573$ милиона $\text{Sm}^3/\text{дан}$ [72],

$S_m = 5,0$ милиона $\text{Sm}^3/\text{дан}$ (ПЦГ Банатски Двор),

$I_m = 35,7$ милиона $\text{Sm}^3/\text{дан}$ (технички капацитет улаза из правца Бугарске)²⁹,

²⁸ <https://www.aers.rs/pravila-o-radu-distributivnog-sistema-1>

²⁹ <https://gastrans.rs/transparentnost/krtak-opis-gasovoda-i-tacaka-interkonekcije-sa-nazivima-oso/>

$D_{max} = 17,744$ милиона $\text{Sm}^3/\text{дан}$ (остварен 19.01.2017. године) [72].

Израчуната вредност (N-1) индикатора за 2023. годину је: (N-1) = 146% и инфраструктурни стандард је задовољен.

Кључни планирани инфраструктурни енергетски објекти (интерконеције, складишта, транспортни систем) чија изградња значајно доприноси обезбеђењу и подизању сигурности снабдевања су [72], [80], [103]:

Пројекат проширења капацитета подземног складишта гаса Банатски Двор

Проширење капацитета складишта Банатски Двор са 350 милиона m^3 на 750 милиона m^3 са максималним техничким капацитетом повлачења од 10 милиона $\text{Sm}^3/\text{дан}$ ($415.000 \text{ m}^3/\text{h}$) и максималним техничким капацитетом утискивања од 5,8 милиона $\text{Sm}^3/\text{дан}$ ($242.000 \text{ m}^3/\text{h}$). Пројекат проширења је урађен као допунски рударски пројекат. Издаја је грађевинска дозвола. У току је бушење додатних бушотина. Током 2026. године се очекује набавка компресора и остале опреме и пуштање у рад проширеног складишта.

Пројекат гасне интерконеције Република Србија - Румунија, гасовод Мокрин - Арад (граница са Румунијом)

Транспортни системи се повезују гасоводом пречника DN600, номиналног притиска 63 bar. Дужина гасовода на територији Румуније је око 85 km, а на територији Србије 13,1 km. Очекивани годишњи капацитет гасовода ће бити у опсегу 1.600 – 2.500 милиона Sm^3 .

Повећава се сигурност снабдевања, поузданост функционисања система (растерећење магистралног правца Хоргош-Батајница) и отвара могућност набавке румунског природног гаса или гаса из гасовода БРУА. Додатно, на територији Србије потребно је изградити деоницу номиналног притиска 63 bar дужине 3,3 km до места повезивања са будућим гасоводом за ПСГ Банатски Двор и Београд (чвориште Наково). У чворишту Наково предвиђа се изградња контролне MC45, почетак деонице за ПСГ Банатски Двор, као и измештање почетка гасовода МГ-03, са чистачким местом и МРС46. Деоница од чвора Наково до везе са садашњим гасоводом МГ-03 је дужине 10,2 km, пречника DN600 и номиналног притиска 50 bar.

Завршетак изградње ове интерконеције је планиран за 2027. годину.

Пројекат гасне интерконеције Република Србија - Република Северна Македонија (МГ 14 ГРЧ Орљане - Лесковац - Врање - граница са Републиком Северном Македонијом - Деоница Врање-граница са Македонијом)

Овим пројектом извршило би се повезивање гасоводних система Републике Србије и Републике Северне Македоније, које би се са српске стране реализовало изградњом гасовода пречника DN500 од Врања до границе са Републиком Северном Македонијом у дужини од око 47 km. У циљу обезбеђења услова за изградњу интерконектора Србија - Северна Македонија у смислу захтеваног потребног капацитета потребно је синхронизовано радити на изградњи транспортног гасовода Орљане-Лесковац-Врање. У складу са новом стратегијом развоја Европске мреже гасовода, гасовод треба да омогући и транспорт водоника ("Hydrogen ready"). Технички капацитет гасовода је 1,5 милијарди m^3 годишње. Имплементацијом Пројекта повећала би се сигурност у снабдевању, омогућили би се алтернативни правци снабдевања Републике Србије природним гасом и повећале би се могућности за диверсификацију извора снабдевања кроз повезивање путем других националних гасоводних система са ТАП³⁰ и ТАНАП³¹ гасоводима.

³⁰ Транс-Јадрански гасовод (ТАП), дужине 878 km, који повезује Турску, Грчку, Албанију и Италију, оперативан од 2020. године

³¹ ТАНАП гасовод (Транс-Анадолиски гасовод) се протеже преко територије Турске и повезује ТАП и тзв. Шах Дениз гасоводом. Омогућава снабдевање гасом из Азербејџана.

Завршетак изградње ове интерконекције је планиран за 2028. годину.

Пројекат гасне интерконекције Република Србија - Република Хрватска

Национални гасни транспортни системи Србије и Хрватске нису повезани. То је чињеница која доводи до немогућности постизања стратешких циљева Европске уније, који подразумевају развој гасног тржишта које ће бити оперативно и у потпуности интегрисано и као такво осигурати сигурност снабдевања гасом. Предвиђа се да се транспортни гасни системи Србије и Хрватске повежу гасоводом пречника DN600, номиналног притиска 74 bar. Дужина на територији Србије је 95 km, од чворишта Госпођинци до тачке преласка границе код места Бачко Ново Село. Пројектована година завршетка ове интерконекције је 2031.

Пројекат гасне интерконекције Република Србија - БиХ

Национални гасни транспортни системи Србије и БиХ су повезани гасоводом пречника DN400, номиналног притиска 50 бар. Овај гасовод такође служи за снабдевање западне Србије (Шабац, Лозница) и лимитираног је капацитета.

Због тога се предвиђа изградња транспортног гасовода пречника DN500, номиналног притиска 50 bar, дужине на територији Србије од 90 km, са краком за Лозницу дужине 12 km. Гасовод се води од места повезивања на гасовод МГ-04/2 код Инђије до тачке преласка границе код места Ново Село. На крају гасовода се предвиђа мерна станица на територији Републике Србије. Пројектована година завршетка ове интерконекције је 2030.

Гасовод Мокрин-ПСГ Банатски Двор- ПСГ Итебеј - Панчево - Београд југ

За потребе стварања резервног правца снабдевања и стварања могућности за директно повезивање ПСГ Банатски Двор са највећим потрошачима у Панчеву и Београду, као и за омогућавање искоришћења интерконекције са Румунијом у пуном обиму, потребно је изградити гасовод од будућег чворишта Наково на гасоводу за Румунију, преко подземног складишта Банатски Двор и Панчева, до локације јужно од Београда, у реону Зуца. Потребно је изградити транспортни гасовод пречника DN600, пројектног притиска 63 bar, у дужини од 150 km. Изградњом овог гасовода би се створили услови за повезивања могућих, будућих складишта гаса у Итебеју, Тилви и Честерегу на транспортни систем. Пројектована година завршетка овог гасовода је 2029.

4.5.6. Превентивни акциони план и Кризни план ради обезбеђивања сигурности снабдевања природним гасом

Влада Републике Србије је 2018. године донела Превентивни акциони план [16] и Кризни план ради обезбеђивања сигурности снабдевања природним гасом [17].

Превентивни акциони план ради обезбеђивања сигурности снабдевања природним гасом садржи процену ризика у погледу остваривања сигурности снабдевања, као и мере за ублажавање утврђених ризика које се односе на потребан транспортни капацитет којим би се задовољила укупна потражња за природним гасом и обезбеђивање снабдевања одређених група крајњих купаца природног гаса. Превентивни акциони план је припремљен у складу са чланом 315. Закона [1] и у складу са чланом 5. Директиве 994/2010 Европског Парламента и Савета од 20. октобра 2010. године о мерама заштите сигурности снабдевања природним гасом и стављања ван снаге директиве Савета 2004/67/EZ³² [82]. Документ је обухватио процену ризика прописану чланом 9. Директиве

³² Ова Директива више није у важности и замењена је Директивом (ЕУ) бр. 1938/2017 Европског парламента и Савета [100], а Енергетска заједница је урадила транспозицију овог прописа Одлукама Министарског савета Енергетске заједнице 2021/15/МС-ЕЗ и

994/2010, превентивне мере којима се решавају утврђени ризици и преглед надлежности релевантних институција и енергетских субјеката у погледу обезбеђења сигурног снабдевања природним гасом.

Са становишта снабдевања, утврђени најризичнији случајеви се јављају код прекида испоруке гаса на улазној тачки Хоргош, а затим код прекида снабдевања из подземног складишта Банатски Двор.

У циљу ублажавања утврђених ризика и обезбеђења сигурног снабдевања природним гасом, Превентивним акционим планом су предложене следеће мере и активности:

- реализација интерконекција са земљама региона, изградња новог правца снабдевања природним гасом, проширење и изградња нових складишних капацитета, као и реализација других пројеката који утичу на смањење потрошње природног гаса у складу са Стратегијом [2] и Уредбом о утврђивању Програма остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2025. године са пројекцијама до 2030. године за период од 2017. до 2023. године [3];
- успостављање оперативних резерви енергената у складу са чланом 345. Закона [1];
- формирање обавезних резерви природног гаса у складу са чланом 346. Закона [1];
- успостављање регионалне сарадње деловању у случају кризних ситуација.

Кризним планом су утврђене мере и енергетски субјекти који ће бити задужени за обезбеђивање сигурности рада транспортног система и сигурности снабдевања одређених група крајњих купаца у случају опште несташице природног гаса.

Кризни план је припремљен у складу са чланом 315. Закона о енергетици и у складу са чланом 10. Директиве 994/2010 и заснован је на три нивоа кризе у случају несташице природног гаса:

- Ниво 1 - рано упозорење: у случају када постоје конкретне, озбиљне и поуздане информације да би могао да наступи догађај који вероватно може резултирати значајним погоршањем стања снабдевања и који може водити активирању Нивоа 2 или Нивоа 3;
- Ниво 2 - приправност: у случају када се појави поремећај у снабдевању или изузетно висока потражња за гасом која резултира значајним погоршањем стања снабдевања, али тржиште још увек може да функционише с тим поремећајем односно потражњом без ослањања на нетржишне мере;
- Ниво 3 - општа несташица: у случају изузетно високе потражње за гасом, значајног поремећаја у снабдевању или другог значајног погоршања стања снабдевања, те у случају да су спроведене све релевантне тржишне мере, али снабдевање гасом није довољно за задовољење преостале потражње за гасом, тако да се додатно морају увести и нетржишне мере, посебно с циљем осигуравања снабдевања гасом заштићених купаца.

Кризним планом је дефинисана улога и одговорност енергетских субјеката за природни гас и индустријских купаца, као и њихова интеракција са надлежним органима, дат је преглед надлежности релевантних институција (Влада, Министарство надлежно за послове енергетике, и Посебна радна група коју оно формира, Републичка дирекција за робне резерве и предузећа Транспортгас Србија, снабдевачи природним гасом, ЕПС АД, ЕМС АД, велики купци природног гаса, оператори транспортних, односно

дистрибутивних система природног гаса, оператор складишта природног гаса и енергетски субјекти који обављају делатност производње електричне енергије и/или комбиноване производње електричне и/или топлотне енергије) у случају несташице природног гаса. Овим планом су утврђене детаљне процедуре којих се треба придржавати за сваки ниво кризе, укључујући одговарајуће шеме токова информација, описани су механизми који се користе за сарадњу са другим државама за сваки ниво кризе, описане су обавезе извештавања предузећа за гас за сваки ниво кризе и утврђена је листа претходно дефинисаних активности за обезбеђивање гаса у случају кризе.

5. НАФТА И ДЕРИВАТИ НАФТЕ

У складу са Законом о енергетици [1] лиценциране енергетске делатности из сектора нафте и биогорива су:

- производња деривата нафте,
- транспорт нафте нафтоводима,
- транспорт деривата нафте продуктоводима,
- трговина нафтом, дериватима нафте, биогоривима, биотечностима, и компримованим природним гасом, утечњеним природним гасом и водоником,
- трговина моторним и другим горивима на станицама за снабдевање превозних средстава,
- складиштење нафте, деривата нафте, биогорива,
- производња биогорива,
- производња биотечности,
- намешавање биогорива са горивима нафтног порекла,
- намешавање биотечности са горивима нафтног порекла,
- трговина горивима за пловила,
- трговина горивима ван станица за снабдевање превозних средстава и
- пуњење посуда за течни нафтни гас, компримовани и утечњени природни гас.

Енергетску делатност може да обавља јавно предузеће, привредно друштво, односно друго правно лице или предузетник који има лиценцу за обављање енергетске делатности.

Транспорт нафте нафтоводима и транспорт деривата нафте продуктоводима су енергетске делатности које Закон о енергетици утврђује као делатности од општег интереса и које се обављају у складу са овим и законом којим се уређује положај јавних предузећа. Остале наведене енергетске делатности се обављају у складу са тржишним принципима.

За енергетску делатност транспорта нафте, деривата нафте и биогоривима другим облицима транспорта по Закону о енергетици није потребна лиценца, али је делатност важна за сигурност снабдевања и биће обрађена у даљем тексту.

