



АГЕНЦИЈА ЗА ЕНЕРГЕТИКУ
РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

2018

ИЗВЕШТАЈ О РАДУ
АГЕНЦИЈЕ ЗА ЕНЕРГЕТИКУ
ЗА 2018. ГОДИНУ



АГЕНЦИЈА ЗА ЕНЕРГЕТИКУ
РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

ИЗВЕШТАЈ О РАДУ АГЕНЦИЈЕ ЗА ЕНЕРГЕТИКУ ЗА 2018. ГОДИНУ

Извештај о стању у енергетском сектору Србије

*

Извештај о раду
и финансијском пословању Агенције

Београд, мај 2019.

САДРЖАЈ

УВОДНЕ НАПОМЕНЕ	1
1. ЕНЕРГЕТСКЕ ПОТРЕБЕ СРБИЈЕ	5
2. ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ И ПРИРОДНОГ ГАСА У 2018.....	7
2.1 ЗАКОНСКИ И РЕГУЛАТОРНИ ОКВИР	7
2.2 РАЗВОЈ ТРЖИШТА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	7
2.3 РАЗВОЈ ТРЖИШТА ПРИРОДНОГ ГАСА	9
3. ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА	12
3.1 СТРУКТУРА СЕКТОРА И КАПАЦИТЕТИ	12
3.1.1 Организациона и власничка структура сектора	12
3.1.2 Капацитети за производњу, пренос и дистрибуцију	13
3.1.2.1 Производња	13
3.1.2.2 Пренос	14
3.1.2.3 Дистрибуција	15
3.2 ОСТВАРЕНА ПОТРОШЊА И ПРОИЗВОДЊА	15
3.3 РЕГУЛАЦИЈА ОПЕРАТОРА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА.....	16
3.3.1 Раздвајање оператора преносног система	17
3.3.2 Регулација цена	18
3.3.2.1 Трошкови прикључења на систем	18
3.3.2.2 Цене приступа систему	18
3.3.2.3 Цене резерве за секундарну и терцијарну регулацију	21
3.3.2.4 Цене помоћних услуга	21
3.3.2.5 Цене нестандартних услуга	21
3.3.3 Приступ прекограничним капацитетима	21
3.3.3.1 Расподела прекограничних капацитета и управљање загушењима	21
3.3.3.2 Годишња размена унутар и преко граница регулационе области	24
3.3.3.3 Коришћење прихода од расподеле прекограничних капацитета	25
3.3.4 Пренете количине електричне енергије	26
3.4 РЕГУЛАЦИЈА ОПЕРАТОРА ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА.....	26
3.4.1 Раздвајање оператора дистрибутивног система	27
3.4.2 Регулација цена	28
3.4.2.1 Трошкови прикључења на систем	28
3.4.2.2 Цене приступа систему	28
3.4.2.3 Цене нестандартних услуга	30
3.4.3 Дистрибуирана количина електричне енергије	30
3.5 ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	31
3.5.1 Билатерално тржиште електричне енергије	31
3.5.1.1 Велепродајно тржиште	31
3.5.1.2 Малопродајно тржиште	38
3.5.1.2.1 Испоручене количине електричне енергије крајњим купцима	38
3.5.1.2.2 Продаја електричне енергије на регулисаном тржишту	39
3.5.1.2.3 Продаја електричне енергије на слободном тржишту	44
3.5.1.2.4 Промена снабдевача	47
3.5.2 Балансно тржиште електричне енергије	48
3.5.3 Организовано тржиште електричне енергије.....	48
3.5.4 Транспарентност	49
3.5.5 Регионално повезивање.....	49
3.6 ПРАЋЕЊЕ И РЕГУЛАЦИЈА КВАЛИТЕТА ИСПОРУКЕ И СНАБДЕВАЊА	51
3.6.1 Непрекидност испоруке електричне енергије	51
3.6.1.1 Непрекидност испоруке са преносне мреже	51
3.6.1.2 Непрекидност испоруке са дистрибутивне мреже.....	53
3.6.2 Квалитет електричне енергије	54

3.6.3	Комерцијални квалитет	55
3.6.3.1	Прикључење, обуства и искључење	55
3.6.3.2	Мерење и обрачун	56
3.6.3.3	Отклањање техничких сметњи у испоруци	56
3.6.3.4	Корисничке услуге.....	57
3.7	СИГУРНОСТ СНАБДЕВАЊА ЕЛЕКТРИЧНОМ ЕНЕРГИЈОМ	57
3.7.1	Прогноза потрошње.....	57
3.7.2	Производне могућности.....	57
3.7.3	Коришћење обновљивих извора енергије.....	58
3.7.4	Изградња нових преносних капацитета	61
3.7.5	Инвестиционе активности оператора дистрибутивних система.....	63
3.7.5.1	Напредне мреже	63
3.7.5.2	Смањење губитака електричне енергије у дистрибутивној мрежи	63
4.	ПРИРОДНИ ГАС	65
4.1	СТРУКТУРА СЕКТОРА И КАПАЦИТЕТИ	65
4.1.1	Организациона и власничка структура.....	65
4.1.2	Капацитети за производњу, транспорт, дистрибуцију и складиштење	66
4.1.2.1	Производња	66
4.1.2.2	Транспорт	66
4.1.2.3	Дистрибуција	68
4.1.2.4	Складиштење.....	69
4.2	ОСТВАРЕНА ПОТРОШЊА И ИЗВОРИ СНАБДЕВАЊА ПРИРОДНИМ ГАСОМ	70
4.3	РЕГУЛАЦИЈА ОПЕРАТОРА ТРАНСПОРТНОГ СИСТЕМА	71
4.3.1	Раздвајање оператора транспортног система.....	72
4.3.2	Регулација цена	73
4.3.2.1	Трошкови прикључења на систем	73
4.3.2.2	Цене приступа систему	73
4.3.2.3	Цене нестандартних услуга	73
4.3.3	Приступ прекограничним капацитетима.....	73
4.3.3.1	Додела капацитета на интерконективним водовима и управљање загушењима	74
4.3.4	Транспортоване количине природног гаса.....	74
4.3.5	Балансирање.....	74
4.4	РЕГУЛАЦИЈА ОПЕРАТОРА ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА.....	75
4.4.1	Раздвајање оператора дистрибутивног система.....	75
4.4.2	Регулација цена	76
4.4.2.1	Трошкови прикључења на систем	76
4.4.2.2	Регулација цене приступа дистрибутивном систему	76
4.4.2.3	Цене нестандартних услуга	77
4.4.3	Дистрибуирана количина природног гаса	78
4.5	ТРЖИШТЕ ПРИРОДНОГ ГАСА	78
4.5.1	Велепродајно тржиште	79
4.5.1.1	Снабдевање снабдевача.....	79
4.5.1.2	Регионално повезивање.....	79
4.5.2	Малопродајно тржиште	79
4.5.2.1	Продаја природног гаса на регулисаном тржишту	82
4.5.2.2	Промена снабдевача	88
4.6	ПРАЋЕЊЕ И РЕГУЛАЦИЈА КВАЛИТЕТА ИСПОРУКЕ И СНАБДЕВАЊА	88
4.6.1	Непрекидност испоруке	88
4.6.1.1	Непрекидност испоруке са транспортних система.....	88
4.6.1.2	Непрекидност испоруке са дистрибутивних система	89
4.6.2	Комерцијални квалитет	90
4.6.2.1	Прикључење, обуства и искључење	90
4.6.2.2	Приступ систему	90
4.6.2.3	Мерење и обрачун	91
4.6.2.4	Кориснички сервис.....	91

4.7	СИГУРНОСТ СНАБДЕВАЊА ПРИРОДНИМ ГАСОМ.....	91
4.7.1	Прогноза потрошње природног гаса.....	91
4.7.2	Пројекти за повећање сигурности снабдевања.....	91
5.	СИРОВА НАФТА, ДЕРИВАТИ НАФТЕ, БИОГОРИВА И КОМПРИМОВАНИ ПРИРОДНИ ГАС ...	92
5.1	СТРУКТУРА СЕКТОРА И КАПАЦИТЕТИ.....	92
5.1.1	Организациона и власничка структура нафтног сектора.....	92
5.2	КАПАЦИТЕТИ ЗА ПРОИЗВОДЊУ И ТРАНСПОРТ.....	92
5.2.1	Производња нафте, деривата нафте и биогорива.....	92
5.2.2	Транспорт нафте и деривата нафте.....	94
5.3	РЕГУЛАЦИЈА ЕНЕРГЕТСКОГ СУБЈЕКТА ЗА ТРАНСПОРТ НАФТЕ И НАФТНИХ ДЕРИВАТА.....	95
5.3.1	Раздвајање енергетског субјекта за транспорт нафте и нафтних деривата.....	95
5.3.2	Приступ систему за транспорт нафте и нафтних деривата.....	95
5.3.3	Цена приступа транспортном систему.....	96
5.4	ТРЖИШТЕ НАФТЕ И ДЕРИВАТА НАФТЕ.....	96
5.4.1	Велепродајно тржиште.....	97
5.4.2	Малопродајно тржиште.....	97
6.	ДЕЛАТНОСТИ ОД ОПШТЕГ ИНТЕРЕСА И ЗАШТИТА КУПАЦА.....	99
6.1	ДЕЛАТНОСТ ОД ОПШТЕГ ИНТЕРЕСА.....	99
6.2	ЗАШТИТА КУПАЦА.....	99
6.2.1	Регулација цена снабдевања за домаћинства и мале купце.....	99
6.2.2	Права крајњег купца на приступ подацима о сопственој потрошњи.....	100
6.2.3	Промена снабдевача.....	100
6.2.4	Општи услови и квалитет испоруке и снабдевања.....	100
6.2.5	Решавање жалби и помоћ у поступку посредовања.....	101
6.2.6	Посебни видови заштите енергетски најугроженијих купца.....	101
	ИЗВЕШТАЈ О РАДУ И ФИНАНСИЈСКОМ ПОСЛОВАЊУ АГЕНЦИЈЕ.....	107
7.	ИЗВЕШТАЈ О РАДУ АГЕНЦИЈЕ.....	109
7.1	ОСНОВНИ ПОДАЦИ О АГЕНЦИЈИ.....	109
7.1.1	Оснивање и делокруг рада Агенције.....	109
7.1.2	Организација Агенције.....	111
7.1.3	Независност и одговорност.....	111
7.2	АКТИВНОСТИ АГЕНЦИЈЕ У 2018. ГОДИНИ.....	113
7.2.1	Лиценцирање енергетских субјеката.....	113
7.2.2	Регулација цена.....	114
7.2.3	Надзор над тржиштем електричне енергије и природног гаса.....	115
7.2.4	Одлучивање по жалбама.....	116
7.2.5	Међународне активности.....	117
7.2.5.1	Атински процес и Регулаторни одбор Енергетске заједнице (ECRB).....	117
7.2.5.2	Берлински процес - иницијатива „Западни Балкан 6“ (WB6).....	119
7.2.5.3	CESEC (Central and South Eastern Europe Gas Connectivity) иницијатива.....	119
7.2.5.4	Учешће у асоцијацијама регулатора у енергетици.....	120
7.2.5.5	Европске интеграције.....	120
8.	ИЗВЕШТАЈ О ФИНАНСИЈСКОМ ПОСЛОВАЊУ АГЕНЦИЈЕ.....	121
	Садржај табела.....	126
	Садржај слика.....	127
	Скраћенице и страни изрази.....	128
	Конверзиони фактори за јединице енергије.....	128

УВОДНЕ НАПОМЕНЕ

Сходно одредбама Закона о енергетици Републике Србије („Службени гласник РС“ бр. 145/14) у даљем тексту: Закон, председник и чланови Савета Агенције за енергетику Републике Србије за свој рад и рад Агенције одговарају Народној скупштини Републике Србије, којој најмање једном годишње подносе извештај о раду. Поред извештаја о раду и финансијском пословању Агенције, овај документ садржи и извештај о стању у енергетском сектору Републике Србије, у оквиру надлежности Агенције.