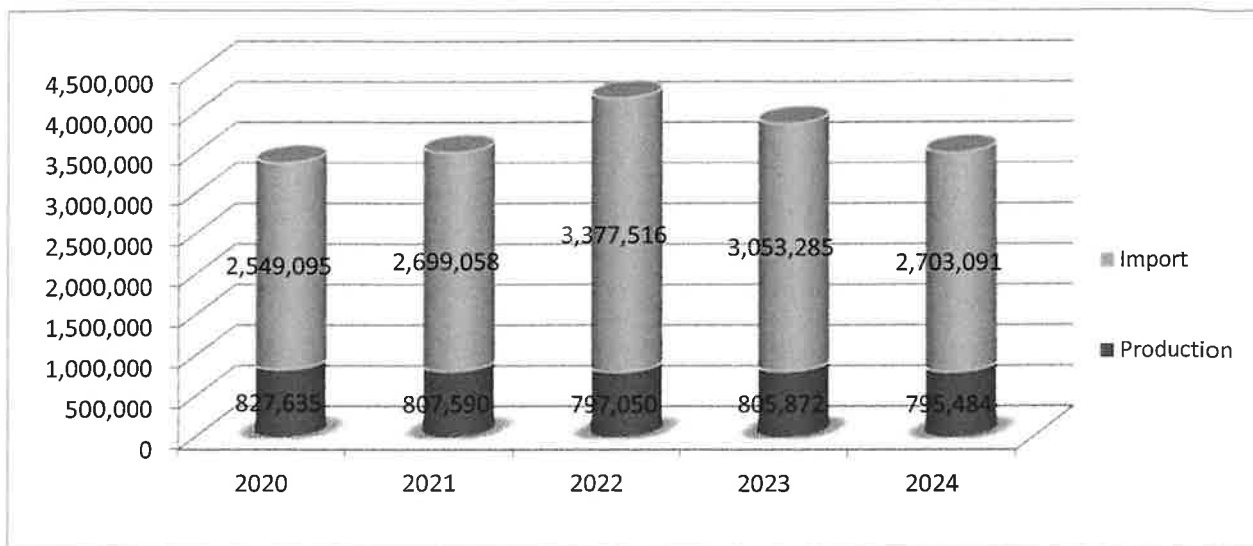
5.1. Производња, увоз, извоз и потрошња нафте и деривата нафте

5.1.1. Сирова нафта

Неопходне количине сирове нафте за прераду се обезбеђују из увоза (преко 70%), а нешто мањи удео из производње са домаћа 64 нафтно/гасна поља и око 866 производних бушотина. Највећи број нафтних поља лоциран је на подручју Војводине у области Бачке (Велебит, Турија), Северног Баната (Киkinда), Средњег Баната (Зрењанин) и Јужног Баната (Јерменовци, Јаношк) као и са нафтних поља у области Стилг око Пожаревца (Сираково, Брадарац, Маљуревац) [81].

Производњу и прераду сирове нафте у Србији обавља само НИС А.Д. Нови Сад, док је последњих година и по питању увоза једина на тржишту Републике Србије.

Такође, НИС А.Д. Нови Сад поседује концесију на једном блоку у Анголи где је од 1985. године до данас произведено око 4,2 милиона тона сирове нафте. Нафта произведена у Анголи (око 30.000 тона) не улази у Енергетски биланс [32].

сл. 5: Упоредни приказ производње и увоза сирове нафте (у тонама) у последњих пет година [31]

Сирова нафта (у тонама)	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
Производња	827.635	807.590	797.050	805.872	795.484
Увоз	2.549.095	2.699.058	3.377.516	3.053.285	2.703.091
Укупно	3.376.730	3.506.648	4.174.566	3.859.157	3.497.575

Домаћа производња сирове нафте (сл. 5) бележи пад у 2024. у односу на 2023. годину док се истовремено недостајуће количине обезбеђују из увоза који је у 2024. износио 2.703.091, а у 2023. години 3.053.285 тона. Енергетским билансом за 2025. годину је предвиђено 820.000 тона производње [31].

Увозна сирова нафта се транспортује у највећој мери нафтоводом над којим делатност транспорта и управљања транспортним системом обавља Транснафта АД, који код Бачког Новог Села из Хрватске улази у Републику Србију као наставак Јадранског нафтовода који почиње на Омишљу (Острво Крк, Република Хрватска), даље се наставља до Новог Сада и даље до Панчева. Други видови транспорта сирове нафте као што су железнички и речни нису заступљени. Претходних година одређена количина цца 200.000 тона се допремала вагон цистернама из Румуније.

Нафта произведена са домаћих лежишта отпрема се са сабирних и отпремних станица нафтоводима до Рафинерије Нови Сад и даље на прераду у Рафинерију Панчево, а одређен проценат (<10%) аутоцистернама до Рафинерије Панчево.

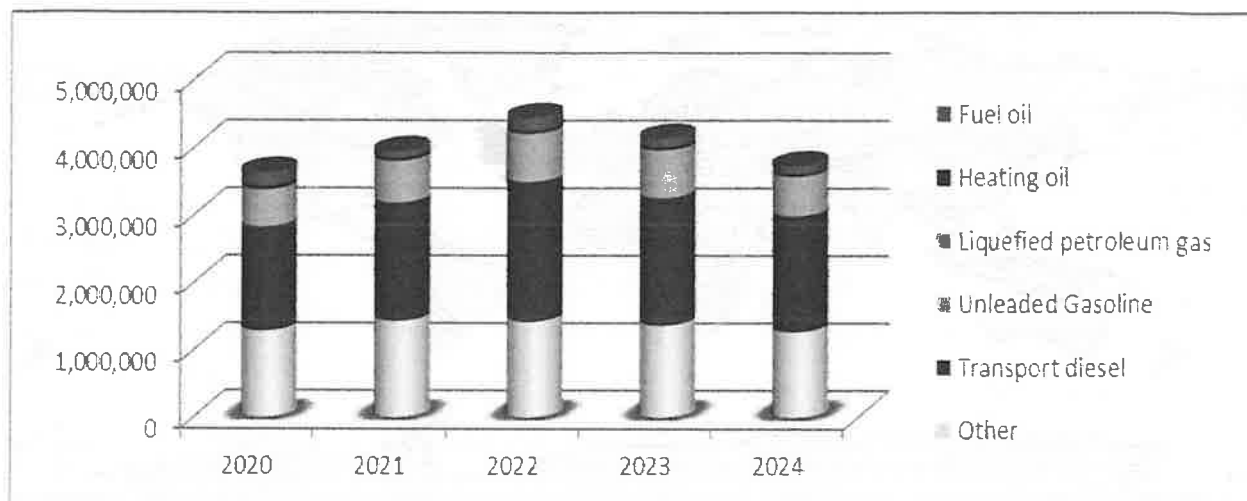
5.1.2. Деривати сирове нафте

Снабдевање дериватима нафте се врши из увоза и из домаће прераде сирове нафте, добијене у Рафинерији у Панчеву. Рафинерија Панчево, у склопу НИС А.Д. Нови Сад једина врши прераду сирове нафте, док се деривати природног гаса и кондензата природног гаса производе у Рафинерији гаса Елемир и у постројењима бившег Хипол а.д, а сада „Стандард гас д.о.о. Нови Сад” (Стандард гас) [39].

Количине произведених деривата у 2024. години (сл. 6) износиле су 3.733.335 тона што у односу на 2023. годину представља смањење од 10,81%. Рафинерија Панчево је у односу на 2023. годину у 2024. смањила производњу течног нафтног гаса за 26,03%, као и уља за ложење за 5,78%. У 2024. години производња деривата је нижа за око 9,75%. [31].

Деривати произведени у Рафинерији Панчево се отпремају вагон цистернама, речним пловним објектима (речни танкер, барже, самохотке) и аутоцистернама. Транспорт продуктоводима се не обавља јер не постоји изграђена мрежа продуктовода.

сл. 6: Производња деривата нафте (у тонама) – упоредни приказ за период 2020-2024. година [31]



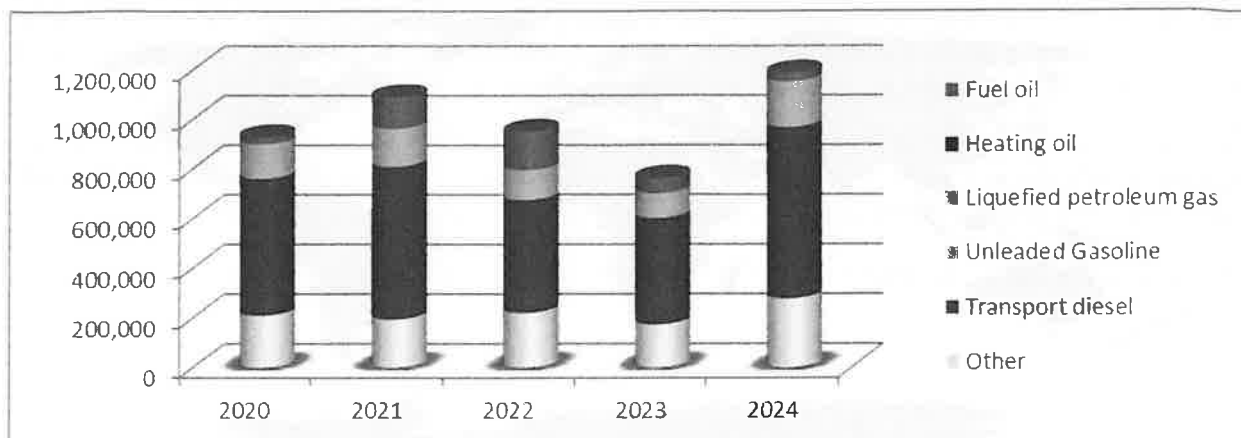
Деривати нафте (у тонама)	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
Евродизел	1.543.221	1.751.629	2.070.634	1.888.221	1.714.636
Моторни бензин	451.377	504.957	563.125	559.018	475.825
Течни нафтни гас	99.610	116.729	150.797	149.679	110.724
Гориво за ложење	50.736	42.958	45.767	39.036	32.731
Уља за ложење	202.725	99.500	188.081	129.572	122.088
Остали деривати	1.288.045	1.433.797	1.425.151	1.371.294	1.277.331
Укупно	3.635.714	3.949.570	4.443.555	4.136.820	3.733.335

У 2024. години је забележен раст увоза (сл. 7) и увезена количина деривата је износила 1.185.069 тона. Карактеристично је да је у 2024. години значајан увоз последица дугог периода капиталног ремонта у Рафинерији Панчево.

Моторна горива у 2024. години бележе раст увоза од око 65,84%. Анализирајући структуру увезених деривата следи да је највише увезено евродизела и то углавном из Мађарске, Бугарске и Румуније. Бензини су увожени из Мађарске, Аустрије и Румуније [31].

Количине из увоза се допремају пловним објектима (барже, речни танкери) реком Дунав и Савом, затим вагон цистернама железницом, а одређена количина и аутоцистернама.

сл. 7: Увоз деривата нафте – упоредни приказ за период 2020-2024. година [31]



Увоз деривата нафте (у тонама)	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
Евродизел	549.469	614.320	453.322	427.428	688.836
Моторни бензин	58.416	68.675	62.701	63.684	127.089
Течни нафтни гас	82.069	85.047	58.293	36.467	59.024
Гориво за ложење	0	0	0	0	29
Уља за ложење	26.383	126.578	153.873	59.837	32.496
Остали деривати	210.306	194.165	220.919	173.747	277.595
Укупно	926.643	1.088.785	949.108	761.163	1.185.069

У 2024. години дошло је до пораста извоза деривата (сл. 8) на количину од 709.479 тона, што представља раст од 20,89%. Нарочито је значајан раст извоза моторних горива у 2024. у односу на 2023. годину. У 2024. години из Републике Србије је укупно извезено 332.434 тона моторних горива, што је 5,57% више него претходне године. Најзаступљенији је био дизел са 207.786 тона који у односу на претходну годину бележи раст извоза од 39,59%, затим следи бензин са 101.730 тона који бележи пад од 25,00%. Истовремено течни нафтни гас бележи пад извоза за 24,63%. Од осталих деривата нафте значајан је извоз битумена од 52.190 тона. У 2024. години дошло је до раста извоза деривата и то за око 20,89% у односу на 2023. годину [31].

Влада Републике Србије је у јуну 2022. години донела Одлуку о привременој забрани извоза евродизела EN 590 (Службени гласник РС број 73/2022) која је била орочена на 7 дана али је више пута продужавана да би од новембра 2022. проширена и на уља за ложење.

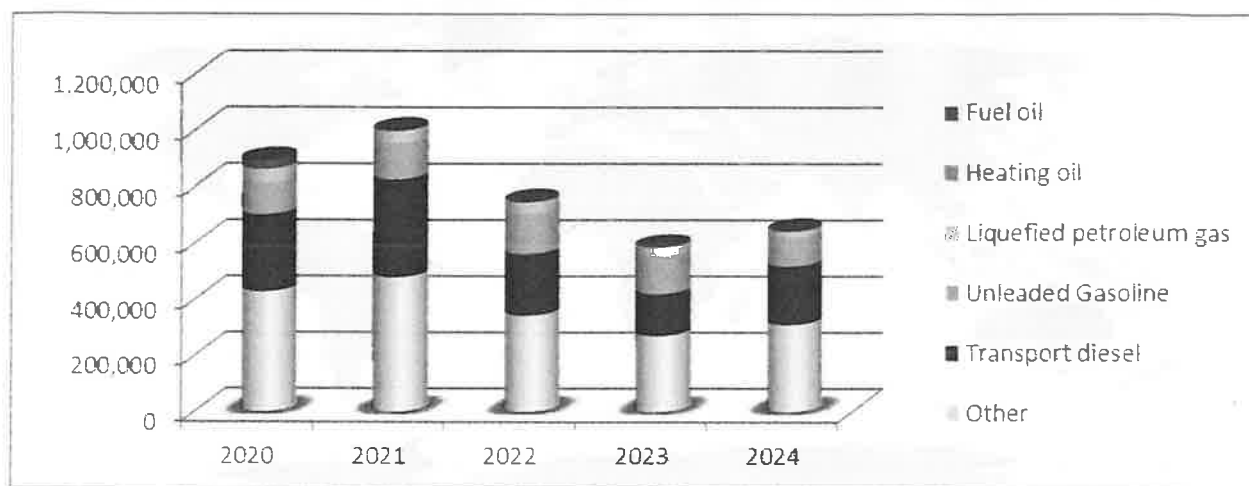
Извоз деривата врши се и пласманом дизел горива на бункер станицама на четири локације дуж тока реке Дунав: Велико Градиште, Нови Сад, и Прахово, а половином 2015. године НИС а.д. Нови Сад је пустио у рад бункер станицу Београд за снабдевање бродова у домаћем и ино транспорту. У Смедереву је такође изграђена бункер станица али за снабдевање само домаћих бродова у земљи. На бункер станицама је током 2024. године пласирано на тржиште 3.693 тона дизел горива док је у претходној години 4.215 тона [31].

У мају 2018. године су донете измене и допуне Закона о пловидби и лукама на унутрашњим водама чије је област бункер станица за снабдевање бродова јасно уређена.

Законом о пловидби и лукама на унутрашњим водама („Службени гласник РС”, бр. 73/10, 121/12, 18/15, 96/15 - др. закон, 92/16, 104/16 - др. закон, 113/17 - др. закон, 41/18, 95/18 -

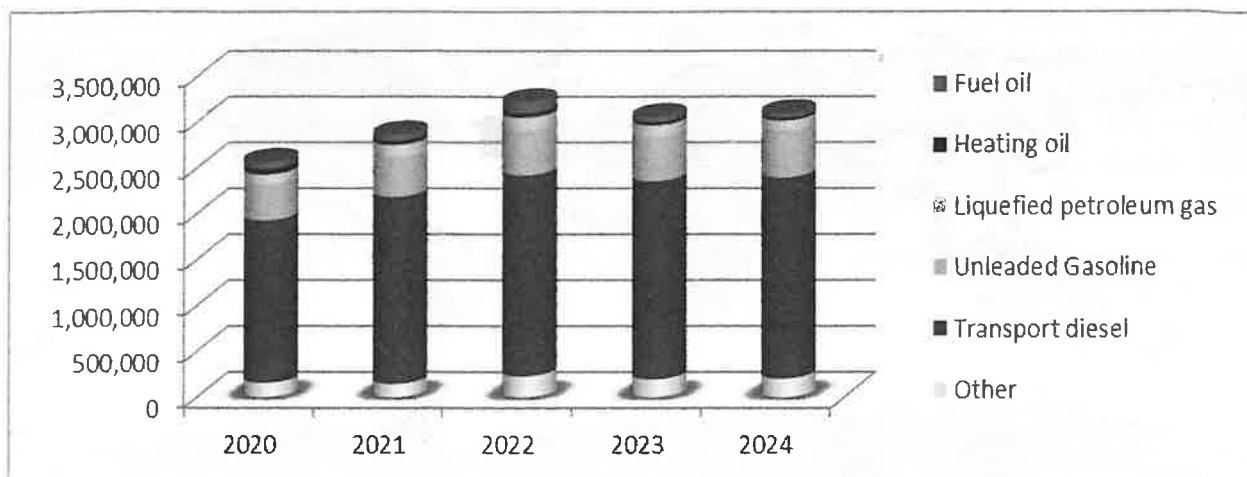
др. закон, и 37/2019 - др. закон, 9/2020 и 52/2021) предвиђено је да бродари, лучки оператери и Дирекција за водне путеве ускладе своје пословање са одредбама тог закона најкасније до 31. децембра 2018. године. До краја 2022. године већина компанија које складиште деривате нафте у резервоарима на речним терминалима су ускладили своја пословања са важећим прописима на одговарајући начин. Лиценцу за обављање делатности трговине горивима за пловила имају привредно друштво Сибир Инвест из Пожаревца и НИС. Обе компаније бункер станице имају у Великом Градишту на реци Дунав, док НИС поседује и у Прахову.

сл. 8: Извоз деривата нафте – упоредни приказ за период 2020-2024. година [31]



Извоз деривата нафте (у тонама)	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
Евродизел	273.619	347.740	218.676	148.859	207.786
Моторни бензин	112.025	130.177	144.069	135.635	101.730
Течни нафтни гас	49.657	41.795	40.272	30.408	22.918
Гориво за ложење	0	0	0	0	0
Уља за ложење	30.582	2.572	1.350	100	65
Остали деривати	429.183	480.374	344.274	271.864	312.045
Укупно	895.066	1.002.658	748.641	586.866	709.479

Финална потрошња за енергетске сврхе за 2024. годину (сл. 9) је на нивоу од 3.090.868 (повећање од 1,29% у односу на 2023. годину), док је у 2023. нижа за око 5% у односу на 2022. годину. У структури финалне потрошње деривата за 2024. годину, индустрија учествује са 11%, саобраћај са 79%, а остали сектори са 10% [31].

сл. 9: Упоредни приказ финалне потрошње деривата нафте (у тонама) за период 2020-2024. година [31]

Потрошња деривата нафте (у тонама)	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
Евродизел	1.765.554	2.030.438	2.184.378	2.154.931	2.185.054
Моторни бензин	394.533	442.966	489.670	483.292	519.300
Течни нафтни гас	107.450	127.488	144.366	128.966	105.164
Гориво за ложење	58.437	39.859	41.301	31.949	26.466
Уља за ложење	76.786	71.923	124.510	55.517	49.601
Остали деривати	157.840	147.586	232.165	196.827	205.283
Укупно	2.560.600	2.860.260	3.216.390	3.051.482	3.090.868

Напомена: Приказане вредности производње, увоза, извоза и потрошње нафте и деривата нафте за 2024. годину представљају процењене податке јер у току израде документа нису доступни коначни.

5.2. Сигурност снабдевања нафтом и дериватима нафте

5.2.1. Биланс нафте и деривата нафте за 2025. годину – Планови

Биланс сирове нафте, деривата нафте и биогорива обухвата производњу, увоз и извоз сирове нафте, прераду сирове нафте у рафинеријама као и производњу, увоз, извоз и потрошњу деривата нафте и стање залиха.

Енергетски биланс Републике Србије за 2025. годину [31] дефинисан је у највећој мери у складу са реализацијом и проценама до краја 2024. године. Тачне количине свих енергената могу се сагледати тек крајем 2025. године.

У складу са Енергетским билансом [31] снабдевање сировом нафтом и полупроизводима за прераду у рафинеријама обезбедиће се из домаће производње у износу од 0,820 милиона тона (20%), док ће се из увоза обезбедити потребна количина сирове нафте и полупроизвода у износу од 3,214 милиона тона (80% од укупних потреба).

Прерада домаће и увозне и сирове нафте из залиха, као и компоненти за прераду (полупроизводи) ће се вршити само у Рафинерији Панчево.

У 2025. години прерада сирове нафте и полупроизвода планирана је у количини од 4,182 милиона тона [31].

Имајући у виду укупне потребе за нафтним дериватима у 2025. години, као и планирану домаћу производњу нафтних деривата, недостајуће потребне количине нафтних деривата у износу од 0,8 милиона тона обезбедиће се из увоза.

У 2025. години је планиран и извоз нафтних деривата од 0,615 милиона тона. Финална потрошња деривата нафте у 2025. години планирана је у количинама од 3,637 милиона тона, од чега је у неенергетске сврхе планирано 0,561 милион тона, док је у енергетске сврхе планирана вредност у износу од 3,076 милиона тона. У структури ове финалне потрошње нафтних деривата за 2025. годину, индустрија учествује са 11,7%, саобраћај са 82%, а остали сектори са 6,3%.

Дугорочно гледано потрошња деривата је планирана у складу са Стратегијом [2].

таб. 33: Пројекција потрошње до 2030. године [2]

Потрошња	Производ	Јединица	Период (година)		
			2020.	2025.	2030.
Потрошња примарне енергије	Сирова нафта и полупроизводи	хиљада тен	3.822	4.049	4.312
Финална потрошња	Деривати нафте	хиљада тен	3.368,8	3.595,6	3.853,1

5.2.2. Мере које се предузимају у случају када је угрожена сигурност снабдевања нафтом и дериватима нафте

У делу сигурности снабдевања, област нафте уређена је и Законом о робним резервама [23], којим се уређују услови за формирање, финансирање, размештај, коришћење и обнављање обавезних резерви нафте и деривата нафте, обезбеђење и одржавање простора за смештај и чување, као и пословање и управљање обавезним резервама и складишним простором на територији Републике Србије, као и Законом о енергетици, којим је образована Управа за резерве енергената, као орган управе у саставу Министарства надлежног за послове енергетике, за обављање извршних и стручних послова који се односе на обавезне резерве нафте и деривата нафте и обавезне резерве природног гаса.

На основу Закона о робним резервама, Влада Републике Србије је 2019. године усвојила Уредбу о утврђивању програма мера у случају када је угрожена сигурност снабдевања енергијом и енергентима - кризни план („Службени гласник РС”, број 63/2019). Кризни план садржи поступке и критеријуме за утврђивање поремећаја у снабдевању, надлежности и одговорности јавних и приватних субјеката ради отклањања поремећаја у снабдевању и поступке за нормализацију снабдевања тржишта Републике Србије. Програм садржи и поступање у случају доношења међународне одлуке о пуштању обавезних резерви на тржиште.

Сходно Закону о робним резервама донети су дугорочни, средњерочни и краткорочни програми формирања обавезних резерви [23].

Републичка дирекција за робне резерве у складу са Законом складишти у својим резервоарима обавезне резерве деривата нафте, управља изградњом нових и реконструкцијом постојећих складишних капацитета Дирекције који се финансирају из буџета Републике Србије [31].

У складишту нафтних деривата Смедерево Управа за резерве енергената је од 2020. године финансирала изградњу 4 резервоара од по 20.000 m³ за складиштење нафтних

деривата. Исходовање употребних дозвола и стављање поменутих резервоара у функцију очекује се у току децембра месеца 2025. године. Укупан складишни потенцијал је 80.000 m³ за складиштење 66.000 тона нафтних деривата обавезних резерви Републике Србије, што ће увећати укупне резерве за 8 дана према броју дана просечне дневне домаће потрошње. Међутим, и поред завршених грађевинских радова у току је усаглашавање пројекта и повезивање у јединствени управљачки систем, технички пријем и добијање употребне дозволе, тако да је новим анексима предвиђен рок 31.12.2025. године за завршетак свих радова и исходавања потребних дозвола како би резервоари добили своју функционалну намену.

Такође, Управа за резерве енергената годишње спроводи избор извођача за квалитативну и квантитативну анализу деривата као и избор осигуравајуће куће за осигурање робе на складиштењу.

У месецу мају 2021. године Влада Републике Србије је усвојила Акциони план за формирање и одржавање обавезних резерви сирове нафте и нафтних деривата јун 2021-децембар 2026.

Акциони план је израђен како би се испунило захтевано подношење акционог плана Европској Унији, док истовремено описује специфични план за формирање и одржавање обавезних резерви нафте у складу са Директивом 2009/119/ЕЗ о минималним резервама нафте и нафтних производа.

Акциони план описује: постојећи правни оквир и преостало усклађивање законодавства ради пуног транспоновања Директиве, надлежни орган у потпуности одговоран за формирање српских обавезних резерви нафте у складу са Директивом, финансирање складиштења српских обавезних резерви нафте, процењене минималне обавезе складиштења резерви према Директиви, неопходно прикупљање података и извештавање за потребе Директиве, састав обавезних резерви који ће временом бити дефинисан, спецификације квалитета течних горива која ће се чувати као обавезне резерве, количина складишних капацитета потребних за обавезне резерве, укључујући количине тренутно доступне и у јавним и у приватним објектима, планирану динамику за формирање хитних резерви (распоред набавки, накнадни захтеви за капацитетом, политика набавке и улагања у капацитете, финансирање), организациону структуру и планирање реаговања у ванредним ситуацијама и распоред за спровођење Акционог плана.

У току 2024. године обавезне резерве су увећане за 1.024 тоне евро дизела, у односу на 2023. годину и износиле су 41 дан просечног дневног нето увоза, што представља ниво обавезних резерви од 308.255 тона. До 2027. године планира се увећање обавезних резерви нафте и нафтних деривата до нивоа просечне дневне домаће потрошње за 61 дан или 534.600 тона еквивалента сирове нафте како је предвиђено Акционим планом из 2021. године.

Обавезне резерве нафте и нафтних деривата на крају 2023. године биле су формиране на нивоу 38 дана просечне дневне домаће потрошње и износиле су 257.231 тона физички ускладиштене робе у Републици Србији и 50.000 тона у „тикетима” - опцијским уговорима.

На крају 2024. године обавезне резерве нафте и нафтних деривата формиране су за 41 дан просечног дневног нето увоза. Према врсти деривата Република Србија физички расположе са следећим количинама:

- Евро дизел: 128.257,852 тона;
- БМБ: 14.541,150 тона;

- Млазно гориво (JET): 3.864,113 тона;
- Мазут: 25.496,205 тона;
- Сирова нафта: 86.096,313 тона.
- Тикети: 50.000,000

У складу са усвојеним Правилником о утврђивању годишњег програма формирања и одржавања обавезних резерви нафте и деривата нафте за 2024. годину („Службени гласник РС”, бр 75/2024) [87] за 2024. годину је планирано да се број дана повећа на 42.

Од марта до септембра 2023. године израђен је Предлог студије уговорног јавно-приватног партнерства „Финансирања, изградње, одржавања и управљања складишним терминалима обавезних резерви нафте и деривата нафте у Републици Србији” за изградњу складишних капацитета од 680.000 m³ за смештај 575.000 тона обавезних резерви нафте и нафтних деривата. Према израђеној студији планирана је изградња 20 резервоара складишних капацитета од 10.000 до 60.000 m³ за складиштење обавезних резерви нафте и нафтних деривата. Такође, према Студији ЈПП прве три године врши се изградња и ускладиштење обавезних резерви, а након тога у наредних 15 година закуп складишног простора од стране Управе за резерве енергената, где се након истека свих 18 година комплетна инфраструктура и складишни простор преноси у власништво Републике Србије. У децембру 2023. године Предлог студије је достављен Комисији за јавно-приватно партнерство на даље надлежно поступање.

Реализацијом пројекта ЈПП Република Србија би испунила преузету обавезу формирања обавезних резерви нафте и нафтних деривата на нивоу вишем од 61 дан просечне дневне домаће потрошње.

Законом је дефинисано и да енергетски субјекти који обављају делатност производње деривата нафте и трговине нафтом, дериватима нафте, биогоривом и компримованим природним гасом дужни су да обезбеде и оперативне резерве деривата нафте које су једнаке десетодневној просечној количини моторних бензина и гасних уља, односно петнаестодневној просечној количини млазног горива, које су ставили на тржиште Републике Србије у претходној години из сопствене производње и увоза. Енергетски субјекти који обављају делатност производње електричне енергије и/или комбиноване производње електричне и/или топлотне енергије дужни су да обезбеде оперативне резерве деривата нафте и/или угља у количини која ће омогућити најмање 15 дана њихове просечне производње електричне и/или топлотне енергије у јануару, фебруару и марту за претходних пет година. Енергетски субјекти који обављају делатност производње топлотне енергије из деривата нафте и/или угља за снабдевање тарифних купаца топлотном енергијом дужни су да обезбеде оперативне резерве деривата нафте и/или угља у количини која ће омогућити најмање 15 дана њихове просечне производње топлотне енергије у јануару, фебруару и марту за претходних пет година. Оперативне резерве се формирају постепено до 1. јануара 2028. године.

Оперативне резерве деривата нафте и угља користе се у случају краткотрајних поремећаја на тржишту, услед хаварија и других непредвиђених ситуација због којих је угрожена сигурност рада појединих делова енергетског система или енергетског система у целини.

Закон о енергетици прописује и да у случају када је угрожена сигурност снабдевања купаца због недовољне понуде на тржишту енергије и енергената или наступања других ванредних околности, Влада може актом одобрити измену граничних вредности одређених карактеристика квалитета деривата нафте који се могу ставити на тржиште Републике Србије за период од највише шест месеци. Мере могу трајати док трају

околности због којих су прописане, односно док трају последице настале услед тих околности [1].