Извештај о енергетском сектору Србије обухвата приказ стања и активности у домену тржишта електричне енергије и природног гаса и делом нафте и нафтних деривата, сигурности снабдевања електричном енергијом и природним гасом, активности у оквиру делатности од општег интереса и заштите купаца електричне енергије и природног гаса. По структури и садржају, Извештај одговара и препорукама Савета европских енергетских регулатора (Council of European Energy Regulators - CEER).

Нови Савет Агенције за енергетику Републике Србије је изабран 22.3.2018. године на седници Народне скупштине Републике Србије („Службени гласник РС“ бр. 23/18). У 2018. години одржано је укупно 48 седница седница Савета Агенције за енергетику Републике Србије (9 седница је одржао стари Савет Агенције, у складу са Законом, доноси Савет Агенције. На седницама Савета Агенције за енергетику Републике Србије су донете одлуке, сагласности, решења, закључци и друга акта из области регулације цена, успостављања и надзора тржишта енергије, издавања и одузимања лиценци, начина рада Агенције и других послова из надлежности Савета. Агенција за енергетику Републике Србије је у 2018. години испуњавала обавезе које су јој Законом додељене и које су битне за примену закона и функционисање тржишта енергије у Србији. Изношењем својих ставова, имала је и запажену улогу у раду институција Енергетске заједнице (ЕнЗ), а пружала је и стручну подршку другим националним институцијама у њиховим активностима.

Сигурност снабдевања електричном енергијом, природним гасом и дериватима нафте у 2018. години је била задовољавајућа. Сигурном снабдевању електричном енергијом је допринео поуздани рад енергетских капацитета за производњу електричне енергије и благовремени увоз недостајућих количина у периодима повећане потрошње, док је сигурност снабдевања природним гасом обезбеђивало и подземно складиште Банатски двор.

Укупна потрошња електричне енергије у 2018. години је смањена за 0,2% у односу на 2017. годину. Смањена је потрошња у домаћинствима за 2,9%, а повећана потрошња у индустрији, код купаца на средњем напону 3,0% и купаца на високом напону 3,5%. Укупна производња електричне енергије у 2018. години је била већа за 1,5% у односу на 2017. годину (од чега је производња у термоелектранама на угаљ мања за 5,3%, а у хидроелектранама је производња већа за 16,4% електричне енергије). У 2018. години увоз електричне енергије је био већи од извоза. Потрошња природног гаса у 2018. години је повећана за 0,5% у односу на 2017. годину. Потрошња природног гаса је порасла у индустрији и домаћинствима. Раст потрошње у домаћинствима указује да је природни гас конкурентан енергент.

На слободном тржишту, по тржишним ценама, купљено је у 2018. години 47,1% електричне енергије (у 2017. години 46,1%) и 85% природног гаса. Домаћинства су у занемарљивом броју (мање од 0,1%) користила право да бирају снабдевача и купују на слободном тржишту и углавном су се снабдевала по регулисаним ценама.

Стратегијом развоја енергетике за период до 2025. године, прогнозиран је раст потрошње електричне енергије мање од 1% просечно годишње. У том периоду би ова потрошња требало да се покрива продужењем радног века и повећањем снаге постојећих и изградњом нових електрана. Трећи блок у ТЕ Костолац Б је најзначајнији пројекат који започет са реализацијом. У складу са циљем да се достигне 27% учешћа производње из обновљивих извора енергије у бруто финалној потрошњи до 2020. године из електрана на обновљиве изворе енергије треба да се обезбеди око 3.500 GWh годишње.

Прелиминарним Националним планом Републике Србије за смањење емисија, омогућен је до 2026. године рад појединих најстаријих термо блокова на којима, због застареле технологије, није предвиђена примена мера за смањење емисије сумпорних и азотних оксида. Ови блокови ће се до тог рока sukcesивно повлачити из погона, а њихова производња ће се замењивати поменути новим капацитетима. За дугорочну енергетску стабилност је битно и промишљено прилагођавање енергетике Србије глобалним и ЕУ захтевима везаним за заштиту планете у складу са резултатима Конференције УН о климатским променама. Ово у будућности може битно утицати на трошкове производње електричне енергије у термоелектранама и њен даљи развој.

Савет Агенције за енергетику Републике Србије је на основу Закона о енергетици, којим је у домаће законодавство пренет тзв. „Трећи пакет“ прописа ЕУ о заједничким правилима унутрашњег тржишта енергије, донео 1. октобра 2018. године прелиминарно Решење о изузећу новог интерконектора за природни гас, којим одобрава привредном друштву „Гастрас д.о.о. - Нови Сад“ изузеће од обавеза примене правила приступа треће стране, од власничког раздвајања и од регулисане цена за коришћење гасовода који ће ићи кроз Републику Србију и бити повезиван на бугарски и мађарски национални транспортни систем. Нова гасна интерконекција је најважнији услов за обезбеђење дугорочно сигурнијег снабдевања природним гасом и развоја тржишта и избегавање ризика са којима се Србија суочавала.

Гасовод Ниш – Софија је у садашњим условима пројекат који је подржан од институција ЕУ.

Низак степен гасификације домаћинства (око 10% укупног броја), значи да постоји потенцијал за већи раст у овом сектору. За даљи развој гасног тржишта, од велике је важности да се убрза и набавка и уградња одговарајуће мерне опреме.

Цене природног гаса за јавно снабдевање за све јавне снабдевача, као и цене приступа систему за транспорт и дистрибуцију природног гаса, током 2018. године се нису мењале.

За одржив развој енергетских система је веома важна адекватна дугорочна политика регулисаних цена, предвидива за купце и инвеститоре. Међутим, неизоставан предуслов за промене регулисаних цена електричне енергије за домаћинства је повећање броја заштићених социјално угрожених купаца, јер је и у 2018. години број заштићених купаца вишеструко мањи од броја купаца које би, према евиденцији надлежних институција, требало заштитити. Ово захтева посебну бригу надлежних органа, нарочито због ниског стандарда становништва.

Савет Агенције за енергетику Републике Србије, приликом давања сагласности на регулисане цене, инсистира на рационализацији у пословању енергетских предузећа и признавању само оправданих трошкова. Један од највећих трошкова су високи губици електричне енергије у дистрибутивној мрежи, које Агенција редовно признаје у мањем износу од остварених, а у складу са планом смањивања губитака. У 2018. години је дошло до смањења губитака у дистрибутивној мрежи, који су у односу на губитак у 2017. години смањени за 0,8% и износе 12,2% електричне енергије преузете у дистрибутивни систем, што је и даље веома високо у односу на технички оправдане. Још увек је неопходно да се ефикасније сузбија крађа електричне енергије, између осталог и појачаном контролом мерних места. Потребно је и интензивирање инвестиција у електродистрибутивну мрежу, преузимање мерних уређаја и прикључних водова и ефикаснија замена мерних уређаја.

Током 2018. године, учињени су даљи кораци у реформи сектора и отварању тржишта електричне енергије и природног гаса, више у нормативној сфери, прилагођавањем постојећих и доношењем нових прописа, у складу са одредбама Закона. Приметна су кашњења у примени, у односу на рокове утврђене Законом, у гасном сектору.

ЈП ЕМС АД је у 2018. години наставио активности у циљу развоја система и јачања прекограничних капацитета и учешћа у координисаним аукцијама прекограничних капацитета. На организованом тржишту SEEPEx - берзи електричне енергије током 2018. године је повећан број учесника и обим трговања. У оквиру Енергетске заједнице су предузимане активности на развоју регионалног тржишта електричне енергије. Интеграција у тржиште ЕУ захтева и обезбеђење адекватног учешћа институција Републике Србије (па и регулаторних) у одговарајућим институцијама ЕУ, како би се адекватно штитили интереси земље.

Ниво концентрисаности тржишта електричне енергије у Србији, у погледу остварених трговачких активности, и у 2018. је остао на сличном нивоу као у претходним годинама.

У 2018. години показатељи за непланиране прекиде испоруке електричне енергије су значајно бољи у поређењу са 2017. годином, како у погледу неиспоручене електричне енергије, тако и испале снаге, где су показатељи смањени на скоро половину вредности прошлогодишњих. Показатељи непрекидности испоруке су и даље знатно лошији од европског просека.

Прикупљање података о квалитету испоруке природног гаса се спроводило и у 2018. години, али ни у овој години нису сви енергетски субјекти обезбедили и Агенцији доставили тражене податке. Подаци су добијени од оба оператора транспортних система и од 31. оператора дистрибутивног система природног гаса који природни гас испоручују на две трећине места испоруке. На основу расположивих података, показатељи непрекидности испоруке у 2018. години су на транспортним системима бољи него у 2017. години док су у дистрибутивним системима остали на истом нивоу.

У 2018. години примљено је у Агенцији укупно 367 поднесака, који су се углавном односили на рад и поступање енергетских субјеката из различитих домена њиховог пословања. Агенција је све примљене притужбе обрадила и доставила одговоре њиховим подносиоцима, уз прослеђивање предмета када је то потребно, надлежним државним органима на даљи поступак. Тренд пораста броја жалби је настављен у 2018. години, па ће Агенција и у наредном периоду наставити рад са стручним лицима оператора дистрибутивног система електричне енергије, односно природног гаса, који одлучују по захтевима за прикључење на систем.