5.3. Технички и други захтеви које морају да испуне течна горива нафтног порекла и течни нафтни гас

Према Члану 337. Закона о енергетици [1], деривати нафте и биогорива који се стављају на тржиште морају испуњавати услове утврђене прописима о квалитету течних нафтих горива и биогорива, прописима о заштити животне средине, техничким и другим прописима који се односе на промет деривата нафте и биогорива [83] и [84].

Технички и други захтеви за течна горива нафтног порекла која се користе као горива за моторе са унутрашњим сагоревањем и као енергетска горива која се стављају у промет на тржиште Републике Србије, као и начин оцењивања усаглашености течних горива, прописани су Правилником о техничким и другим захтевима за течна горива нафтног порекла („Службени гласник РС”, бр. 104/23, 21/24, 94/24, 106/24 и 101/25) [86].

Министарство рударства и енергетике Србије донело 2020. године Правилник о техничким и другим захтевима за течна горива нафтног порекла („Сл. гласник РС”, бр. 150/2020 и 127/21), који предвиђа смањење садржаја сумпора у лож уљима са максималних три на највише један одсто од 1. јануара 2021. године.

Овим Правилником смањен је и садржај сумпора у гориву за радне машине и тракторе, чиме је у потпуности извршено усаглашавање са Директивом 98/70/ЕЦ о квалитету дизела и моторних бензина.

Овим усаглашавањима, као и уведеним мониторингом квалитета деривата нафте на тржишту Србије, омогућено је коришћење горива нафтног порекла највишег квалитета, које доприноси смањењу загађења ваздуха не само из сектора саобраћаја, већ и индустрије, грађевинарства и пољопривреде.

Стављање на тржиште оловног бензина је забрањено, квалитет безоловног моторног бензина мора да задовољи све захтеве стандарда SRPS EN 228, а квалитета дизел горива мора да задовољи све захтеве стандарда SRPS EN 590 (са изузетком гасног уља 0,1 за покретање трактора, радних машина и железничких возила, као и пловила са дизел моторима, чији је максимални садржај сумпора 0,10% (м/м)).

Закон о енергетици [1] прописује да у случају када је угрожена сигурност снабдевања купаца због недовољне понуде на тржишту енергије и енергената или наступања других ванредних околности, Влада може актом одобрити измену граничних вредности одређених карактеристика квалитета деривата нафте који се могу ставити на тржиште Републике Србије за период од највише шест месеци. Мере могу трајати док трају околности због којих су прописане, односно док трају последице настале услед тих околности.

Изменама Закона о енергетици из 2012. године утврђен је правни основ за обавезно обележавање (маркирање) деривата нафте, у циљу смањења нелегалног тржишта деривата нафте и од 01. децембра 2013. године у примени је Уредба о обележавању (маркирању) деривата нафте („Службени гласник РС”, бр. 51/15, 5/17 и 115/22) [88].

Законом о енергетици из 2014. године утврђен је правни основ за мониторинг квалитета деривата нафте сагласно стандарду SRPS EN 14274 и од 01.12.2015. године у примени је Уредба о мониторингу квалитета деривата нафте и биогорива („Службени гласник РС”, бр. 97/15, 5/17, 8/17 – исправка и 119/17, 102/18, 8/23 и 60/23) [89].

Мониторинг квалитета деривата нафте спроводи се у складу са Годишњим програмом мониторинга квалитета деривата нафте који је саставни део Правилника о садржини и

начину спровођења годишњег програма мониторинга квалитета деривата нафте и биогорива. Наведени правилник за текућу годину, сходно Уредби, доноси министар надлежан за послове енергетике најкасније до 31. марта текуће године. У периоду од 1. јануара текуће године до доношења Годишњег програма мониторинга примењује се Годишњи програм мониторинга који је донет за претходну календарску годину.

Увођење маркирања и мониторинга квалитета деривата нафте и биогорива значајно је допринело смањењу нелегалног тржишта, порасту прихода од акциза и пореза у буџет Републике Србије, заштити потрошача, као и испуњењу међународно преузетих обавеза у погледу имплементације директива 2016/802/EЗ (којом је замењена директива 1999/32/EЗ) и 98/70/EЗ.

5.4. Подаци о нафтној инфраструктури

5.4.1. Рафинерије Нови Сад и Панчево

Прерада сирове нафте у Републици Србији одвија се у Рафинерији нафте Панчево, у саставу привредног друштва НИС А.Д. Нови Сад.

Рафинерија нафте Панчево у Панчеву пуштена је у рад 1968. године, покретањем првог комплекса постројења примарне прераде капацитета 1,32 МТГ, а уз пуштање другог примарног постројења 1978. године достиже пројектовани капацитет од 4,8 МТГ. Инжењеринг за ово постројење је изградила фирма CFI/Lumtus Француска.

Лоцирана је у Панчеву, у близини реке Дунав, на растојању од око 2,5 km, и удаљености око 15 km од Београда, на површини око 160 хектара. Цевоводном везом је повезана до сопственог пристана на Дунаву.

Сирова нафта се у Рафинерију може допремити нафтоводом, пловним објектима, железничким и ауто цистернама. Захваљујући својим могућностима у вези прераде, Рафинерија нафте Панчево може практично да прерађује све врсте сирових нафти и да производи горива – течни нафтни гас, моторне бензине, гасна уља, млазно гориво и лож уља као и битумене и петрохемијске производе. Искоришћеност капацитета је преко 60%, а складишни простор има капацитет од 700.000 m³. Од 2014. прерађује, поред увозне, и сву домаћу сирову нафту са укупном прерадом око 3,5 МТГ [90].

Отпрема деривата из Рафинерије Панчево се врши речним пловним објектима, ауто и железничким цистернама, док се снабдевање ХИПП врши продуктоводима.

У непосредној близини Рафинерије нафте Панчево налази се „ХИП-Петрохемија а.д. Панчево” (Петрохемија а.д.), која у свом саставу има Постојење за пиролизу примарног бензина ради производње етилена, фабрика „Етилен”. Од 2023. године Петрохемија је у већинском власништву НИС а.д. Нови Сад.

Рафинерија обезбеђује највећи део сировине за ово постројење, при чему се у Рафинерију враћа пиролитички бензин, веома богат ароматским угљоводницима, нарочито бенzenом. Сирови примарни бензин од Рафинерије до Петрохемија а.д. и пиролитички бензин од Петрохемија а.д. до Рафинерије се транспортују интерним продуктоводима.

Константном модернизацијом последњих година Рафинерија је проширила своје примарне и секундарне капацитете. Завршена је изградња новог рафинеријског постројења, које ће омогућити повећање производње течног нафтног гаса, свих врста бензина и дизела.

Директна инвестициона улагања у еколошке пројекте у претходном периоду премашују суму од 150 милиона евра, што је утицало на константан тренд смањења емисија

загађујућих материја у ваздух из постројења Рафинерије као и опадајућем тренду присуства загађујућих материја у амбијенталном ваздуху града Панчева и околине.

Рафинерија нафте Панчево, је прво енергетско постројење у Републици Србији, које је 2017. године уз достављени Акциони план и Програм мера прилагођавања рада постојећег постројења прописаним условима, испунило услове и стекло право на Интегрисану дозволу (ИРРС дозволу) која представља потврду да ће Рафинерија и у будућности наставити са улагањима на пољу заштите животне средине у току обављања својих активности.

Рафинерија нафте Нови Сад, представља комплекс процесних и помоћних постројења за прераду нафте и деривата нафте, резервоарског, транспортно - манипулативног, истраживачко-лабораторијског простора и других пратећих објеката. Налази се у привредној зони града Новог Сада, лоцирана непосредно уз Дунав и пловни канал ДТД. Рафинерија је пуштена у рад 1968. године, пројектованог капацитета прераде 2,5 МТГ.

Рафинерија нафте Нови Сад је у процесу конзервације и прерађивачки капацитети не раде од 2013. Од марта 2016. године резервоарски капацитети се доминантно користе као складиште нафтних деривата и сирове нафте.

Ова рафинерија више не прерађује нафту већ је цео комплекс претворен у складишни терминал за сирову нафту и деривате.

5.4.2. *Нафтовод којим управља Транснафта АД*

Транснафта АД обавља енергетску делатност транспорта и управљања транспортног система, снабдевајући сировом нафтом рафинерије у Новом Саду и Панчеву. Нафтовод укупне дужине од 154 km простире се од границе са Републиком Хрватском на реци Дунав преко Новог Сада до Панчева. Нафтовод се наставља на ЈАНАФ-ов, који полази од луке Омишаљ на острву Крк у Хрватској и преко рафинерије Сисак, њихове последње блок станице Сотин и реке Дунав прелази у Србију. Прва блок станица је у Бачком Новом Селу, и нафтовод преко терминала Транснафта АД продужава до Рафинерије нафте Панчево (преко мерне станице Транснафта АД). Увозна сирова нафта се транспортује целом дужином, а домаћа деоницом од Новог Сада до Панчева. Инфраструктуру нафтовода представљају: терминал у Новом Саду са технолошким резервоарским капацитетом од 10.000 m³ и пумпном станицом, осам блок станица дуж нафтовода, мерна станица уз Рафинерију нафте у Панчеву, систем катодне заштите и надзорно-управљачки систем нафтовода.

Траса нафтовода је подељена на две деонице:

- ДН-1 (Бачко Ново Село – Нови Сад, у дужини од 63,3 km пречника 660 mm, класе притиска АНСИ 300 капацитета транспорта девет МТГ, 1000 m³/h) са 38 прелаза водотокова, 20 прелаза путева, шест прелаза железничке пруге, три насипа, две мочваре, и пет цевовода;
- ДН-2 (Нови Сад – Панчево, у дужини од 91 km, пречника 457 mm, класе притиска АНСИ 400, капацитета транспорта 6 МТГ) са 95 прелаза водотокова, 17 прелаза путева, четири прелаза железничке пруге, шест насипа и три цевовода.

Укупни просечни обим транспорта – приближно три милиона тона/год [91].

5.4.3. *Нафтоводи којим управља НИС А.Д. Нови Сад*

За транспорт домаће сирове нафте до терминала у Новом Саду у функцији су нафтоводи којим управља НИС А.Д. Нови Сад и којима се сирова нафта транспортује са отпремних станица. У питању су нафтовод од отпремне станице „Киkinда Поље” до отпремне

станице у Елемиру дужине 42,9 km, нафтовод од отпремне станице у Елемиру до Рафинерије Нови Сад дужине 39,5 km, пречника 257,4 mm, којим се допрема нафта типа „Кикинда” као и нафтовод од отпремне станице Надрљан до Рафинерија Нови Сад дужине 86.4 km, пречника 203,3 mm и капацитета 0,5 МТГ [81].

5.4.4. *Продуктоводи у Републици Србији*

Инфраструктура за транспорт деривата нафте цевоводима у Републици Србији не постоји. Технички гледано продуктоводи постоје само између петрохемијског комплекса и Рафинерије Панчево за транспорт полупроизвода као и продуктоводи Петрохемија а.д. којима се транспортовао етилен и пропилен до румунске границе и даље до Солвентума у Румунији.

Укупна дужина цевовода износи око 65 km кроз Републику Србију и око 50 km кроз Румунију и састоји се из два паралелна продуктовода: Етилен пречника 168,3 mm и пропилен пречника 114,3 mm, који тренутно није у функцији.

5.4.5. *Терминали за сирову нафту*

Складишта сирове нафте су лоцирана на траси нафтовода, тачније на терминалима Транснафта АД у Новом Саду и на Терминалу Нови Сад у оквиру НИС складишног терминала и Рафинерије Панчево у власништву НИС А.Д. Нови Сад.

Терминал Транснафта АД поседује четири резервоара за сирову нафту запремине сваки по 10.000 m³, као и два резервоара од по 20.000 m³ намењена за складиштење обавезних резерви сирове нафте.

НИС А.Д. Нови Сад на Терминалу у Новом Саду у кругу Рафинерије има оспособљених резервоара капацитета око 140.000 m³ за складиштење сирове нафте. Сви резервоари за сирову нафту су реконструисани у последње четири године. Такође на отпремним станицама Кикинда Поље, Тиса и Надрљан постоје складишни резервоари у функцији транспорта домаће сирове нафте капацитета преко 70.000 m³ [81].

У рафинерији Панчево постоје складишни резервоари за потребе технолошког процеса укупних капацитета око 700.000 m³ [81].

5.4.6. *Складишта деривата нафте*

Складишним капацитетима у Републици Србији располажу Републичка дирекција за робне резерве (око 180.000 m³), Транснафта АД (око 74.000 m³), као и привредна друштва која обављају енергетску делатност складиштење нафте, деривата нафте и биогорива и трговина нафтом, дериватима нафте, биогоривима, биотечностима, компримованим природним гасом, утечњеним природним гасом и водоником.

У 2024. години било је укупно 30 лиценци за складиштење нафте и нафтних деривата.

Међу привредним субјектима који располажу лиценцираним резервоарима за складиштење нафте и деривата нафте, са највећим капацитетима располаже НИС А.Д. Нови Сад (више од 100.000 m³). Следе Euro KB Rent, Транснафта АД, Mitan oil, MOL Serbia i Naftachem и ова четири привредна субјекта заједно су чинила око 80% укупно лиценцираних капацитета за складиштење у 2024. години [92].

У 2024. години било је укупно 64 лиценци за трговину нафтом и дериватима нафте на велико што је идентично претходној години.

Међу привредним субјектима који располажу лиценцираним резервоарима за трговину нафтом и дериватима нафте, убедљиво највећим капацитетима располаже НИС А.Д. Нови Сад. Следе Транснафта АД, Лукоил, Naftachem, Mitan oil, ЕКО Dunav, Милетић Петрол, Speed d.o.o. VML, који, са НИС А.Д. Нови Сад поседују око 90% укупних лиценцираних капацитета [92]. Такође значајне капацитете за течне нафтне гасове поседују Петрол ЛПГ у Смедереву и Стандард гас, Energreen MTV и ХИ Хипол а.д. у Озацима.

5.4.7. Станице за снабдевање горивом превозних средстава – број и структура

Трговина моторним и другим горивима на станицама за снабдевање превозних средстава је трговина на мало у смислу прописа којима се уређује област трговине. Делатност трговине на мало дериватима нафте у Србији обављају привредна друштва у власништву домаћих и иностраних компанија, чија су зависна друштва регистрована у Србији.

У 2024. години број лиценцираних привредних субјеката који се баве трговином на мало износи 421 што је смањење за 12 у односу на 2023. годину када је тај број износио 433 [39].

У 2024. години издато је шест лиценци за трговину горивима ван станица за снабдевање превозних средстава, 30 за пуњење посуда за течни нафтни гас, компримовани и утечњени природни гас и две лиценце за трговину горивима за пловила.

На основу података Министарства надлежног за послове трговине укупан, број станица за снабдевање горивом превозних средстава (бензинских станица БС) у Србији на крају 2024. године је био 1.520, од тога 327 НИС А.Д. Нови Сад (21,5%), Лукоил 112 (7,4%), Кнез Петрол 114 (7,5%), ОМВ 64 (4,2%), ЕКО 60 (3,9%), Мол 57 (3,7%), Арт Петрол 30 (1,9%), Еуро Петрол 25 (1,6%), Радун Авија 24 (1,6%), Михајловић д.о.о. 23 (1,5%) [94].

Највећи број бензинских станица (57%) се налази у граду, затим на селу (19%), магистралном путу (16%) док се на аутопуту налази свега 8%.

Шест компанија са највећим бројем бензинских станица: НИС а.д, Лукоил Србија, Кнез петрол, ОМВ Србија, ЕКО Србија и Мол на крају 2024. године је имало 734 БС [94].

Остале бензинске станице, што представља скоро 50%, су у власништву или закупу великог броја лиценцираних субјеката који поседују од једне до неколико бензинских станица и нису обухваћене анализом.

5.5. План инвестиција у нафтну инфраструктуру

5.5.1. Преглед технолошке сигурности нафтног система, квалитета и одржавања мрежа за транспорт нафте и нафтних деривата (цевоводи за транспорт сирове нафте и нафтних деривата, терминали и луке)

У складу са чланом 324. Закона о енергетици [1], Енергетски субјекти који обављају енергетске делатности транспорта нафте нафтоводима, транспорта деривата нафте продуктоводима, складиштење нафте, деривата нафте и биогорива, трговине на велико горивима за снабдевање пловила, трговине на мало горивима за снабдевање пловила и производње биогорива, дужни су да користе и одржавају енергетске објекте у складу са техничким и другим прописима који се односе на делатност коју обављају, као и условима заштите од пожара и експлозија, заштите животне средине утврђеним законом и другим прописима.

Правилником о техничким условима за несметан и безбедан транспорт нафтоводима и продуктоводима („Службени гласник РС”, број 37/13) [93] ближе се прописују између осталог услови за: регулацију притиска и мере сигурности од прекорачења дозвољеног

радног притиска, обележавање трасе нафтовода и продуктовода, заштитни појас нафтовода и продуктовода, насељених зграда, објеката и инфраструктурних објеката у заштитном појасу нафтовода и продуктовода и радни појас, зоне опасности и заштита од корозије нафтовода и продуктовода, услови и начин даљинског надзора и управљања, услови пројектовања, уградње и одржавања електричне опреме и инсталације у зонама опасности, услови и начин испитивања нафтовода и продуктовода у току изградње, а пре њиховог пуштања у рад, услови и начин коришћења и руковања нафтоводима и продуктоводима и њихово одржавање у току рада, ремонта и ванредних догађаја, услови и начин заштите од корозије и пропуштања нафтовода и продуктовода, преглед и одржавање сигурносних уређаја, услове и начин заштите нафтовода и продуктовода, односно његових припадајућих надземних уређаја, постројења и објеката од неовлашћене употребе или оштећења.

Нафтовод Транснафта АД од хрватске границе до Панчева поседује инсталиран SCADA систем за даљинско управљање вентилима на блок станицама дуж трасе од 154,3 km. Такође, успостављен је систем за детекцију цурења Motorola Moscad којим се и најмања цурења у кратком временском периоду детектују. Инсталиран је и систем за бежично даљинско управљање у случају прекида положеног оптичког кабла који представља основни вид за пренос комуникације. На свакој блок станици уграђен је видео надзор са детекцијом покрета и алармирања у главном диспечерском центру на Терминалу Нови Сад.

Сваких пет година се врши снимање стања цевовода пропуштањем интелигентног крацера на основу ког се добија извештај о стању цевовода са лоцираним местима оштећења, степеном оштећења и преосталим веком трајања цевовода, а све у складу са европским стандардима везаним за интегритет нафтовода.

Током 2023. године, Транснафта је извршила снимање деонице од Терминала Нови Сад до Рафинерије у Панчеву, а у 2024. години је извршена санација критичних места према добијеном извештају о испитивању. У 2021. години је извршено испитивање деонице од границе са Хрватском до Новог Сада, а у 2022. години је извршена санација критичних места.

Такође, врши се периодично снимање дна корита река Дунав и Тиса на местима прелаза нафтовода преко водотокова у циљу превентивног реаговања и спречавања акцидената. Током 2024. године извршено је снимање дна корита реке Дунав.

Чланом 327. Закона о енергетици [1] дефинисано је да енергетски субјект који обавља делатност транспорта нафте нафтоводом или транспорта деривата нафте продуктоводом доноси Правила о раду система за транспорт нафте нафтоводом, односно Правила о раду система за транспорт деривата нафте продуктоводом, која садрже нарочито: техничке услове за безбедан рад система, поступке у случају хаварије и кризних ситуација, односно прекида транспорта, правила о приступу систему за транспорт нафте, односно деривата нафте, услове у погледу квалитета нафте, односно деривата нафте који се предају за транспорт, правила о мерењу са дефинисаном потребном мерном опремом и друге услове транспорта.

Транснафта примењује важећи документ Правила о раду система за транспорт нафте нафтоводом [95] којим су прописане све активности у циљу безбедног и сигурног транспорта и складиштења сирове нафте.

На траси нафтовода од отпремне станице у Елемиру до Рафинерије Нови Сад имплементиран је систем детекције цурења Krohne, као и инсталација система мерења на улазу у систем рафинерије чиме се у реалном времену добијају сви параметри протока.

У 2020. години је у завршено измештање дела трасе нафтовода у зони аутопута и индустријске зоне Новог Сада. Након повезивања новог дела трасе на постојећи систем извршиће се снимање интелигентним крацером нафтовода који долазе до Терминала Транснафта.

Транснафта је сукцесивно извршила чишћење технолошких и складишних резервоара на Терминалу Нови Сад, санацију истих и довођење у одлично функционално стање.

Чишћење се врши сваких 10 година, а у том периоду се врши и испитивање резервоара, санација евентуалних оштећења док се ласерско премеравање са израдом таблица запремине спроводи на сваких пет година, а све у складу са Правилником о врстама мерила која подлежу законској контроли, („Службени гласник РС”, бр. 37/2021, 84/2022) [96].

Транснафта је у 2017. години извршила реконструкцију манипулативних цевовода на Терминалу Нови Сад.

Током 2024. године започете су активности на реконструкцији пумпне станице за транспорт сирове нафте са Терминала Нови Сад до рафинерије Панчево.

У извештајном периоду није било поремећаја у транспорту сирове нафте нафтоводом и радови на реконструкцији пумпне станице нису утицали на снабдевање рафинерије. Транснафта поседује у оквиру пумпне станице две радне и једну резервну пумпу, па сходно томе обезбеђује сигурно снабдевање без прекида током целе године.

Делатност транспорта деривата продуктоводима се не обавља јер не постоје изграђени продуктоводи на територији Републике Србије који су у функцији.

Транснафта је покренула израду пројектно техничке документације у циљу реализације пројекта Система продуктовода кроз Србију који би обухватао изградњу цевовода од Сомбора, преко Новог Сада, Панчева, Смедерева и Јагодине до Ниша, са граном од Панчева ка Београду. Такође, пројектом је предвиђена и изградња Терминала на наведеним локацијама. Тиме би се остварио сигурнији и безбеднији транспорт са минималним утицајем на животну средину. Укупна дужина продуктовода би износила 402 km са капацитетом од 4,3 МТГ. До краја 2020. године су завршене геодетске и хидролошко псамолошке подлоге. Следи израда Пројекта за извођење деонице Панчево – Смедерево. Идејним пројектом је предвиђена софистицирана опрема за даљинско управљање и надзор, као и за детекцију цурења. Активности на реализацији пројекта су тренутно у мировању док се не усагласе капацитети за отпрему из рафинерије Панчево.

На терминалима и складиштима НИС А.Д. Нови Сад и осталих лиценцираних субјеката за складиштење деривата нафте и трговину на велико извршена је измена утакања на систем доњег пуњења како би се избегли евапоративни губици и смањило загађење животне средине. Такође, на системима за пуњење бензина уграђују се јединице за поврат кондензата (ВРУ јединице) [81].

Лучка делатност је дефинисана Законом о пловидби и лукама на унутрашњим водама („Службени гласник РС”, бр. 73/10, 121/12, 18/15, 96/15 - др. закон, 92/16, 104/16 - др. закон, 113/17 - др. Закон и 41/18, 95/18 - др. закон, и 37/2019 - др. закон, 9/2020 и 52/2021) [97]. У Републици Србији има 1.364 km пловних река и канала. Транспорт деривата пловним путевима се обавља претежно рекама Дунав и Сава, а пријем и отпрема деривата се врши на локацијама Бездан, Нови Сад, Сремски Карловци, Панчево, Смедерево и Прахово где су изграђени савремени пристани поштујући све прописе и мере безбедности у погледу заштите животне средине (заштитне бране, скимери).

Речна флота ангажована на транспорту мора испуњавати услове у погледу безбедности у складу са Правилником о начину транспорта опасног терета у водном саобраћају и

обавезе учесника у транспорту опасног терета у ванредним догађајима („Службени гласник РС”, број 125/2014). У водном саобраћају транспорт опасног терета обавља се бродом који се обележава у складу са одредбама Европског споразума о међународном транспорту опасног терета унутрашњим пловним путевима ADN (*European Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Inland Waterways*) („Службени гласник РС” - Међународни уговори, број 8/2017-1 од 04. септембра 2017).

5.5.2. Пројекти нафтовода

У току је реализација пројекта новог нафтовода Мађарска – Република Србија на основу потписаног Меморандума о разумевању између Мађарске и Републике Србије, са очекиваним роком завршетка до краја 2027. године. У 2024. години усвојен је Просторни план подручја посебне намене инфраструктурног коридора нафтовода граница Мађарске-Нови Сад. Започета је израда пројектно техничке документације у складу са Законом о планирању и изградњи и до краја године су изведени неопходни геомеханички радови на траси нафтовода, урађено је Идејно решење, Студија оправданости са Идејним пројектом као и елаборати заштите непокретних културних добара.

5.5.3. Програм модернизације и инвестиција у рафинерије да би се повећала производња производа нафтног порекла и унапредио напредак у задовољавању спецификација Европске уније за квалитет производа

У оквиру пројекта модернизације рафинерије Панчево од 2009. године уложено је преко 800 милиона €.

Инвестициони програм који је обухватио модернизацију производних капацитета и технолошку реконструкцију прерађивачког комплекса, у циљу повећања квалитета производа до стандарда Евро-5 као и заштите животне средине реализован је у највећој мери. У еколошке пројекте уложено је до сада преко 60 милиона €, паралелно са развојем модернизације производње. Захваљујући модернизацији НИС А.Д. Нови Сад ће у потпуности задовољити потребе домаћег тржишта за горивима са 10 ppm С и безоловним бензином.

Реализација комплекса за благи хидрокрекинг и хидродорату (комплекс МНС&DHT) у Рафинерији Панчево, омогућила је НИС А.Д. Нови Сад да у потпуности пређе на производњу еколошки чистих горива – безоловних моторних бензина и евро дизела са садржајем сумпора не већим од 10 ppm.

Са отварањем новог МНС&DHT комплекса са постројењима за благи хидрокрекинг и хидрообрату, крајем 2012. године, започета је производња најквалитетнијих нафтних деривата Евро 5 стандарда. Овом инвестицијом успешно је завршена прва фаза модернизације и започела нова ера рафинеријске прераде, која је настављена у 2017. години отварањем градилишта постројења за одложено коксовање у оквиру пројекта „Дубока прерада”, који Рафинерију уводи у нови круг развоја и даљу модернизацију рафинеријске прераде.

Дугорочним стратешким плановима НИС, које узимају у обзир развој технолошке шеме и промене на тржишту деривата, ниво дубине прераде и приноса белих деривата предвиђен је 96% и 82,6%, уз истовремено унапређење и повећање ефикасности процеса прераде, повећање доступности постројења и максимизацију нивоа оптимизације енергетских трошкова.

Током 2024. године фокус Блока „Прерада” највећим делом био је на капиталном ремонту процесних постројења Рафинерије нафте Панчево. Овај капитални ремонт је по обиму и

комплексности највећи до сада у историји Рафинерије, с обзиром да је обухватио и модернизацију и повећање броја производних постројења. У периоду пред ремонт фокус је био на производњи нафтних деривата, како би се обезбедиле неопходне залихе за уредно снабдевања тржишта.

У Блоку „Прерада” је током 2024. године прерађено око 3,6 милиона тона сировине.

Поред радова на капиталном ремонту спроведена је и модернизација и повећање броја производних постројења. Вредност капиталног ремонта и инвестиционих пројеката је више од 95 милиона евра; уз запослене НИС-а било је ангажовано и више од 2.000 екстерних извођача.

Капитални ремонт је извршен на 34 реактора и апсорбера, при чему је замењено око 850 m³ катализатора, ремонтовано је 245 посуда под притиском, 47 компресора и пумпи, 298 размењивача топлоте, 1.457 цевовода, 243 ваздушна хладњака и 16 цевних пећи. У оквиру активности изведени су плански ремонтни и инвестициони радови на већини процесних постројења, при чему је реализовано 12 инвестиционих пројеката, као и значајан број пројеката инвестиционог одржавања. Реализовани радови омогућиће унапређење поузданости у раду постројења, као и унапређење индустријске безбедности и енергетске ефикасности Рафинерије нафте Панчево.

Рафинерија нафте у Панчеву добила је нову интегрисану (IPPC) дозволу, која представља потврду интегрисаног приступа контроли загађивања, а подразумева и обавезе свођења на минимум потрошње сировина и енергије, спречавање или смањење емисија у ваздух, воду и земљиште и управљање отпадом на начин којим се не угрожава здравље људи и животне средине.