Постепено се повећавају активности Агенције у надгледању тржишта у вези са поступањем енергетских субјеката према купцима и корисницима система и заштитом права и интереса купаца енергије.

Посебно истичемо чињеницу да су рокови за доношење решења о издавању лиценци за обављање енергетских делатности значајно скраћени и доведени у закон прописане оквире.

Савет Агенције за енергетику Републике Србије

мај 2019.

ИЗВЕШТАЈ О СТАЊУ У
ЕНЕРГЕТСКОМ СЕКТОРУ СРБИЈЕ

1. ЕНЕРГЕТСКЕ ПОТРЕБЕ СРБИЈЕ

Потрошња примарне енергије у Србији, без Аутономне покрајине Косово и Метохија (АПКМ¹) је у 2017. години била 15,9 милиона тона еквивалентне нафте (мил.тен). За Србију је карактеристичан висок удео угља, претежно нискокалоричног лигнита, у укупној примарној енергији (око 49%), који се доминантно користи за производњу електричне енергије. Велики удео домаћег лигнита омогућава релативно високу, у односу на друге земље, енергетску независност земље и производњу електричне енергије уз релативно ниже и стабилне трошкове. На другој страни, коришћење лигнита у производњи електричне енергије повећава негативни утицај на животну средину. Ова чињеница, дугорочно посматрано, увећава и ризик раста трошкова емисије угљен диоксида, односно гасова који глобално изазивају ефекат стаклене баште.

Овде су приказани последњи доступни подаци о укупној потрошњи примарне и финалне енергије и други са енергетиком повезани битни подаци и поређења са Европском унијом.

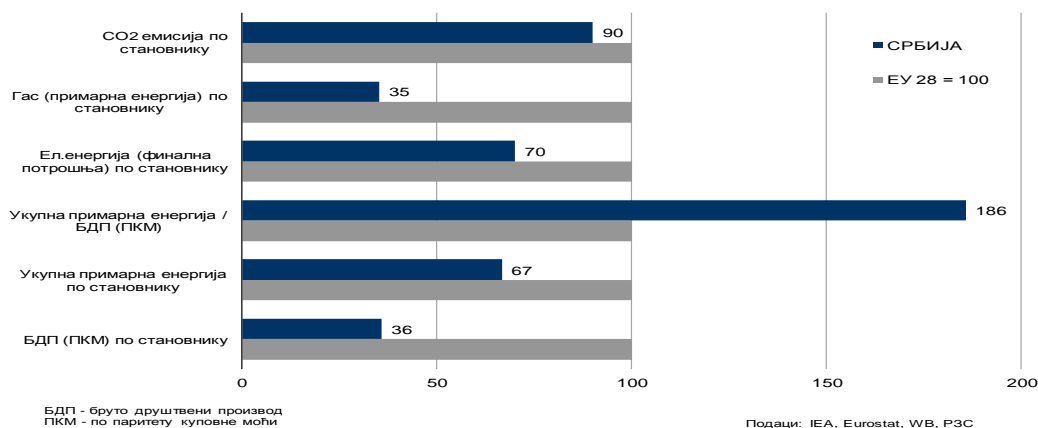
У 2017. години, енергетска нето увозна зависност Србије је била 34,1%, што је ниже од велике већине европских земаља (Европска унија 54%). Увозна зависност Србије је смањена у односу на претходну деценију највише захваљујући повећаној домаћој производњи нафте и природног гаса, које су повећаване до 2013. године. Од тада, увозна зависност поново расте. У 2018. години, трошкови нето увоза енергије су износили 2,06 млрд €, што је за 25% више него у 2017. години. Ови трошкови чине 36,4% од салда укупног увоза и извоза Републике Србије у 2018. години.

Табела 1-1: Енергетика Србије (без АПКМ) – неки показатељи за период 2011 - 2017. година

	Јединица мере	Година						
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Број становника, средином године	хиљ.	7.237	7.201	7.167	7.132	7.095	7.058	7.021
БДП по становнику, по паритету куповне моћи	стални \$ из 2011.	12.968	12.899	13.295	13.113	13.278	13.720	14.049
Потрошња примарне енергије	мил.тен	16.19	14.53	14.91	13.34	14,8	15.72	15,93
Потрошња финалне енергије	мил.тен	9,25	8,51	8,19	7,67	8,08	8,67	8,70
Увозна зависност	%	30,3%	27,7%	24,1%	27,9	27,7	30,3	34,1

Подаци: РЗС, Светска банка, МРЕ, АЕРС

У поређењу са Европском унијом – подаци за Европску унију из 2016. године - (Слика 1-1), бруто друштвени производ Србије по паритету куповне моћи (који реалније одражава ниво развијености и стандарда) у 2016. години је био на нивоу од 36%, потрошња укупне примарне енергије по становнику 67%, а потрошња финалне електричне енергије 70%.

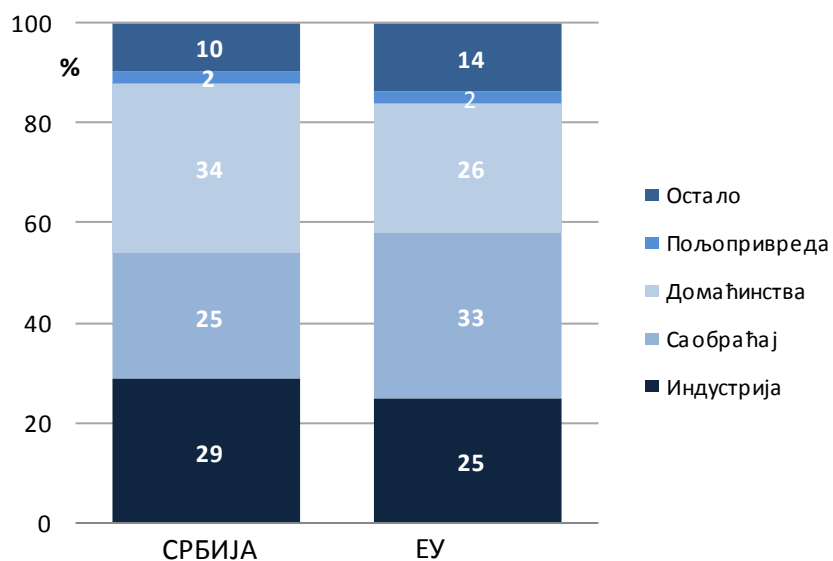


Слика 1-1: Упоредни показатељи за Србију и Европску унију у 2016. години

Енергетски интензитет, односно потрошња укупне примарне енергије по јединици друштвеног производа (по паритету куповне моћи) је на нивоу земаља региона, али 1,86 пута већи од европског просека. Већи енергетски интензитет је делом последица неминовних техничких губитака у трансформацији лигнита у електричну енергију (две трећине производње електричне енергије је из лигнита), али, пре свега, нерационалности, тј. ниске ефикасности у потрошњи у домаћинствима, у индустрији, због ниског степена коришћења капацитета и застареле технологије, као и у другим секторима. Примарна потрошња гаса по становнику је на око 35% нивоа ЕУ, тако да овај сектор има висок потенцијал раста.

¹ третман енергетских података за територију Аутономне покрајине Косово и Метохија (АПКМ) у овом извештају, зависи од њихове расположивости, поузданости и потребе да буду приказани ако се ради о јединственој функцији на целој територији (јединствена регулациона област), а имајући у виду Резолуцију Савета безбедности Уједињених нација број 1244 од 10.6.1999. године

Битна разлика у структури потрошње финалне енергије, у односу на Европску унију, је висок удео потрошње у домаћинствима у Србији и виши удео потрошње енергије у саобраћају у ЕУ (Слика 1-2). При томе треба имати у виду да је индустријска производња у Србији данас битно мања него крајем осамдесетих година прошлог века.



Слика 1-2: Структура финалне потрошње (без неенергетске потрошње) у 2016. години

2. ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ И ПРИРОДНОГ ГАСА У 2018.

2.1 Законски и регулаторни оквир

Законски и регулаторни оквир за развој тржишта електричне енергије и природног гаса у Србији је утврђен Законом о енергетици („Службени гласник РС“, бр.145/14, од 29.12.2014; у даљем тексту: Закон) и подзаконским актима, који су усклађени са Трећим енергетским пакетом ЕУ.

Тржишта електричне енергије и природног гаса су углавном уређена посебним подзаконским актима, који уважавају специфичност сваког тржишта, као што су општи услови испоруке, правила рада тржишта електричне енергије, правила рада оператора преносног, транспортних и дистрибутивних система, методологије за утврђивање цена приступа мрежним системима, цена регулисаног снабдевања домаћинстава и малих купаца и трошкова прикључења на систем. Неки прописи који се односе на заштиту крајњих купаца и њихова права, заједнички су за електричну енергију и природни гас, као и прописи којима се уређују: промена снабдевача крајњих купаца који имају уговор о потпуном снабдевању; праћење техничких и комерцијалних показатеља и регулисање квалитета испоруке и снабдевања; остваривање права крајњег купца на приступ подацима о сопственој потрошњи; начин вођења поступка и изрицање мера и вођење регистра изречених мера. Заједнички је и пропис о начину, поступку и роковима вођења књиговодствених евиденција, спровођењу раздвајања рачуна по делатностима и достави података и документације за потребе регулације.

У току 2018. године, Агенција је, у складу са указаним потребама, мењала и допуњавала прописе из своје надлежности у циљу ефикаснијег функционисања тржишта, боље заштите крајњих купаца и других учесника на тржишту.

2.2 Развој тржишта електричне енергије

Раздвајање оператора

Раздвајање оператора преносног и дистрибутивног система електричне енергије, као природних монопола, од енергетских субјеката који обављају тржишне делатности производње и снабдевања, један је од најважнијих задатака у тржишној реформи сектора. Тиме се обезбеђује једнако право приступа мрежним системима за све учеснике на тржишту.

На територији Србије, за обављање енергетских делатности преноса и дистрибуције електричне енергије су одређени:

- Електро mreжа Србије АД, Београд (ЕМС АД), за пренос електричне енергије и управљање преносним системом, је 100% у власништву државе, од 2016. године је корпоративизирана и функционише као затворено акционарско друштво и
- ЈП ЕПС Дистрибуција д.о.о. Београд, коју је, као зависно друштво, основало ЈП Електропривреда Србије (ЈП ЕПС) за дистрибуцију електричне енергије и управљање дистрибутивним системом, 100% је у власништву државе.