Ова дозвола подразумева да је производни процес у Рафинерији у највећој мери усклађен са највишим домаћим и европским стандардима у области заштите животне средине.

Дозвола представља и обавезу Рафинерије нафте Панчево да настави са одговорним односом при реализацији свих својих активности и значајним улагањима, на пољу заштите животне средине, уз примену најбољих доступних техника.

Током претходних периода, улагања у пројекте енергетске ефикасности допринела су и смањењу емисије гасова са ефектима стаклене баште.

У току је један од важнијих инвестиционих пројеката у Компанији - „Реконструкција индустријског колосека у РНП”. Овај пројекат подразумева комплетну замену доњег и горњег строја постојећих колосека уз доградњу пет нових колосека, чиме се постиже пун капацитет железничке ранжирне станице за пријем и отпрему возова.

Значај железнице у Рафинерији огледа се у томе што се годишње, овим путем, отпреми до 14.000 вагона, уз обим од око 750.000 тона деривата. Разлози за покретање пројекта реконструкције су усклађивање техничког стања индустријског колосека са законском регулативом, испуњење мера из Акционог плана за HSE, отклањање безбедносних недостатака, смањење ризика појаве акцидента, као и повећање дозвољеног осовинског оптерећења индустријског колосека. Главни радови су започети у првом кварталу 2024. године.

У 2024. години је започета и реализација великог инвестиционог пројекта у Блоку „Прерада” – „Реконструкција противпожарног система и уградња централног система развода екстракта пене и обезбеђење противпожарне воде за стабилне системе заштите од пожара у Рафинерији нафте Панчево“.

Ова инвестиција одобрена је средином 2023. године, а реализација је подељена на три етапе, које подразумевају изградњу појединачних целина и њихово фазно пуштање у рад.

На конференцији у Торину, одржаној у јулу 2024. године и посвећеној промовисању иновација, истраживања и техничких достигнућа из области трансформације енергетског сектора SPE Europe Energy Conference & Exhibition, представљена је перспектива производње „плавог” водоника у Рафинерији нафте Панчево. Резултат пројекта би имао значајан позитиван утицај на животну средину смањењем угљеничног отиска рафинерије, уз монетизацију ниско угљеничних горива, као што је плави водоник.

Почетком 2024. године ступио је на снагу Правилник о мониторингу и извештавању о емисијама гасова са ефектом стаклене баште, којим се ближе дефинише начин мониторинга, прорачуна и верификације емисија GHG као и обавеза оператерима да исходују дозволе за емисије GHG за своја постројења. Та обавеза се односила и на Рафинерију нафте Панчево.

Циљ је да се дугорочно смање ове емисије из индустријског сектора и да се убрза декарбонизација привреде, што је један од важних стубова зелене агенде. Компаније и оператери су имали обавезу да до 5. јула 2024. године поднесу Министарству заштите животне средине захтеве за дозволе за емисију GHG са припадајућом документацијом.

Израђени су планови мониторинга емисија GHG за сва постројења и припадајућу документацију. Министарство заштите животне средине Републике Србије је након увида у предату документацију издало Решење о издавању дозволе за емисију гасова са ефектом стаклене баште.

Блок „Прерада” је током 2024. континуирано спроводио активности на проналажењу нових и максимизирању постојећих техничко-технолошких и организационих мера за повећање ефикасности и смањење трошкова.

У 2024. години остварен је ефекат мера за повећање ефикасности у вредности од око 1,5 милијарде динара.

Развијен је и сет додатних (*Upside*) мера, усмерених превасходно на уштеде у потрошњи енергената.

5.5.4. Пројекти реализовани у рафинерији

У току је реализација пројекта усмерених на повећање ефикасности и поузданости рафинерије нафте Панчево:

- „Реконструкција FCC, изградња ЕТВЕ” – добијена сагласност Покрајинског секретаријата у Новом Саду на студију о процени утицаја на ЗЖС, план управљања отпадом и од ревизионе комисије на идејни пројекат, чиме су се стекли услови за подношење захтева за грађевинску дозволу.

У јулу је од Покрајинског секретаријата из Новог Сада добијена сагласност на грађевинску дозволу за припремне радове. Донета је одлука да се настави са реализацијом пројекта кроз више мањих инвестиционих пројеката, а у циљу повећања поузданости рада FCC-а, што ће омогућити обезбеђење производње пропилену у количини која је довољна за изабрани производни капацитет од 140.000 t/годишње постројења за производњу полипропилену у ХИП-Петрохемији.

- „Пројекат замене парних турбина” – пројекат је одобрен у целини, реализован је уговор за испоруку опреме и услуга, опрема је уграђена и пуштена рад у мају 2024. године.
- „Пројекат реконструкције индустријског колосека у РНП” - пројекат је одобрен у целини, потписан је уговор за испоруку опреме и услуга, реализација је у току. У јуну 2024. године пуштена је у рад фаза А. У току су радови на реализацији фазе Б.

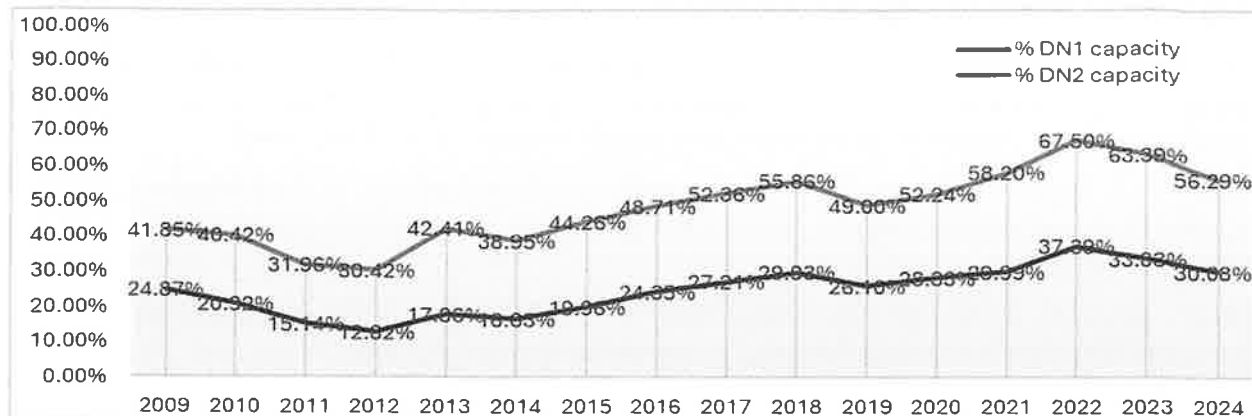
- „Пројекат за инсталацију система за аутоматско дозирање и додавање маркера и адитива у моторна горива на Аутопунилишту РНП” - пројекат је одобрен у целини, потписан је уговор за испоруку опреме и услуга. Завршени су грађевинско-монтажни радови, у току је функционално испитивање.
- „Пројекат реконструкције противпожарног система у РНП” - добијена је сагласност Покрајинског секретаријата у Новом Саду на студију о процени утицаја на ЗЖС, план управљања отпадом од ревизионе комисије на идејни пројекат. Поднет је захтев за грађевинску дозволу 5.11.2024. године. Изабрани су извођачи и потписани уговори за хидрограђевинске и грађевинске радове, машинско-монтажне радове и Е&И радове. У току је завршетак пројекта за извођење, наручивање опреме и материјала и припрема плана за извођење радова.
- „Реконструкција зграде Лабораторије” – у току су радови на изградњи темеља. Испоручен је целокупан мобилијар.
- „Замена циклона на регенератору DC-2302 постројења FCC” – радови су потпуно завршени током капиталног ремонта, опрема је пуштена у рад.
- „Реконструкција трафостанице N2” – радови су потпуно завршени током капиталног ремонта, опрема је пуштена у рад.

5.6. Капацитети за увоз и извоз сирове нафте и нафтних деривата путем цевовода, превозом цистернама, железницом и воденим путевима/кроз луке

Према подацима из Енергетског биланса за 2024. годину [98], транспорт деривата нафте у Републици Србији се обавља железничким, водним и друмским саобраћајем. Од рафинерије до терминалских постројења углавном се обавља железничким и водним транспортом, а до крајњих потрошача, друмским. Тренутно расположиви капацитети наведених врста транспорта задовољавају потребе за транспорт деривата. Једини давалац услуга цевоводног транспорта сирове нафте у Републици Србији је Транснафта АД Панчево. Делатност овог предузећа су транспорт нафте нафтоводима на целој територији Републике Србије.

5.6.1. Капацитети за увоз и извоз сирове нафте

Расположиви капацитети за увоз сирове нафте када су нафтоводи у питању нису у потпуности искоришћени па се капацитет нафтовода којим управља Транснафта који износи девет МТГ тренутно користи око 30%. С обзиром да Рафинерија Нови Сад више не ради, а за коју је био резервисан капацитет од три МТГ, капацитет правца ка Панчеву од шест МТГ је искоришћен мање од 60%. Не постоји могућност извоза и реверзибилног транспорта постојећим, а ни изграђени други нафтоводи којима би се могао вршити извоз произведене домаће нафте путем цевоводног транспорта. У 2024. години је реализован увоз у количини од 2.707.373,27 тона сирове нафте [91].

сл. 10: Проценат искоришћења капацитета нафтовода за период 2009-2024. године

Алтернатива цевоводном увозу значајних количина сирове нафте представља увоз пловилима Дунавом из Констанце, али је више фактора који утичу на неефикасност таквог вида транспорта. Главни разлог је ограничење пловидбености Дунава у зони хидроелектрана Ђердап, као и непостојање капацитета речне флоте која би у оптималном времену могла допремити неопходну количину сирове нафте према планским потребама прераде [81].

Стање и носивост железничких колосека у Републици Србији представља ограничавајући фактор за значајну примену при увозу сирове нафте.

Домаћа сирова нафта се допрема нафтоводима и аутоцистернама са отпремних станица до Рафинерије Нови Сад, а затим отпрема даље за Рафинерију Панчево. Нафта типа Велебит се због својих, за транспорт лоших, реолошких особина мора намешати са увозном или домаћом сировом нафтом бољих реолошких особина и тек довођењем на услове прописане документом Правила о раду система за транспорт нафте нафтовдомтранспортовати за Рафинерију Панчево.

Технички гледано, постоји могућност транспорта сирове нафте произведене у земљи и пловилима са отпремних станица до рафинерије. Највеће отпремне станице НИС А.Д. Нови Сад, Надрљан и Елемир поседују пристан и могућност отпреме сирове нафте баржама али се такав вид транспорта у регуларном раду нафтовода не спроводи [81].

Транспорт сирове нафте цистернама врши се само са домаћих нафтних поља, (Турија, Иђош, поља Јужног Баната и Стига) и то сабирних станица које нису повезане цевоводима са претходно поменутих отпремних станицама. У питању су количине које не прелазе 10% укупно произведених. Престанком рада Рафинерије Нови Сад, сирова нафта са нафтног поља Турија отпрема се до НИС терминала Нови Сад (Рафинерија Нови Сад), где се због својих неповољних реолошких особина намешава са увозном и даље транспортује нафтоводом до Рафинерије Панчево [81].

5.6.2. Капацитети за увоз и извоз дериватима нафте

На тржишту је значајан број лиценцираних субјеката који деривате увозе железницом, ауто цистернама, речним пловилима (танкери и танкпотиснице) у свом власништву или у закупу.

Увоз деривата железницом у највећој мери се врши вагон цистернама власништва НИС А.Д. Нови Сад или Standard Logistic.

Увоз пловним објектима, осим НИС А.Д. Нови Сад, обавља неколико привредних субјеката са својом флотом (Speed d.o.o, Naftachem d.o.o, Казук д.о.о, Лађар Купра,

Rubicon Shiping, Dunav Oil Trans, Јудра д.о.о, Лађар Транспорт д.о.о, Еуро Гас Суботица, MB Gas Oil, Марио МилТранс д.о.о) [81].

На основу базе података Министарства грађевинарства саобраћаја и инфраструктуре - управе за утврђивање способности бродова за пловидбу, расположива су око 42 пловна објекта укупног капацитет за увоз и извоз деривата нафте око 72.000 тона.

НИС А.Д. Нови Сад је модернизацијом рафинерије у Панчеву и постизањем квалитета деривата на европском нивоу смањио увоз, док су водећи увозници остали MOL Serbia и Лукоил Србија.

Извоз деривата нафте претежно врши НИС А.Д. Нови Сад и то железничким транспортом вагонцистернама, пловним објектима и друмским аутоцистернама.

5.7. Преглед – географско порекло увезених енергената који су дефинисани у Одељку 4 Анекса Б Уредбе (ЕЗ) број 1099/2008

Уља и мазива, као и течни нафтни гас, енергент који се увози из највише различитих земаља, што је последица великог броја лиценцираних привредних субјеката као и минимално неопходних техничких капацитета за складиштење истог који нису ограничавајући фактор на тржишту и не спречавају конкуренцију.

Примарни бензин је пореклом из Румуније, док се моторни бензини у највећој мери увозе из Мађарске и Румуније, што је последица присуства на тржишту великих међународних компанија као што су OMB и Мол. Мађарска је такође и земља из које се увози највећи број енергената и чији је проценат 26,88%, што је нешто ниже него 2023. године (32,64%). [31].

Дизел горива се увозе са више различитих територија у односу на бензине: Мађарска, Румунија, Бугарска, Хрватска и Словачка. Парафини, битумени, петрол кокс и лубриканти су са ширег спектра локација [31].

Већина учесника на тржишту трговине на велико бензином се снабдева из домаћих извора, за разлику од претходних година када се овим дериватом већина учесника на тржишту снабдевала из увоза [31].

И у 2024. години је настављен тренд смањења броја земаља из којих се увозе значајне количине деривата. Мађарска, Румунија, Бугарска, Хрватска и Словачка су земље из којих се увози око 80% деривата.

6. ЗАКЉУЧАК

Бруто производња електричне енергије у Републици Србији у 2024. години износила је 37.489 GWh и за 6,5% је мања у односу на 2023. годину. Термоелектране су током 2024. оствариле мању производњу за 5,25% у односу на производњу 2023. године, а услед лоше хидрологије, хидроелектране су произвеле 13,5% мање енергије него годину дана пре тога. Пораст у производњи су забележиле ветроелектране, скоро за 27% у односу на годину дана раније (1.354,06 GWh у 2024. години у односу на 1.067,94 GWh у 2023. години), као и соларне електране, које су произвеле 3,5 пута више енергије у 2024. години (162,68 GWh) у односу на 2023. годину (46,56 GWh).