Ова предузећа су и пре доношења Закона о енергетици из 2014. године обављала ове делатности, али су Законом додати услови, нарочито у погледу независности, за стицање права за обављање тих делатности. ЕМС АД је Оператор преносног система пошто је лиценциран за енергетску делатност преноса и управљања преносним системом (ОПС), а ЕПС Дистрибуција је Оператор дистрибутивног система (ОДС) који је у поступку добијања лиценце за дистрибуцију и управљање дистрибутивним системом.

Испуњеност услова за остваривање законом прописаног власничког модела раздвајања оператора преносног система, утврђује се у поступку сертификације, који спроводи Агенција. Постојеће законско решење налаже да тек пошто је неко правно лице сертификовано као оператор преносног система, може Агенцији поднети захтев за издавање лиценце за обављање енергетске делатности преноса и управљања преносним системом. Издавањем лиценце, сагласно Закону, ово правно лице се одређује за оператора преносног система електричне енергије.

Акционарском друштву „Електро mreжа Србије“ Београд је по Законом прописаној процедури сертификације, после прелиминарне сертификације и прибављања мишљења Секретаријата Енергетске заједнице, одлуком Савета Агенције издат коначни сертификат као оператору преносног система електричне енергије.

ЈП ЕПС Дистрибуција је поднело захтев за издавање лиценце, али током 2018. године, нису били испуњени услови за издавање лиценце. ЈП ЕПС Дистрибуција мора да докаже, у складу са Законом, да је независан у смислу правне форме, организације и одлучивања од производње и снабдевања у истом вертикално организованом предузећу. Спровођене су активности да се уреди акта која осигуравају независност, тако да се очекује да ће у 2019. години ти услови бити испуњени.

ЕМС АД и ЈП ЕПС Дистрибуција су Законом добили власништво над системом на коме обављају делатност, али имају тешкоћа да уреди документа у складу са Законом и подзаконским актима, којима доказују правни основ коришћења објеката на којима обављају делатност (употребне дозволе и упис права својине). Решавање овог проблема захтева ангажовање више надлежних органа, који су о томе обавештени.

Потрошња електричне енергије

У Србији је у 2018. години произведено 34,95 TWh електричне енергије, а бруто потрошња електричне енергије је била 34,2 TWh. Потрошња крајњих купаца је била 29,2 TWh, а остатак је потрошен за рад електрана, потребе пумпања у реверзибилној хидроелектрани и пумпном постројењу и за надокнаду губитака електричне енергије у мрежама за пренос и дистрибуцију електричне енергије.

Према подацима снабдевача електричном енергијом, у 2018. је увезено 4,6 TWh, а извезено 4,25 TWh, тако да су и увоз и извоз електричне енергије били већи у односу на 2017. годину. Као последица мање производње у термоелектранама и смањене хидрологије, увоз је био већи у другој половини године, највећи у децембру када је увезено 730 GWh. Извоз је због велике производње у хидроелектранама, био изразит у другом кварталу 2018, тако да је највише извезено у априлу, око 680 GWh.

Највећа дневна бруто потрошња од 120.420 MWh је остварена 01. марта 2018, а дан раније, 28. фебруара 2018. у 20 часова остварено је и максимално сатно оптерећење од 5.805 MW.

Трговина на велико

На велепродајном тржишту електричне енергије у 2018. години су углавном трговали снабдевачи између себе, јер нема значајних независних произвођача. Активност снабдевача 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 и у 2018. години је износио око 12 TWh. Право на пријаву планова рада на основу одговарајућег уговора потписаног са EMC АД, у 2018. је имало 68 учесника на тржишту електричне енергије, што је за три више у односу на 2017. годину.

Србија се граничи са осам земаља и преноси се значајна количина електричне енергије са северо-истока на југо-запад, што узрокује појаву загушења на прекограничним далеководима, па се планира изградња нових далековада. Најзначајнији је пројекат планираног повезивања источне и западне Европе преко територије Србије, изградњом 400 kV далековада (пројекат Трансбалкански коридор који је започет изградњом деонице Панчево 2 – Решица), што ће додатно повећати сигурност снабдевања електричном енергијом и у Србији.

Организовано дан-унапред тржиште

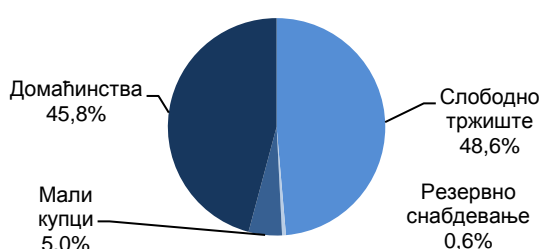
Организовано дан-унапред тржиште/берза електричне енергије у Србији - SEEPEX а.д. Београд (SEEPEX - South-Eastern European Power Exchange) је формирано на основу партнерства између EMC АД и EPEX SPOT – Француска, као акционарско друштво, са већинским власништвом српске стране, које је лиценцирано за управљање организованим тржиштем електричне енергије. На организованом дан-унапред тржишту/берзи електричне енергије, у 2018. је регистровано 18 учесника, што је за два учесника више него у 2017. години. Трговином су се активно бавили сви регистровани учесници, што је за три учесника више у односу на претходну годину.

Укупна количина електричне енергије која је у 2018. години била предмет трговања на SEEPEX, износила је 2.318 GWh, што је 2,7 пута више него у 2017. години. Међутим, део те енергије није био предмет трговине између снабдевача пошто је од 1. јула 2018. године па до краја те године оператор преносног система куповао део електричне енергије за надокнаду губитака, али и продавао вишкове електричне енергије за надокнаду губитака купљене преко своје аукцијске платформе. Највећи месечни обим трговине на берзи од 259.995 MWh је остварен у децембру, а дневни максимум је остварен 25. новембра 2018. са 12.367 MWh. Најмањи обим месечне трговине био је у фебруару и износио је 95.978 MWh (чак 370 пута већи од 260 MWh колико је трговано у фебруару претходне године). Највећа сатна цена достигнута је 22.11.2018. у 18 часова и износила је 126,8 €/MWh. Просечна базна цена на годишњем нивоу је износила 50,1 €/MWh.

Раст обима трговине и броја регистрованих и активних чланова SEEPEX повећава ликвидност берзе и на тај начин помаже формирање референтне велепродајне цене у Србији, а и у региону.

Трговина на мало

Законом је омогућено да сви крајњи купци у Србији могу да купују електричну енергију на слободном тржишту и да само домаћинства и мали купци могу користити право на гарантовано снабдевање, односно, снабдевање по регулисаним ценама. По регулисаним ценама снабдева се 50,8% потрошње крајњих купаца, што је потрошња домаћинстава и малих купаца.



Слика 2-1: Продаја електричне енергије на слободном и регулисаном тржишту у 2018.

На слободном тржишту купују само они купци који немају право на гарантовано снабдевање и њима је у 2018. години продато 49,2% електричне енергије коју су укупно потрошили крајњи купци. Купци који нису успели да изаберу снабдевача, користили су законско право на резервно снабдевање. То су углавном установе и предузећа која су корисници буџетских средстава, која имају проблема са реализацијом јавних набавки или са плаћањем утрошене електричне енергије. Неке од њих није могуће искључити са мреже (болнице, школе), а ниједан снабдевач на слободном тржишту не жели да их снабдева. Веома мали део енергије је потрошен на резервном снабдевању, свега 0,6% електричне енергије која се продаје крајњим купцима.

Крајем 2018. године било је 66 лиценцираних енергетских субјеката за снабдевање електричном енергијом на слободном тржишту. Од тога је било активно само 18. Доминантан снабдевач на слободном тржишту је и даље ЈП ЕПС са уделом од 96,4% електричне енергије продате крајњим купцима на слободном тржишту и 98,4% од укупне потрошње крајњих купаца.

Промена снабдевача је у 2018. години реализована на око 17,5 хиљада мерних места (0,5% укупног броја мерних места) са потрошњом нешто мањом од 1 TWh, што је 3,4% укупне потрошње крајњих купаца.

Сигурност снабдевања

Сигурност снабдевања током 2018. године је била задовољавајућа. Вишегодишњим улагањима у ревитализацију и модернизацију производних, преносних и делом дистрибутивних капацитета повећани су поузданост и ефикасност рада електроенергетског система. У 2018. години су бољи показатељи квалитета непрекидности испоруке електричне енергије у односу на претходну годину и на нивоу су петогодишњег просека.

Стратегијом развоја енергетике Републике Србије до 2025. са пројекцијама до 2030. године, предвиђен је просечан пораст потрошње електричне енергије испод 1% годишње. С обзиром на старост и ефикасност постојећих производних капацитета и да ће неки од њих бити угашени, неопходна је изградња нових капацитета. Започета је изградња новог термо блока Б3 у ТЕ Костолац Б снаге 350 MW и извесна је изградња гасне термоелектране-топлане Панчево снаге 190 MW у кондензационом режиму рада. У плану је и значајна изградња капацитета на бази обновљивих извора енергије. Националним акционим планом за коришћење обновљивих извора енергије, планирано је да се достигне годишња производња из обновљивих извора од око 3,5 TWh до 2020. године. Подстицаји изградње капацитета на обновљиве изворе енергије, услови за добијање и висина feed-in тарифе у зависности од примењене технологије, уређени су одговарајућим уредбама Владе.

2.3 Развој тржишта природног гаса

Раздвајање оператора

На територији Србије, транспорт природног гаса обављају два енергетска субјекта: ЈП Србијасгаз, Нови Сад и Yugorosgaz–Транспорт д.о.о Ниш. Након доношења Закона, оба предузећа су започела активности на раздвајању оператора транспортног система од осталих делатности вертикално интегрисаног предузећа.

ЈП Србијасгаз је уз сагласност Влада Републике Србије основао друштва Транспортгас Србија д.о.о. и Дистрибуцијасгаз Србија д.о.о. која су регистрована у регистру привредних субјеката као активна, али у 2018. години нису отпочела са радом. Закључком Владе Републике Србије омогућено је ЈП Србијасгаз да и надаље самостално или преко друштва капитала Транспортгас Србија д.о.о. настави да обавља делатност од општег интереса: транспорт и управљање транспортним системом, до прибављања лиценце за обављање ове делатности и препоручено је Транспортгас Србија д.о.о. да предузме све неопходне активности у циљу прибављања ове лиценце у што краћем року.

Транспортгас Србија д.о.о је у новембру 2018. године поднео захтев за сертификацију по моделу независног оператора транспорта. Агенција је дужна да донесе прелиминарну одлуку о сертификацији у року од 4 месеца од дана подношења захтева и да исту са пратећом документацијом достави Секретаријату Енергетске заједнице на мишљење.