Бруто производња електричне енергије из термоелектрана у 2024. години, је износила 23.220 GWh (61,94% укупне производње у 2024. години), што је 5,25% мање у односу на производњу 2023. године. Обим производње електричне енергије из термоелектрана зависи од оптимизације профитабилности пословања коју ЕПС АД остварује куповином енергије из солара на тржишту по нижим ценама, од динамике ремонта све старијих капацитета, као и обавеза постепеног смањења производње из угља у складу са Националним планом за смањење емисија главних загађујућих материја које потичу из старих великих постројења за сагоревање.

Током 2024. године, блокови Огранка ТЕНТ су остварили производњу у вредности од 14.981,3 GWh. Делимичан разлог за мању производњу је капитални ремонт на блоку ТЕНТ А2. Блокови ТЕ Костолац, током 2024. године, остварили су производњу на прагу електрана у вредности од 6.292,8 GWh, што је нешто ниже од 2023. године, када је износила 6.343,3 GWh. Овде је битно напоменути, да је током 2024. године обављен капитални ремонт на блоку Б1, али и да је у рад ушао нови блок Б3, који је својим радом „ублажио“ последице поменутог ремонта.

Оно што је битно да се истакне је да су термоелектране испуниле план производње 99 %. Анализом историјских података, закључује се да су термо блокови провели у хладној резерви вишеструко више времена него ранијих година. Примера ради, 2019. године, када је производња из термоелектрана била за 2,3 GWh већа него у 2024. години, просечно време хладне резерве је износило 173 сата, док је 2024. године оно износило чак 681 сат. Такође поменуте 2019. године у хладној резерви, током одређених периода године, налазили су се само блокови у ТЕ Колубара и ТЕ Морава, док током 2024. године у хладну резерву нису ишла само 3 термоблока³³ од укупно 18.

Када су у питању куповина и продаја електричне енергије које ЕПС АД остварује за потребе оптимизације и уравнотежења биланса, ситуација у претходном периоду је била променљива и она је пре свега резултат непредвидиве хидрологије, поузданости и ремонта домаћих термокапацитета, волотилности цена на берзама и сезонски повољније цене из соларних електрана, брзине интеграције обновљивих извора. Током 2023. године, продаја је нагло порасла у односу на претходну, 2022. годину, и износила је 1.652 GWh (што одговара порасту од 1.510 GWh), да би 2024. опет опала, и то на 903 GWh. С друге стране, куповина електричне енергије је у 2023. години износила 723 GWh (купљено је 2.555 GWh мање у односу на 2022. годину), док је у 2024. ЕПС АД на берзи купио 2.701 GWh. Изменама и допунама планова ЕПС АД била је и предвиђена већа набавка електричне енергије у односу на усвојени Трогодишњи план пословања, узимајући у обзир кретање цена електричне енергије на тржишту и смањење увоза угља [105].

³³ Термо блокови ТЕКО А1, ТЕКО Б1 и ТЕКО Б2.

Што се испуњености плана у погледу одржавања производних капацитета, у 2024. години капитални ремонт турбине реализован је на блоку А2 у ТЕНТ А и на блоку Б1 у ТЕ Костолац. На блоковима ТЕ Колубара А1 и ТЕ Колубара А2 није био планиран ремонт ни у 2024. години, па је изведено појачано текуће одржавање постројења.

Укупне инвестиције ЕПС АД су током 2024. године износиле око 65,6 милијарди динара [106], што је за око 26 % више од улагања у 2023. години (51,9 милијарди динара) .

У извештајном периоду, предузеће ЕМС АД је радило успешно. На далеководима 110, 220 и 400 kV је урађено чак 98,94% од укупног броја планираних ревизија. Ремонтовано је укупно 7.027,96 km далековода свих напонских нивоа, што је веома добар резултат. Погонска спремност трансформаторских станица и високонапонске опреме током 2024. године била је на задовољавајућем нивоу. Ремонтовани су сви планом предвиђени трансформатори 400/x, 220/x и 110/x kV, а поред планираних послова, током 2024. године било је и ангажовања на корективном и интервентном отклањању насталих недостатака.

У 2024. години, основне инвестиционе активности у преносној мрежи су се односиле на реализацију и управљање пројектима инвестиционе изградње, доградње, реконструкције и модернизације постојећих објеката преносног система. Добра повезаност са интерконекијом и добро одржавање преносног система су у највећој мери допринели реализацији потребног додатног увоза електричне енергије и одржавања система у сигурном и поузданом раду. Може се сматрати да је ЕМС АД успешно испунио своју улогу у оквиру ЕЕС-а, што показује и чињеница да је у току 2024. године просечно време трајања прекида значајно смањено у односу на претходну годину, па је тако трајање планираних прекида износило је 9,22 минута (18,33 минута у 2023), а непланираних 15,99 минута (37,88 минута у 2023).

Укупна вредност инвестиција ЕМС АД у 2024. години износила је око 9,7 милијарди динара, **Error! Reference source not found.** што је за око 15% више од улагања у 2023 години (8,48 милијарди динара) Даљи инвестициони планови, за наредних 3-5 година, обухватају пре свега пројекте изградње електроенергетске инфраструктуре која ће омогућити повећање преносних капацитета, развој тржишта на националном нивоу, повећање поузданости преносног система и сигурности снабдевања потрошача и повећану могућност прикључивања нових конвенционалних и обновљивих извора електричне енергије.

Што се дистрибутивног система тиче, током 2024. године, све активности на одржавању електроенергетских објеката су се одвијале у складу са плановима Електродистрибуције Србије. Тежиште радова било је на редовном одржавању, ремонтима и ревизијама. Код показатеља непрекидности испоруке електричне енергије, на нивоу Србије у 2024. години, у целини је регистровано побољшање показатеља SAIFI и SAIDI. Просечна учестаност непланираних прекида је смањена са 6,42 прекида у 2023. на 4,95 прекида по кориснику у 2024, док је просечно трајање непланираних прекида по кориснику опало за 93 минута. Просечна учестаност планираних прекида је смањена, са 1,49 на 1,38 прекида по кориснику, док је просечно трајање планираних прекида по кориснику повећано за 17 минута.

У 2024. години је интензивиран број захтева за стицање статуса купца-произвођача и захтева за прикључење објеката произвођача електричне енергије, што се и види према количини енергије који су они произвели (3 пута више у односу на годину дана раније). То је са аспекта производње електричне енергије и удела обновљивих извора веома позитивно, али Електродистрибуција Србије напомиње да је за решавање свих наведених захтева потребно повећање броја запослених у релевантним службама, како би се допринело бржој обради примљених захтева.

Укупне инвестиције „Електродистрибуција Србије” д.о.о. Београд су током 2024. године износиле око 38 милијарди динара, што је за око 67% више од улагања у 2023. години (око 23 милијарде) [108].

Када је реч о природном гасу, Република Србија је увозно високозависна земља. Домаћа производња природног гаса има тренд пада, с обзиром да је већина гасних поља у завршној фази експлоатације и да последњих година није било значајнијих открића нових налазишта природног гаса.

Након највеће забележене потрошње у Републици Србији током 2021. године од 3 милијарде m^3 , у 2024. години годишња потрошња природног гаса је нешто нижа и износи око 2,86 милијарди m^3 . Међутим, то је и даље вредност значајно већа у односу на потрошњу у ранијем периоду и око 1% већа у односу на потрошњу у 2023. години. У структури потрошње, потрошња природног гаса за производњу електричне енергије је 12,8% мања него у 2023. години, у индустрији и топланама забележен је благи раст потрошње, док је највеће повећање потрошње забележено у домаћинствима (10,4%) и у јавном и комерцијалном сектору (6%). Потрошња у сектору домаћинства од 403 милиона m^3 је највећа икад забележена у овом сектору.

Након почетка рада интерконективног гасовода од бугарско-српске границе до српско-мађарске границе у 2021. години, крајем 2023. године је започео са радом и интерконективни гасовод са Републиком Бугарском. На овај начин је инфраструктурни стандард снабдевања (N-1) на нивоу Републике Србије додатно побољшан и износи 146%. Интерконекција са Бугарском отвара српско тржиште природног гаса за снабдевање из правца Азербејџана и ЛНГ терминала у Грчкој. На овај начин и уз могућност преузимања природног гаса из других праваца и на улазној станици Хоргош, у значајној мери је отворена могућност диверсификације извора снабдевања. Међутим, да би интерконективни гасовод са Републиком Бугарском био функционалан у пуном капацитету, потребно је изградити додатну инфраструктуру (регулациона станице Трупале, реконструкција ППС Појате и др).

С обзиром на врло сложене геополитичке односе, потребно је и даље радити на повећању диверсификације извора снабдевања и изградњи нових интерконекција (Румунија, Северна Македонија, Хрватска и др). Додатно, ради обезбеђења гаса за потребе тржишта и у случају ванредних околности, пре свега прекида у снабдевању из највећих увозних праваца, кључно је завршити пројекат проширење ПСГ Банатски Двор.

Са становишта сигурности снабдевања, потребно је интензивирати активности на испитивању стања, превентивном одржавању и модернизацији транспортног система (цевоводи, блок станице, чистачке кутије, главне мерно-регулационе станице, и др), посебно најстаријих делова система у надлежности Транспортгас Србија д.о.о. Испитивање тзв. „интелигентним крацером” треба да обухвати транспортни гасовод у дужини од око 1.200 km, а добијени резултати испитивања ће омогућити брзо и ефикасно отклањање оштећења реконструкцијом угрожених места. Утврђивање стања постојећих магистралних гасовода високог притиска од Хоргоша до Ниша (дужине око 500 km) треба да буде основа за техно-економску процену сврсисходности надоградње и модернизације ове деонице, односно за изградњу новог гасовода паралелне трасе.

Код дистрибутивних система, вредности показатеља квалитета испоруке и снабдевања природним гасом (SAIFI i SAIDI) за 2024. годину имају вредности блиске просечним вредностима у последњих десет година. Међутим, разлика између средњих и максималних вредности индикатора указује на значајну неуједначеност у сигурности рада појединих дистрибутивних система и потребу да дистрибутивни системи у којима се јављају значајно веће вредности, предузму адекватне активности на елиминисању узрока, пре

свега непланираних прекида. Превентивним активностима, испитивањем и корективним одржавањем, потребно је значајно побољшати њихову сигурност функционисања.

Када су у питању сирова нафта и деривати нафте, применом новог Акционог плана и успостављањем система обавезних резерви Републике Србије и спровођењем динамике запуњавања складишта, реализује се повећање сигурности снабдевања.

Управа за резерве енергената сваке године обезбеђује нове количине деривата нафте, као и уговоре о правима на опцијску куповину, у складу са Законом о робним резервама и Директивом 2009/119/ЕЦ. Потребно је реализовати планирану динамику формирања обавезних резерви са циљем да се обезбеде количине за 90 дана увоза или 61 дан просечне дневне потрошње деривата у Републици Србији.

У односу на претходни период увећани су капацитети у јавној својини за складиштење обавезних резерви Републике Србије и ускладиштене су нове количине деривата. Истовремено се активно ради на реконструкцији постојећих и изградњи нових складишних капацитета на постојећим терминалима, као и разматрању могућности других модалитета финансирања изградње потпуно нових складишних капацитета.

Тренд пада производње сирове нафте у земљи, што захтева повећање увоза и већу зависност Републике Србије од увозних количина, и даље је присутан.

Негативни тренд производње сирове нафте у земљи може се делимично зауставити улагањем значајнијих средства у истраживање и експлоатацију нових лежишта нафте како по питању географских локација тако и по питању дубљих слојева актуелних лежишта. Поред тога, у сам процес производње могу се увести секундарне и терцијалне методе у складу са најсавременијим светским трендовима у овој области.

Изградња мреже продуктовода кроз реализацију пројекта Систем продуктовода кроз Србију и повезивање са земљама у окружењу, омогућила би сигуран и безбедан транспорт као и довољну количину деривата у сваком тренутку.

Постојећи капацитети увоза (друмски, железнички и водни) нису довољни за потпуно снабдевање тржишта у случају поремећаја на тржишту у снабдевању.

У разматрању коришћења железнице за снабдевање сировом нафтом из нових праваца, дошло се до закључка да постојећа инфраструктура не задовољава на потенцијалним правцима снабдевања.

Решавање постојећих проблема железничке инфраструктуре кроз изградњу нових или реконструкцију постојећих пруга и повећање осовинске носивости, дало би могућност транспорта већих количина деривата железницом како увоза, тако и извоза што би значајно унапредило сигурност снабдевања тржишта Републике Србије овим енергентима.

И даље остаје проблем само једног правца снабдевања сировом нафтом. То је део цевоводне инфраструктуре бившег југословенског нафтовода којим управља Транснафта АД.

Обезбеђење новог правца цевоводног снабдевања сировом нафтом из увоза у наредном периоду је од значаја јер би успостављањем нових интерконекција Република Србија остварила значајну флексибилност како у количинама тако и у типовима нафте. У том смислу посебно је важан пројекат изградње нафтовода Мађарска – Републике Србија за који је израда пројектно техничке документације у завршној фази. Усвојен је просторни план подручја посебне намене, проглашен је јавни интерес и следи решавање правно имовинских односа на траси нафтовода.

У извештајном периоду није било угрожавања снабдевања сировом нафтом у односу на планирани енергетски биланс. Међутим, увођењем санкција на нафту руског порекла

дошло је до отежаног снабдевања Рафинерије нафте Панчево па се увозила ограничена палета нафти на тржишту, лошијег квалитета.