Yugorosgaz–Транспорт д.о.о. Ниш је одлуком Савета Агенције из јуна 2017. године сертифициван као независни оператор система уз обавезу, под претњом одузимања сертификата, да у року од годину дана усклади организацију и пословање на начин којим се испуњавају услови у погледу независности, достави Агенцији програм усклађености и доказ о набавци губитака природног гаса. Од свих наведених, први услов је изван компетенција Агенције и његово испуњење зависи искључиво од надлежних државних органа. Одлуком Савета Агенције у јулу 2018. Године, Yugorosgaz Transport д.о.о. Ниш је добио додатни рок од годину дана за испуњавање услова сертификације по моделу независног оператора система, уз обавезу да двомесечно извештава Агенцију о предузетим активностима у том смислу.

Потрошња природног гаса

У 2018. години је бруто потрошња природног гаса била 2.562 милиона m³, за 1% више него у 2017. Потрошња је у индустрији порасла за 2,4%, у домаћинствима је порасла за 0,8%, а у топланама је опала за 5,4%. Домаћом производњом задовољено је само 13,5% потребног гаса, а остатак је обезбеђен из увоза.

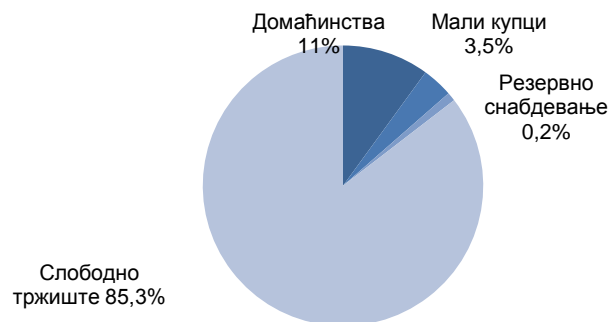
Трговина на велико

Трговином на велико су се бавиле само три компаније које су лиценциране за снабдевањем природним гасом (ЈП Србијагас, Кинг гас д.о.о., Cestov Veks d.o.o.) и произвођач природног гаса Нафтна индустрија Србије а.д. (у даљем тексту: НИС). Значајно ограничење за тржиште на велико је то што ЈП Србијагас, односно Транспортгас Србија, још увек не примењује Правила о раду транспортног система којима се уређује приступ прекограничним капацитетима на принципима недискриминације и транспарентности, јер није завршено правно раздвајање оператора транспортног система од ЈП Србијагас, тако да расподела капацитета у складу са Правилима о раду ни у 2018. није реализована.

Законом је предвиђено да, до успостављања конкурентног тржишта, Влада одређује снабдевача јавних снабдевача, у складу са Законом. Снабдевач јавних снабдевача мора да нуди природни гас свим јавним снабдевачима (укључујући и оног који је у истом правном лицу са њим), под истим условима и по истој цени. У 2018. години, снабдевач јавних снабдевача је био ЈП Србијагас.

Трговина на мало

Укупна нето потрошња крајњих купаца је била 2.519 милиона m^3 , али од тога је НИС потрошила 266 милиона m^3 из своје производње, а ХИП Азотара је увезла и потрошила 51 милион m^3 , тако да ове количине нису биле предмет трговања на српском тржишту природног гаса. Трговином на мало, односно снабдевањем крајњих купаца, у 2018. години се бавило 28 снабдевача на слободном тржишту (од 62 лиценцирана) и 32 јавна снабдевача који су и дистрибутери природног гаса. У трговини на мало је доминантна трговина на слободном тржишту. Продаја природног гаса, приказана на слици 2-2, не обухвата количине које је НИС произвео за сопствене потребе и које је ХИП Азотара увезла за сопствене потребе.



Слика 2-2: Продаја природног гаса на слободном и регулисаном тржишту у 2018. години

На слободном тржишту је у 2018. години продато за 2% мање природног гаса него претходне године, што је износило око 85% од укупно продатих количина природног гаса крајњим купцима. Законом је омогућено да крајњег купца који нема право на регулисано снабдевање, може привремено да снабдева резервни снабдевач, уколико купац остане без снабдевача. Влада одређује резервног снабдевача, што је за 2018. годину било ЈП Србијагас. Током 2018, резервно снабдевање је користило 17 купаца и њима је укупно испоручено 3,5 милиона m^3 , односно само 0,16% укупне потрошње на тржишту (без потрошње НИС-а из сопствене производње и количина које је самостално увезла ХИП Азотара).

Промена снабдевача је у 2018. години реализована на једном мерном месту на транспортном систему на коме је испоручено 148 милиона m^3 , што је 6,7% количина природног гаса продате на тржишту (без потрошње НИС из сопствене производње и потрошње ХИП Азотаре која није била на тржишту) и само на неким дистрибутивним системима, на укупно 57 мерних места, са потрошњом од 24,8 милиона m^3 , што је 1,7% количина природног гаса укупне потрошње на тржишту (без потрошње НИС-а из сопствене производње и потрошње ХИП Азотаре која није била на тржишту).

Право да природним гасом буду снабдевани од јавног снабдевача, по регулисаним ценама, уколико не изаберу снабдевача на слободном тржишту, имају домаћинства и мали купци (чија је годишња потрошња природног гаса до 100.000 m^3 и чији су сви објекти прикључени на дистрибутивни систем природног гаса). Домаћинства и мали купци имају мали удео у финалној потрошњи, од само 321 милион m^3 , што је 14,5% од укупне количине гаса набављене на тржишту.

Сигурност снабдевања

У 2018. години, сигурност снабдевања природним гасом је била задовољавајућа. Гаса је било довољно да се задовоље све потребе купаца.

У Србији се чине напори да се обезбеди алтернативни правац снабдевања. Припрема се изградња интерконектора према Бугарској, који ће допринети повећању сигурности снабдевања. Такође, за повећање сигурности снабдевања би било корисно повезивање са гасоводима других суседних земаља, пре свега са Румунијом и Хрватском, које имају развијену гасну инфраструктуру и додатне могућности обезбеђења природног гаса.

У току 2017. године је исказана заинтересованост за транспортом природног гаса од бугарско-српске границе до српско-мађарске границе. Гаспром и ЈП Србијагас су формирали предузеће ГАСТРАНС д.о.о. са циљем изградње овог гасовода. У фебруару 2018. године ГАСТРАНС д.о.о. је, са циљем да се осигура изградња гасовода, поднео Агенцији захтев за изузеће: од примене правила приступа треће стране, од власничког раздвајања и од регулисаних цена за коришћење гасовода. Током године је спроведена процедура испитивања заинтересованости тржишта за коришћење овог гасовода, тако да је почетком октобра 2018. Агенција донела Решење о изузећу новог интерконектора за природни гас. Очекује се да ће по завршеној процедури за добијање обавезујућих понуда за резервацију капацитета бити донета одлука о изградњи овог гасовода чији се почетак очекује у првој половини 2019. године. Изградњом овог гасовода значајно ће се повећати сигурност снабдевања, инфраструктурни стандард снабдевања N-1 у Републици Србији ће бити задовољен, јер ће се са 33,8% повећати на 114%.

За обезбеђивање дугорочне сигурности снабдевања природним гасом од велике је важности адекватно планирање развоја транспортних система. Енергетски субјекти који обављају делатност транспорта природног гаса и управљања транспортним системом, дужни су, на основу Закона, да Агенцији доставе десетогодишње планове развоја транспортних система на сагласност. У 2018. години Транспортгас Србија д.о.о. није Агенцији доставио десетогодишњи план развоја, а на десетогодишњи план развоја „Yugorosgaz–транспорт“ д.о.о. Савет Агенције је дао сагласност у мају 2018. године.

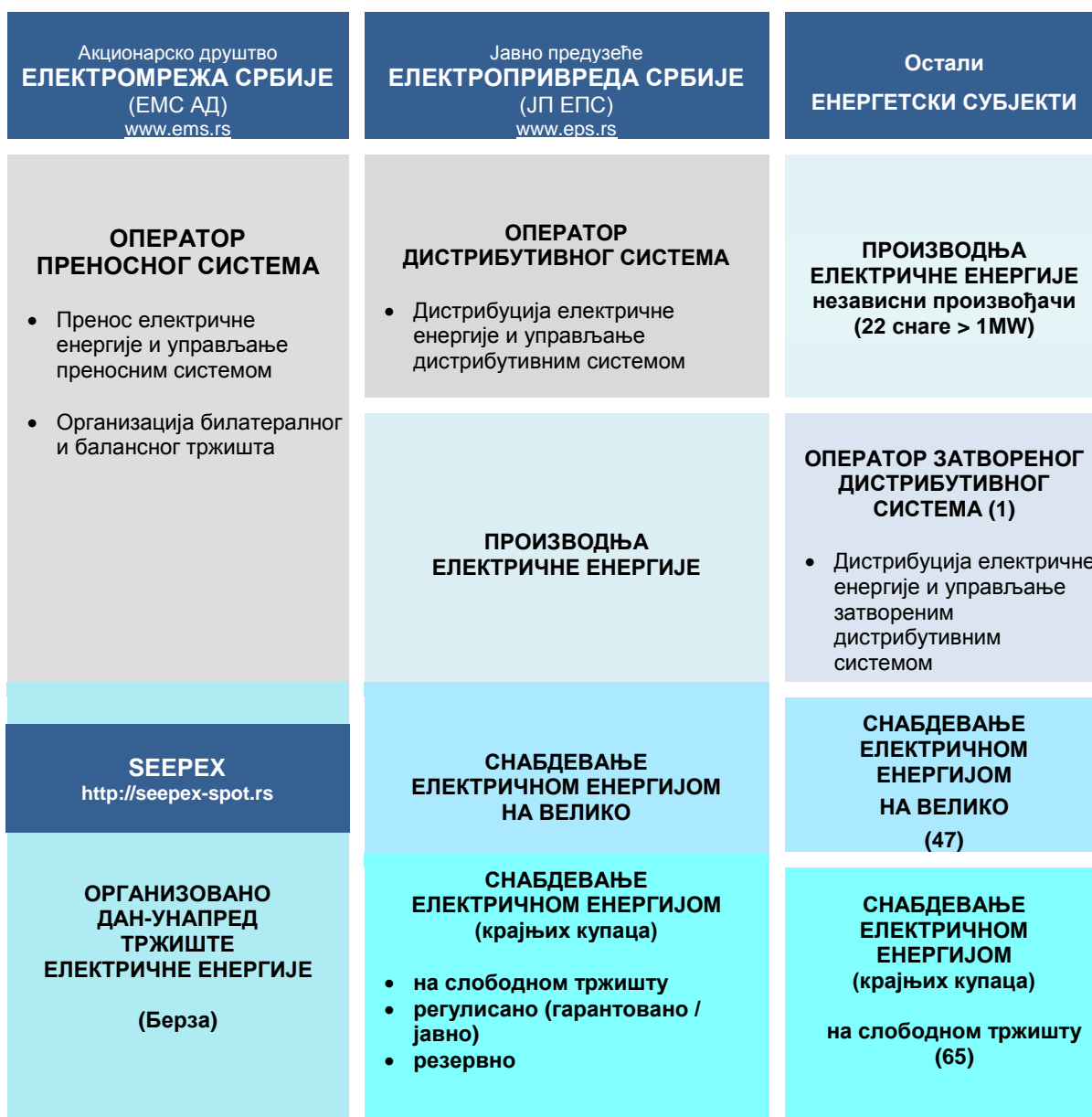
3. ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

3.1 Структура сектора и капацитети

3.1.1 Организациона и власничка структура сектора

Организациона структура електроенергетског сектора је, од усвајања првог Закона о енергетици којим су постављени основни принципи за развој тржишта електричне енергије и природног гаса („Службени гласник РС“ број 84/04), стално прилагођавана потребама развоја тржишта електричне енергије на принципима недискриминације, ефикасне конкуренције и транспарентности. Трансформација је започета 2005. године, поделом јединственог вертикално интегрисаног ЈП ЕПС, које је обухватало: производњу, пренос, дистрибуцију и трговину електричном енергијом, на посебно предузеће ЈП Електроурежа Србије (које је 2016. године корпоративизовано и функционише као затворено акционарско друштво – ЕМС АД) надлежно за пренос и вертикално интегрисано ЈП ЕПС надлежно за: производњу, снабдевање на велико и на мало (крајњих купаца) и за дистрибуцију електричне енергије.

Структура електроенергетског сектора на крају 2018. године је приказана на слици 3-1.



Слика 3-1: Организациона структура електроенергетског сектора

Јавно предузеће ЈП ЕПС и акционарско друштво ЕМС АД су 100% у власништву Републике Србије.

ЕМС АД је, у партнерству са EPEX SPOT, Француска, формирало организовано дан-унапред тржиште електричне енергије (Берзу) SEEPEx, са учешћем ЕМС АД у власништву са 75% и EPEX SPOT са 25%.

ЈП ЕПС обавља делатности: производње електричне енергије и комбиноване производње електричне и топлотне енергије, снабдевања електричном енергијом на велико и на мало и дистрибуције електричне енергије. ЈП ЕПС је највећи произвођач (95,3% укупне инсталисане снаге у Србији) и доминантан учесник на тржишту електричне енергије. Осим што продаје и купује на слободном тржишту, ЈП ЕПС је одређен за резервног снабдевача и за гарантованог/јавног снабдевача домаћинства и малих купаца које снабдева по регулисаној цени. Од укупно 29,7 TWh финалне потрошње, ЈП ЕПС продаје 98,4% електричне енергије (све на регулисаном снабдевању и преко 96,4% на слободном тржишту).

За обављање делатности дистрибуције и управљања дистрибутивним системом на целој територији Републике Србије, ЈП ЕПС је формирало зависно друштво Оператор дистрибутивног система „ЕПС Дистрибуција“ (ОДС). ЈП ЕПС је у обавези да обезбеди независност рада и развоја ОДС, у складу са Законом. Независност ОДС је изузетно значајна јер ОДС мора да пружа услугу свим учесницима на тржишту који користе дистрибутивни систем транспарентно и под истим условима и не сме да фаворизује производњу и/или снабдевање ЈП ЕПС. До краја 2018. године, ОДС није у потпуности профункционисао у складу са Законом.

На крају 2018. године на дистрибутивни систем је било прикључено 277 малих електрана укупне снаге 180 MW (од тога 17 је у власништву ЈП ЕПС снаге 40 MW, а 260 у власништву независних произвођача електричне енергије снаге 140 MW). Лиценцу за производњу електричне енергије поред ЈП ЕПС, имало је још 22 енергетска субјекта, док је за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије имало 7 енергетских субјекта (укључујући и ЈП ЕПС), који располажу производним објектима снаге веће од 1 MW.

У 2018. години је постојао један оператор затвореног дистрибутивног система - АД Аеродром „Никола Тесла“, Београд, који је повезан на дистрибутивни систем и који се састоји од једне трансформаторске станице напонског нивоа 35/10 kV/kV инсталисане снаге 16 MVA, 6 трансформаторских станица напонског нивоа 10/0,4 kV/kV укупне инсталисане снаге 8,52 MVA и 11 km електроенергетских кабловских водова напонског нивоа 10 kV.

Од 1999. године, део електроенергетског система Србије који се налази на територији Аутономне покрајине Косово и Метохија (АПКМ) је под управом УНМИК-а, у складу са Резолуцијом 1244 Савета безбедности Уједињених нација.

У Србији је лиценциран велики број снабдевача електричном енергијом. На крају 2018. године, било је 66 лиценцираних снабдевача који имају право да се баве снабдевањем на велико и на мало и 48 снабдевача који могу да се баве само трговином на велико. Од тога је било активно 60, при чему се само 18 снабдевача бавило снабдевањем крајњих купаца на слободном тржишту.

3.1.2 Капацитети за производњу, пренос и дистрибуцију

3.1.2.1 Производња

Укупна нето инсталисана снага електрана у Србији је 8.088 MW, без оних на територији АПКМ, укључујући и електране независних произвођача (табела 3-1). У оквиру ЈП ЕПС, који је доминантан произвођач електричне енергије, у термоелектранама на лигнит, инсталисано је 4.386 MW, у хидроелектранама 2.936 MW, у термоелектранама-топланама на природни гас или мазут 347 MW и у оквиру 17 малих хидроелектрана повезаних на дистрибутивни систем 40 MW. Лигнит за термоелектране се производи на површинским коповима који су у саставу ЈП ЕПС.

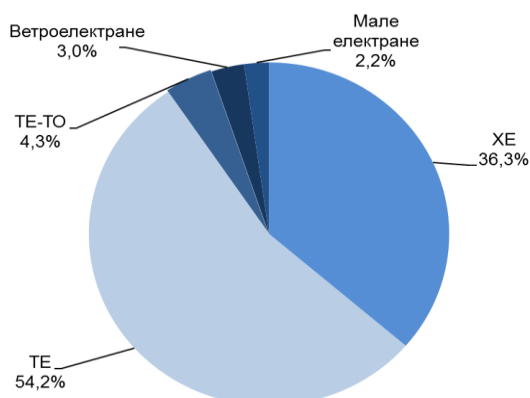
Поред производних капацитета ЈП ЕПС, на преносну и дистрибутивну мрежу су прикључени производни капацитети независних произвођача. На преносну мрежу су током 2018. године прикључене ветроелектране укупне инсталисане снаге 239 MW, које су биле у пробном раду, док је на мрежу електродистрибуције прикључено и 260 малих електрана укупне инсталисане снаге 140 MW, које су у власништву других правних и физичких лица.

Табела 3-1: Капацитети за производњу електричне енергије у 2018. (без АПКМ)

Технологија	Инсталисана снага MW
Хидроелектране	2.936
Термоелектране (угаљ)	4.386
Термоелектране – топлане (гас, мазут)	347
Гасне електране	-
Нуклеарне електране	-
Ветроелектране - независни произвођачи	239
Остало (обновљиви извори) - мале електране ЈП ЕПС	40
Мале електране - независни произвођачи	140
УКУПНА ИНСТАЛИСАНА СНАГА	8.088

Структура производних капацитета, уз обухватање ветроелектрана које су у пробном раду, без електрана на територији АПКМ, приказана је на слици 3-2. Учешће снаге термоелектрана (ТЕ) и термоелектрана – топлана

(ТЕ-ТО) је 58,5%, хидроелектрана (ХЕ) које су прикључене на преносни систем 36,3%, од којих је једна реверзибилна ХЕ снаге 2 x 307 MW, која је, осим што има значајно енергетско учешће, веома битна и за управљање системом, ветроелектрана прикључених на преносни систем је 3% и 2,2% инсталисаних капацитета су мале електране прикључене на дистрибутивни систем.



Слика 3-2: Структура производних капацитета у 2018. (без АПКМ)

Поред ЈП ЕПС, који је највећи и доминантан произвођач електричне енергије, лиценцу за производњу електричне енергије или за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије има још 27 енергетских субјеката (независних произвођача електричне енергије) који располажу малим производним објектима прикљученим на дистрибутивну мрежу. (Правна лица чије су ветроелектране прикључене на преносну мрежу биће лиценцирана после истека пробног рада.) Од 27 лиценцираних независних произвођача, највећи су "Нафтна индустрија Србије" а.д. Нови Сад са 11,94 MW у 9 објеката, Ветропарк Кула са 9,9 MW, Новосадска топлана са комбинованом производњом од 9,98 MW и „ELECTRAWINDS MALI WF“ д.о.о. Нови Београд са ветроелектраном у Алибунару од 8 MW.

3.1.2.2 Пренос

Преносни систем, без дела на АПКМ, чине 32 трансформаторске станице (ТС) напонског нивоа 400/x и 220/x kV/kV инсталисане снаге 15.569 MVA (од чега је 27 трафостаница инсталисане снаге 15.082 MVA у власништву ЕМС АД), 16 разводних постројења (од којих су 8 у власништву ЕМС АД) и водови напона 400, 220 и 110 kV укупне дужине од 9.980 km (од чега је 9.802 km далековода у власништву ЕМС АД). У односу на 2017. годину, није дошло до значајног повећања капацитета у преносном систему ЕМС АД. У власништву ЕМС АД су и следеће трансформаторске станице напонског нивоа 110/x kV/kV: ТС 110/35 kV/kV Београд 4, која ће у склопу реконструкције постати део трансформаторске станице 220/110/35 kV/kV/kV Београд 17, ТС 110/35 kV/kV Севојно, која још увек није предата ОДС због нерешених имовинско-правних односа и ТС 110/6 kV/kV Обреновац која служи за напајање сопствене потрошње и термоелектране ТЕНТ А и ТС 400/220 kV/kV у Обреновцу.

Процес примопредаје далековода и каблова 110 kV између ЕМС АД и ЈП ЕПС, који је у складу са Законом започет 2013. године, још увек је у току. Процедура преузимања преосталих далековода и кабловских водова 110 kV који су још увек у власништву ОДС је настављена и очекује се да буде окончана у 2019. години.

Преносни систем ЕМС АД је са суседним електроенергетским системима повезан преко 23 интерконективна далековода напона 400, 220 и 110 kV, од којих су 22 активна.