7. ЛИТЕРАТУРА

- [1] Закон о енергетици, „Службени гласник РС”, бр. 45/2014-3, 95/2018-267 (др. закон), 40/2021-1, 35/2023-79 (др. закон), 62/2023-8, 94/2024-204
- [2] Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2040. године са пројекцијама до 2050. године, „Службени гласник РС”, број 94/2024
- [3] Уредба о утврђивању Програма остваривања стратегије Републике Србије до 2025. године, са пројекцијама до 2030. године за период 2017. до 2023. година, „Службени гласник РС”, број 104/2017
- [4] Закон о коришћењу обновљивих извора енергије, „Службени гласник РС”, бр. 40/2021, 35/2023 и 94/2024-204 (др. закон)
- [5] Закон о енергетској ефикасности и рационалној употреби енергије, „Службени гласник РС”, број 40/2021
- [6] Закон о министарствима, „Службени гласник РС”, бр. 128/2020, 116/2022 и 92/2023
- [7] Уредба о условима испоруке и снабдевања електричном енергијом, „Службени гласник РС”, број 84/2023
- [8] Уредба о енергетски угроженом купцу, „Службени гласник РС”, бр. 137/2022, 93/2023 и 116/2023
- [9] Уредба о мрежним правилима која се односе на прикључење на мрежу производних јединица, „Службени гласник РС”, број 95/2022
- [10] Уредба о мрежним правилима која се односе на прикључење на мрежу објеката купаца, „Службени гласник РС”, број 104/2022
- [11] Уредба о мрежним правилима која се односе на прикључење на мрежу једносмерних система високог напона, „Службени гласник РС”, број 104/2022
- [12] Уредба о расподели преносног капацитета и управљање загушењима („Службени гласник РС”, број 102/2024)
- [13] Уредба о накнади за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије („Службени гласник РС”, број 50/2024)
- [14] Уредба о тржишној премији и фид-ин тарифи („Службени гласник РС”, број 50/2024)
- [15] Уредба о условима испоруке и снабдевања природним гасом, „Службени гласник РС”, бр. 49/2022-4, 32/2023, 97/2023
- [16] Уредба о утврђивању Превентивног акционог плана ради обезбеђивања сигурности снабдевања природним гасом, „Службени гласник РС”, број 102/2018
- [17] Уредба о утврђивању Кризног плана ради обезбеђења сигурности снабдевања природним гасом, „Службени гласник РС”, број 102/2018
- [18] Уредба о мрежним правилима за балансирање транспортног система за природни гас, „Службени гласник РС” број 112/2022
- [19] Уредба о мрежним правилима за поступке за управљање загушењима и објављивању података и техничких информација за приступ систему за транспорт природног гаса, „Службени гласник РС” број 112/2022
- [20] Уредба о мрежним правилима која се односе на прорачун и расподелу капацитета за транспорт природног гаса, „Службени гласник РС” број 112/2022

- [21] Уредба о мрежним правилима о хармонизованим тарифама за транспорт природног гаса, „Службени гласник РС” број 112/2022
- [22] Уредба о мрежним правилима о међусобној сарадњи оператора транспортних система и правилима за размену података за рад међусобно повезаних система за транспорт гаса, „Службени гласник РС” број 112/2022
- [23] Закон о робним резервама, „Службени гласник РС”, бр. 104/2013, 145/2014 – други закон и 95/2018 – други закон
- [24] Уредба о утврђивању програма мера у случају када је угрожена сигурност снабдевања енергијом и енергентима – Кризни план, „Службени гласник РС” број 63/2019
- [25] Уредба о оперативним резервама деривата нафте, угља и других енергената („Службени гласник РС”, број 79/21)
- [26] Уредба о критеријумима одрживости за биогорива, биотечности и горива из биомасе („Службени гласник РС”, број 96/2023)
- [27] Правилник о израчунавању удела обновљивих извора енергије, „Службени гласник РС”, број 37/2020
- [28] Правилник о прорачуну удела обновљивих извора енергије, „Службени гласник РС”, број 2/2023
- [29] Извештај о раду система даљинског грејања у Републици Србији у 2024. години, Пословно удружење „Топлане Србије”, Шабац, 2025.
- [30] Правилник о начину прорачуна и приказивања удела свих врста извора енергије у продатој електричној енергији, „Службени гласник РС”, број 2/2023
- [31] Министарство рударства и енергетике, <http://www.mre.gov.rs/>
- [32] Републички завод за статистику, <http://www.stat.gov.rs/>
- [33] Републички завод за статистику, Енергетски биланси за 2024. годину-прелиминарни подаци
- [34] Правилник о лиценци за обављање енергетске делатности и сертификацији, „Службени гласник РС”, бр. 87/2015, 44/2018 – др. закон и 83/2021
- [35] Закон о управљању привредним друштвима која су у власништву Републике Србије, „Службени гласник РС”, број 76/2023
- [36] Правила о раду преносног система, на основу одлуке о сагласности Агенције за енергетику Републике Србије објављене у Службеном гласнику РС, број 100/2023 Акционарско друштво Електромрежа Србије, новембар 2023. године
- [37] Правила о раду дистрибутивног система, на основу одлуке о сагласности Агенције за енергетику Републике Србије објављене у Службеном гласнику РС, бр. 71/17, 14/2019
- [38] Правила о раду тржишта електричне енергије, Акционарско друштво Електромрежа Србије, новембар 2022. године
- [39] Агенција за енергетику Републике Србије, <http://www.aers.rs/>
- [40] SEEPEX, <http://www.seepex-spot.rs/EN/>
- [41] Уредба о гаранцији порекла, „Службени гласник РС”, број 82/2017

- [42] Правилник о начину прорачуна и приказивања удела свих врста извора енергије у продатој електричној енергији, „Службени гласник РС”, број 96/2017
- [43] Правила о издавању гаранција порекла за Републику Србију, Акционарско друштво Електромрежа Србије, 2019.
- [44] Правила о објављивању кључних тржишних података, Акционарско друштво Електромрежа Србије, март 2022. године
- [45] Акционарско друштво Електромрежа Србије, <http://www.ems.rs/>
- [46] Annual Report 2024, SEEPEX, 2025.
- [47] Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC
- [48] Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652
- [49] Национални акциони план за коришћење обновљивих извора енергије Републике Србије, „Службени гласник РС”, број 53/2013
- [50] План система подстицаја коришћења обновљивих извора енергије за период 2023-2025, Министарство рударства и енергетике, јун 2023. године
- [51] Електродистрибуција Србије д.о.о. Београд, <http://www.epsdistribucija.rs/>
- [52] Годишњи извештај о реализацији програма одржавања електрана ЕПС АД за 2023. годину, ЕПС АД
- [53] Годишњи извештај о реализацији програма одржавања електрана ЕПС АД за 2024. годину, ЕПС АД
- [54] Годишњи извештај о раду производних капацитета за 2024. годину, ЕПС АД
- [55] Технички годишњак 2023, ЕПС АД
- [56] Технички годишњак 2024, ЕПС АД
- [57] Извештај о реализацији трогодишњег програма пословања ЈП ЕПС за период 01.01-21.12. 2022. год, ЈП ЕПС
- [58] Извештај о производњи угља за 2023. годину, ЕПС АД
- [59] Извештај о производњи угља за 2024. годину, ЕПС АД
- [60] Интегрисани национални енергетски и климатски план Републике Србије за период до 2030. са визијом до 2050. године - Нацрт, Министарство рударства и енергетике, 2023. <https://www.mre.gov.rs/tekst/1115/-integrisani-nacionalni-energetski-i-klimatski-plan-republike-srbije-za-period-do-2030-sa-vizijom-do-2050-godine.php>
- [61] План развоја преносног система Републике Србије за период 2023-2032, Акционарско друштво Електромрежа Србије, 2023.
- [62] Национални план за смањење емисија главних загађујућих материја које потичу из старих великих постројења за сагоревање, „Службени гласник РС”, број 10/2020
- [63] Уредба о граничним вредностима емисија загађујућих материја у ваздух из постројења за сагоревање, „Службени гласник РС”, бр. 6/2016, 67/2021

- [64] План развоја дистрибутивног система за период 2023-2032. година, Електродистрибуција Србије
- [65] Извештај о стању животне средине у Акционарском друштву „Електропривреда Србије”, Београд за 2024. годину
- [66] Energy Community Secretariat, <https://www.energy-community.org/>
- [67] Уредба о критеријумима, условима и начину обрачуна потраживања и обавеза између купца-произвођача и снабдевача, „Службени гласник РС”, бр. 83/2021 и 74/2022
- [68] Правила о раду транспортног система природног гаса, ”Транспортгас Србија” Нови Сад, 2025.
- [69] Одлука о изменама и допунама Правила о раду Транспортног Система Транспортгас Србија д.о.о. Нови Сад, 2025.
- [70] Правила о раду транспортног система за природни гас, Yugorosgaz-Транспорт д.о.о. Ниш –одлука је објављена на интернет страници Агенције за енергетику Републике Србије 30.01.2015.
- [71] Правила о раду транспортног система за природни гас, Гастранс д.о.о. – одлука о давању сагласности на ова правила је објављена на интернет страници Агенције дана 15.05.2020.
- [72] План развоја транспортног гасоводног система за период 2022-2031. година са планом инвестиција за период 2022-2024, Транспортгас Србија доо, 2023.
- [73] Правила о праћењу техничких и комерцијалних показатеља и регулисању квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом, Агенција за енергетику Републике Србије, 2013.
- [74] Решење о изузећу новог интерконектора за природни гас (прелиминарни акт из члана 228. став 3. Закона о енергетици), Агенција за енергетику Републике Србије, 2018.
- [75] Rodríguez-Gómez N, Zaccarelli N, Bolado-Lavín R.; 2015; Improvement in the EU gas transmission network between 2009 and 2014; EUR 27522 EN; doi: 10.2790/708926
- [76] Одлука о утврђивању Енергетског биланса Републике Србије за 2024. годину, „Службени гласник РС”, број 8/2024-5439
- [77] План развоја транспортног система ЈУГОРОСГАЗ - ТРАНСПОРТ д.о.о. за период 2025 – 2034. година, ЈУГОРОСГАЗ - ТРАНСПОРТ д.о.о, 2025.
- [78] Правилник о условима за несметан и безбедан транспорт природног гаса гасоводима притиска већег од 16 bar, „Службени гласник РС”, 37/2013-24, 87/2015-73, 49/2025-60
- [79] Правилник о условима за несметану и безбедну дистрибуцију природног гаса гасоводима притиска до 16 bar, „Службени гласник РС”, број 86/15
- [80] Предлог Програма остваривања стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2040.године са пројекцијама до 2050.године, 2025.
- [81] Јавно доступни подаци на интернет мрежи
- [82] Regulation (EU) No 994/2010 of the European Parliament and of the Council of 20 October 2010 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC, European Parliament, Council of the European Union, 2010.

- [83] SRPS EN 228:2017 Горива за моторна возила – Безоловни моторни бензин – Захтеви и методе испитивања
- [84] SRPS EN 590:2017: Горива за моторна возила – Дизел–гориво – Захтеви и методе испитивања
- [85] Правилник о сагласности за складиштење и снабдевање нафтом, дериватима нафте и биогоривима за сопствене потребе („Службени гласник РС”, бр. 12/16, 44/18 - други пропис, 65/2018 и 79/21)
- [86] Правилник о техничким и другим захтевима за течна горива нафтног порекла, („Службени гласник РС”, бр. 104/23, 21/24, 94/24 и 106/24)
- [87] Правилник о утврђивању Годишњег програма формирања и одржавања обавезних резерви нафте и деривата нафте за 2024. годину („Службени гласник РС”, број 75/24)
- [88] Уредба о обележавању (маркирању) деривата нафте, („Службени гласник РС”, бр. 51/15, 5/17, 21/2022 и 115/22)
- [89] Уредба о мониторингу квалитета деривата нафте и биогорива („Службени гласник РС”, бр. 97/15, 5/17, 8/17 – исправка и 119/17, 102/18, 8/23 и 60/23)
- [90] Студија о процени утицаја на животну средину пројекта Јединица за третман слопа, Процес пројект инжењеринг, 2014. године
- [91] Извештај Транснафта АД за 2024. годину
- [92] Извештај о секторској анализи тржишта трговине на велико и трговине на мало дериватима нафте у 2018. години; Комисија за заштиту конкуренције, Република Србија, децембар 2019. године
- [93] Правилник о техничким условима за несметан и безбедан транспорт нафтоводима и продуктоводима, „Службени гласник РС”, број 37/2013
- [94] Анализе тржишта деривата нафте Републике Србије у 2019. и 2020. години, коју је за Национални нафтни комитет припремило Удружење нафтних компанија Србије
- [95] Правила о раду система за транспорт нафте нафтоводом Транснафта АД
- [96] Правилник о врстама мерила која подлежу законској контроли, „Службени гласник РС”, бр. 37/2021 и 84/2022
- [97] Закон о изменама и допунама закона о пловидби и лукама на унутрашњим водама, „Службени гласник РС”, бр. 73/10, 121/12, 18/15, 96/15 - др. закон, 92/16, 104/16 - др. закон, 113/17 - др. Закон и 41/18, 95/18 - др. закон, 37/2019 - др. закон, 9/20, 52/21.
- [98] Одлука о утврђивању Енергетског биланса Републике Србије за 2024. годину „Службени гласник РС”, број 8 од 2. фебруара 2024.
- [99] Уредба о методологији прикупљања и обраде података и обрачуна просечног дневног нето увоза, просечне дневне потрошње и количина обавезних резерви нафте и деривата нафте, „Службени гласник РС”, број 108/2014
- [100] Regulation (EU) No 2017/1938 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 994/2010

- [101] Decision of the Ministerial Council of the Energy Community No 2021/15/MC-EnC: amending Annex I to the Treaty establishing the Energy Community and adapting and implementing Regulation (EU) 2017/1938 of the European Parliament and of the Council concerning measures to safeguard the security of gas supply
- [102] Decision of the Ministerial Council the Energy Community No. 2022/01/MC-EnC adapting and implementing Regulation (EU) 2022/1032 of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EU) 2017/1938 as adapted and adopted in the Energy Community by Ministerial Council Decision 2021/15/MC-EnC, and Regulation (EC) No 715/2009 as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC, with regard to gas storage.
- [103] Измене и допуне Полазних основа плана развоја енергетске инфраструктуре и мера енергетске ефикасности за период до 2028. са пројекцијама до 2030. године, Министарство рударства и енергетике, 2025.
- [104] Уредба о утврђивању Превентивног акционог плана ради обезбеђивања сигурности снабдевања природним гасом, „Службени гласник РС”, број 49/2025
- [105] План о изменама и допунама Трогодишњег плана пословања Акционарског друштва „Електропривреда Србије”, Београд за период 2024-2026, ЕПС АД, септембар 2024.
- [106] Извештај о реализацији Трогодишњег плана пословања ЕПС АД за период 01.01-31.12.2024. год, ЕПС АД, јануар 2025.
- [107] Извештај о реализацији годишњег плана пословања ЕМС АД за период 01.01-31.12.2024. год, јун 2025
- [108] Годишњи извештај о пословању Електродистрибуција Србије д.о.о. Београд за 2024. годину , мај 2025.