Табела 3-2: Подаци о преносном систему ЕМС АД на крају 2018. (без АПКМ)

Елемент преносног система	Јединица мере	
Дужина мреже по напонским нивоима, укупно	km	9.802
400 kV	km	1.787
220 kV	km	1.848
110 kV	km	6.167
Број трансформатора (укључујући ТС 110/x kV/kV у власништву ЕМС АД)		75
Број трафостаница и разводних постројења (укључујући 110 kV напонски ниво - у власништву ЕМС АД)		39
Број интерконективних водова (активних)		23 (22)

3.1.2.3 Дистрибуција

Делатност дистрибуције електричне енергије и управљања дистрибутивним системом на територији Републике Србије без АПКМ, током 2018. године обављао је ОДС ЕПС Дистрибуција, који је формиран 01. јула 2015. као зависно друштво ЈП ЕПС. Дистрибутивни систем, без територије АПКМ, чини 36.839 трансформаторских станица укупне инсталисане снаге 31.215 MVA и 169.185 km дистрибутивних водова, напонског нивоа 35, 20, 10 и 0,4 kV, којима се електрична енергија дистрибуира до крајњих купаца.

У власништву ОДС је 35.405 трансформаторских станица укупне инсталисане снаге 29.991 MVA и 162.568 km дистрибутивних водова свих напонских нивоа, чија је структура дата у табели 3-3. Сагласно законској обавези, од ЕМС АД су преузимане трансформаторске станице 110/x kV/kV, тако да је на крају 2018. године остала још само једна непреузета трансформаторска станица (ТС Севојно), а што се тиче водова напонског нивоа 110 kV, остало је да се ЕМС АД предају преостали далеководи и кабловски водови.

Табела 3-3: Дужина водова у власништву ОДС на крају 2018. (без АПКМ)

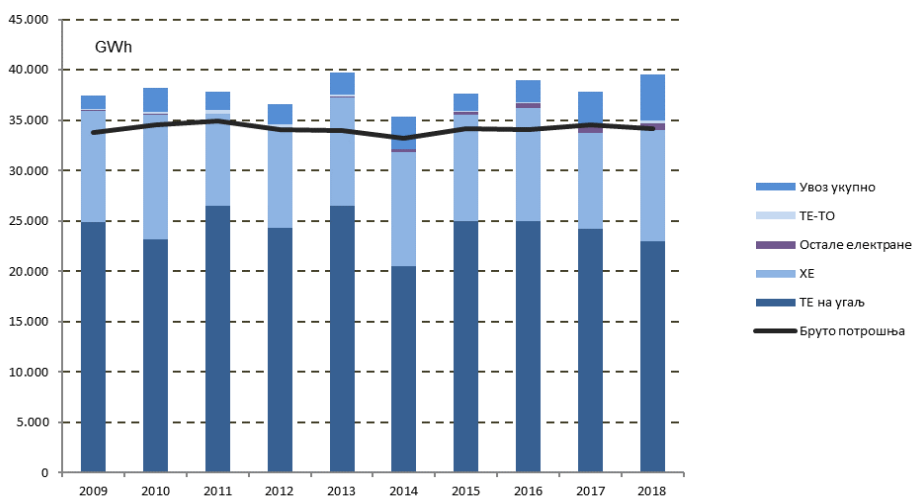
Напонски ниво	ОДС по областима ранијих дистрибутивних привредних друштава					Укупно ОДС km
	Електро-војводина	ЕДБ	Електросрбија	Југоисток	Центар	
110 kV	0	6	0	0	2	8
35 kV	1.029	641	2.192	1.718	729	6.609
20 kV	8.517	0	1.626	0	0	10.143
10 kV	467	6.888	12.373	9.484	4.106	33.318
0,4 kV	13.961	17.672	47.385	21.135	12.337	112.490
Укупно	23.947	25.507	63.576	32.337	17.174	162.568

3.2 Остварена потрошња и производња

Потрошња електричне енергије крајњих купаца (без потрошње електрана у функцији производње) је била 29,2 TWh, и тек је за 0,1 TWh мања од остварене у 2017. години. Детаљнији приказ потрошње је дат у тачки 3.5.1.2.

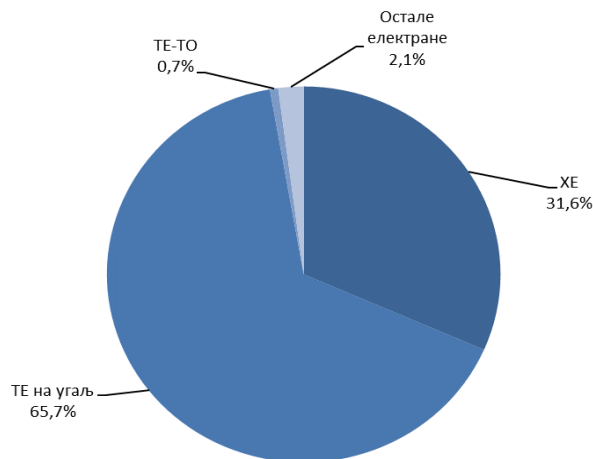
У последњих десет година, ЈП ЕПС је, као доминантни произвођач, достигао максималну производњу електричне енергије од готово 37,5 TWh у 2013. години. У 2018. је у производним капацитетима ЈП ЕПС произведено нешто више од 34,4 TWh електричне енергије, што је на нивоу производње из 2017. године. Производња из термоелектрана на угаљ је била 22,95 TWh, што је за више од 5% мања производња него у претходној години. Због веома повољне хидрологије у првој половини године, производња хидроелектрана је била за 1,6 TWh, односно 16,4% већа него у 2017. години. Термоелектране-топлане су радиле у зимском периоду и произвеле су 248 TWh, 28,4% електричне енергије више него у 2017. години.

Производња осталих произвођача се из године у годину повећава. Највећи број ових произвођача поседује мале електране прикључене на дистрибутивну мрежу у којима је произведено преко 520 GWh електричне енергије. Поред малих електрана прикључених на дистрибутивну мрежу, у другој половини године су прикључене и ветроелектране на преносни систем, које су биле у пробном раду и произвеле су око 85 GWh електричне енергије, тако да је производња из електрана осталих, независних произвођача у 2018. години била за преко 20% већа него у 2017. години.



Слика 3-3: Производња, увоз и бруто потрошња у Србији у 2018. (без АПКМ)

У 2018. години, у електранама у Србији је остварена укупна производња од 34.950 GWh. Од тога су термоелектране на угаљ произвеле 65,7%, хидроелектране прикључене на преносни систем 31,6%, термоелектране-топлане 0,7%, док су остале електране (ветроелектране прикључене на преносни систем и мале електране прикључене на дистрибутивни систем) произвеле 2,1% од укупно произведене електричне енергије.



Слика 3-4: Структура производње у 2018. (без АПКМ)

Табела 3-4: Производња и потрошња електричне енергије у периоду 2009 – 2018. (без АПКМ)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
GWh										
ПРОИЗВОДЊА										
Хидроелектране	11.045	12.420	9.145	9.808	10.729	11.366	10.529	11.227	9.477	11.031
Термоелектране на угаљ	24.880	23.162	26.462	24.275	26.537	20.455	25.017	25.016	24.240	22.954
Термоелектране-топлане	139	222	408	390	167	63	45	90	185	238
Остале електране	48	61	46	73	104	267	321	448	538	727
Производња укупно	36.112	35.865	36.061	34.546	37.537	32.151	35.912	36.781	34.441	34.950
Остало (УНМИК)	44	93	184	144	0	0	15	69	143	94
Увоз ЕПС и снабдевача за потребе трговине у Србији	1.322	2.305	1.800	2.039	2.148	3.180	1.732	2.225	3.397	4.582
УКУПНО РАСПОЛОЖИВО	37.478	38.263	38.045	36.729	39.685	35.331	37.659	39.075	37.981	39.626
Извоз ЕПС и снабдевача - ел.ен. произведене и купљене у Србији	2.720	2.559	2.064	1.592	4.475	1.021	2.142	3.578	2.061	4.051
Потребе пумпања	903	1.049	860	875	1.007	902	1.102	1.034	944	1.070
Остало (УНМИК)	71	145	199	196	207	180	300	445	458	313
Бруто потрошња	33.784	34.509	34.928	34.059	34.000	33.228	34.115	34.018	34.518	34.192
Губици у преносној мрежи	1.106	1.065	1.096	1.022	1.013	948	932	892	852	868
Губици у дистрибутивној мрежи	4.865	4.958	4.747	4.586	4.482	4.215	4.236	3.917	3.953	3.664
Укупни губици	5.970	6.022	5.843	5.602	5.499	5.163	5.168	4.808	4.805	4.532
Губици у односу на бруто потрошњу	17,7%	17,5%	16,7%	16,4%	16,2%	15,5%	15,4%	14,1%	13,9%	13,3%
Финална потрошња*	27.814	28.487	29.085	28.457	28.501	28.065	28.947	29.210	29.713	29.660

* У односу на финалну потрошњу која се наводи у билансу Републичког завода за статистику, финална потрошња у овом Извештају обухвата и потрошњу електричне енергије у свим енергетским секторима, укључујући и енергију коју купују електране за потребе производње.

3.3 Регулација оператора преносног система

Оператор преносног система (ОПС) у Србији је акционарско друштво ЕМС АД, које је одговорно за пренос електричне енергије и управљање преносним системом, као и за организовање и администрирање билатералног и балансног тржишта електричне енергије. Законом је детаљно уређена одговорност ОПС да обезбеди: сигуран, поуздан и безбедан рад преносног система, развој преносног система, адекватан преносни

капацитет у функцији сигурности снабдевања, квалитет испоруке електричне енергије, недискриминаторан и транспарентан приступ преносном систему, балансирање система, исправност и поузданост мерења електричне енергије на местима примопредаје у и из преносног система, итд.

Најважније активности оператора преносног система у 2018. години, биле су следеће:

- израда нацрта десетогодишњег плана развоја преносног система;
- измене и допуне Правила о раду преносног система, у циљу усклађивања са Законом и обавезама имплементације европских мрежних правила преузетих у оквиру Енергетске заједнице;
- измене и допуне Правила за објављивање кључних тржишних података у циљу усклађивања са Уредбом Европске комисије о транспарентности тржишних података која се одлуком Министарског савета Енергетске заједнице имплементира и у наш правни систем;
- доношење правила за расподелу прекограничних преносних капацитета у 2019. години, општих и билатералних са операторима преносних система у Мађарској, Румунији, Бугарској, Македонији, Босни и Херцеговини и Хрватској;
- набавка енергије за надокнаду губитака у преносној мрежи;
- уговарање системских услуга;
- праћење сигурности снабдевања и достављање подлога министарству надлежном за енергетику за извештај о сигурности снабдевања енергијом;
- утврђивање цене електричне енергије за потребе балансирања система, у складу са Правилима о раду тржишта електричне енергије и редовно објављивање података о ангажованој балансној енергији и цени поравнања;
- прикупљање и објављивање података и информација везаних за транспарентност и праћење тржишта електричне енергије;
- размена информација неопходних за безбедно и сигурно функционисање система са другим операторима система;
- активности везане за издавање гаранција порекла;
- активности везане за предају преостале трансформаторске станице 110/x kV/kV оператору дистрибутивног система ЕПС Дистрибуција и преузимање преосталих 110 kV далековаода и кабловских водова;
- достављање података и документације потребних за праћење рада оператора преносног система и регулацију цена Агенцији и
- други послови којима се побољшава сигурност, ефикасаност и транспарентност рада преносног система и функционисање тржишта.

Правила о раду преносног система

Правилима о раду преносног система се уређују технички аспекти рада преносног система и односи између ЕМС АД, као оператора преносног система, и корисника тог система. Правила су објављена на интернет страницама ЕМС АД и Агенције. Примена Правила о раду преносног система је почела маја 2008. године, након што је Савет Агенције дао сагласност на прву верзију правила. После допуне у децембру 2011, нова Правила су донета у јулу 2014. године, а након доношења новог Закона о енергетици у децембру 2014, Савет Агенције је на седници одржаној 03.11.2015. године донео одлуку о давању сагласности на Правила о раду преносног система која су усклађена са овим Законом. Током 2017. године урађене су основне измене Правила због корпоратизације јавног предузећа и његовог преласка у затворено акционарско друштво, тако да је на нова Правила средином децембра 2017. дата сагласност Савета Агенције. Истовремено су припремане и измене Правила са циљем да се усагласе са европским мрежним правилима, смерницама и упутствима, тако да је ЕМС АД у првој половини 2018. године припремио предлог Правила који је у периоду од 04. до 29. јуна 2018. године ставио на јавну консултацију. Узимајући у обзир коментаре са јавне консултације, ЕМС АД је припремио нову верзију предлога Правила коју је Скупштина ЕМС АД усвојила на седници одржаној 27.12.2018. године, после чега су достављена Агенцији ради давања сагласности.

3.3.1 Раздвајање оператора преносног система

Раздвајањем мрежне делатности преноса електричне енергије, као природног монопола, од производње и снабдевања које су тржишног карактера, испуњен је веома битан елемент тржишних реформи.

Оператор преносног система, ЈП „Електро мрежа Србије од 2005. године је самостални правни субјект, правно и функционално раздвојен од енергетских субјеката који се баве производњом и снабдевањем електричном енергијом. У 2016. години ово јавно предузеће је корпоративизовано и од тада функционише као затворено акционарско друштво.

Закон из 2014. године је, у складу са прописима ЕУ, утврдио модел тзв. власничког раздвајања оператора преносног систем и рокове за његово остваривање. Према прописаном моделу независност оператора преносног система се остварује тако да исто лице или лица нису овлашћена да спроводе директну или индиректну контролу истовремено и над енергетским субјектима који обављају производњу или снабдевање и над оператором преносног система. Такође ово лице(а) није овлашћено да истовремено буде члан или именује чланове органа управљања оператора преносног система и енергетских субјеката који се баве производњом или снабдевањем електричном енергијом, а у случају када је ово лице Република Србија или државни орган, контролу над оператором преносног система и над енергетским субјектима задуженим за

производњу и снабдевање, не може обављати исти државни орган, или када се ради о различитим државним органима, они не могу бити контролисани од стране истог трећег лица.

Испуњеност услова за остваривање законом прописаног власничког модела раздвајања оператора преносног система, утврђује се у поступку сертификације, који спроводи Агенција.

Постојеће законско решење налаже да тек пошто је неко правно лице сертификовано као оператор преносног система, може Агенцији поднети захтев за издавање лиценце за обављање енергетске делатности преноса и управљања преносним системом. Издавањем лиценце, сагласно Закону, ово правно лице одређује се за оператора преносног система електричне енергије.

Поступајући у законом прописаном року, у октобру 2016. године, ЕМС АД је поднело Агенцији захтев за сертификацију. По спроведеној процедури сертификације која подразумева најпре доношење прелиминарне одлуке о сертификацији (што је и учињено Одлуком Савета Агенције од 26. јануара 2017. године, када је ЕМС АД прелиминарно сертификован као оператор преносног система електричне енергије), а потом и прибављања мишљења Секретаријата енергетске заједнице (своје мишљење Секретаријат енергетске заједнице је доставио Агенцији 16. јуна 2017. године), Одлуком Савета Агенције од 4. августа 2017. године, сагласно Закону о енергетици и Правилнику о лиценци за обављање енергетске делатности и сертификацији, Акционарском друштву „Електро mreжа Србије” Београд издат је коначни сертификат као оператору преносног система електричне енергије.

Након доношења одлуке о сертификацији, Савет Агенције је 8. децембра 2017. године Акционарском друштву „Електро mreжа Србије” Београд, издао лиценцу за обављање енергетске делатности преноса и управљања преносним системом електричне енергије. Секретаријат Енергетске заједнице је поступајући у складу са овлашћењима из Закона о енергетици, 20. септембра 2017. године доставио Агенцији захтев за покретање процедуре сертификације ради поновне процене усклађености ЕМС АД са критеријумима везаним за раздвајање.

Разматрајући наведени захтев, а након прибављеног мишљења Министарства рударства и енергетике, Министарства привреде, Министарства државне управе и локалне самоуправе и Републичког секретаријата за законодавство да су министарства самостална у вршењу својих послова и раде у оквиру и на основу Устава Републике Србије, закона и других прописа и општих аката и једно министарство не може вршити надзор над радом другог министарства, Агенција је својим актом 26. априла 2018. године обавестила Секретаријат ЕнЗ да остаје при коначној одлуци и да сматра да захтев за покретање поновног поступка сертификације ЕМС АД није оправдан јер нема међусобног утицаја у раду министарства надлежног за послове привреде и министарства надлежног за послове енергетике, као ни Владе над радом министарстава, па самим тим ни јединствене контроле над оператором преносног система са једне стране и енергетским субјектима који обављају енергетске делатности производње и снабдевања електричном енергијом са друге стране

3.3.2 Регулација цена

3.3.2.1 Трошкови прикључења на систем

Трошкове прикључења на преносни систем утврђује ОПС, на основу елемената из захтева за прикључење и Методологије за одређивање трошкова прикључења на систем за пренос и дистрибуцију електричне енергије („Службени гласник РС“, бр. 109/15; важи од 01. 3.2016. године) коју доноси Агенција. Методологијом су утврђене врсте трошкова: прибављање документације, набавка и уградња опреме и материјала, извршење радова, као и начин обрачуна свих трошкова. Такође, ОПС је дужан да донесе одговарајуће нормативе и да користи тржишне цене, односно цене коштања рада и услуга при утврђивању трошкова прикључка у решењу за прикључење.

Како се прикључци на преносни систем не могу типизирати и сваки је пројекат за себе, ОПС је дужан да поштује принципе јавности и недискриминације и да подносиоцу захтева, на његов захтев, предочи акта на основу којих се утврђује висина трошкова прикључења и начин утврђивања тих трошкова.

Осим изградње прикључка, подносилац захтева је дужан да плати и прописан део трошкова који је на систему узроковало прикључење објекта подносиоца захтева.

ОПС је инвеститор односно власник изграђеног прикључка (прикључног вода, мерне и друге опреме, закључно до мерног места у објекту купца).

ЕМС АД је, у складу са законом, донео и Процедuru за прикључење објеката на преносни систем, коју је одобрила Агенција. Овом процедуром се ближе одређује редослед активности ОПС и подносиоца захтева за прикључење и рокови у поступку прикључења објекта на преносни систем.

3.3.2.2 Цене приступа систему

Регулисане цене приступа, односно коришћења преносног система, први пут су примењене 01. јануара 2008. године, након позитивног мишљења Савета Агенције и сагласности Владе Републике Србије. После тога, оне су још пет пута кориговане, последњи пут 1. марта 2017. године. У току 2018. године, није било промене и примењиване су цене које су одобрене у марту 2017. године.

Кретање годишњег нивоа одобрених цена приступа преносном систему (без ПДВ и такси), приказано је у следећој табели:

Табела 3-5: Кретање годишњег нивоа просечних одобрених цена приступа преносном систему²

дин/kWh

	Годишњи ниво одобрене цене					
	од 1.1.2008.	од 1.8.2008.	од 1.3.2010.	од 1.4.2011.	од 1.3.2013.	од 1.3.2017.
Укупна цена за пренос електричне енергије	0,23	0,25	0,28	0,34	0,44	0,49
Нето цена за пренос електричне енергије*	0,10	0,10	0,11	0,17	0,18	0,28

* Нето цена за пренос електричне енергије се добија када се укупно одобрени максимални приход умањи за трошкове системских услуга и надокнаде губитака у преносној мрежи и подели са укупном годишњом испорученом количином.

Тарифе које су примењиване у 2018. години приказане су у табели 3-6.

Табела 3-6: Тарифе за приступ преносном систему од 01.3.2017. године

динара

Тарифни елемент	Обрачунски елемент	Јединица мере	Тарифа од 01.3.2017.
Снага	обрачунска снага	kW	45,1823
	прекомерно преузета снага	kW	180,7292
Активна енергија	виши дневни	kWh	0,3719
	нижи дневни	kWh	0,1859
Реактивна енергија	реактивна енергија	kvarh	0,1783
	прекомерно преузета реактивна енергија	kvarh	0,3566

У току 2018. године, Савет Агенције је донео одлуку о измени Методологије за одређивање цене приступа систему за пренос електричне енергије, где је у поглављу X. ПОСЕБНЕ ОДРЕДБЕ ЗА ОБРАЧУН, у одељку X.3. Прерасподела оптерећења у систему корисника, додат став 4. по ком корисник система има обавезу да пре извођења радова обавести оператора преносног система о прерасподели оптерећења на друге кориснике система. Такође је продужена важност става 6. у поглављу XII ПРИМЕНА МЕТОДОЛОГИЈЕ, као и дато изузеће у ставу 7. истог поглавља.

Актуелна цена приступа преносном систему може се видети на интернет страници Агенције (www.aers.rs).

Применом важећих тарифа на реализоване тарифне елементе током 2018. године, остварена је просечна цена приступа преносном систему (без ПДВ и такси) у износу од 0,49 дин/kWh.

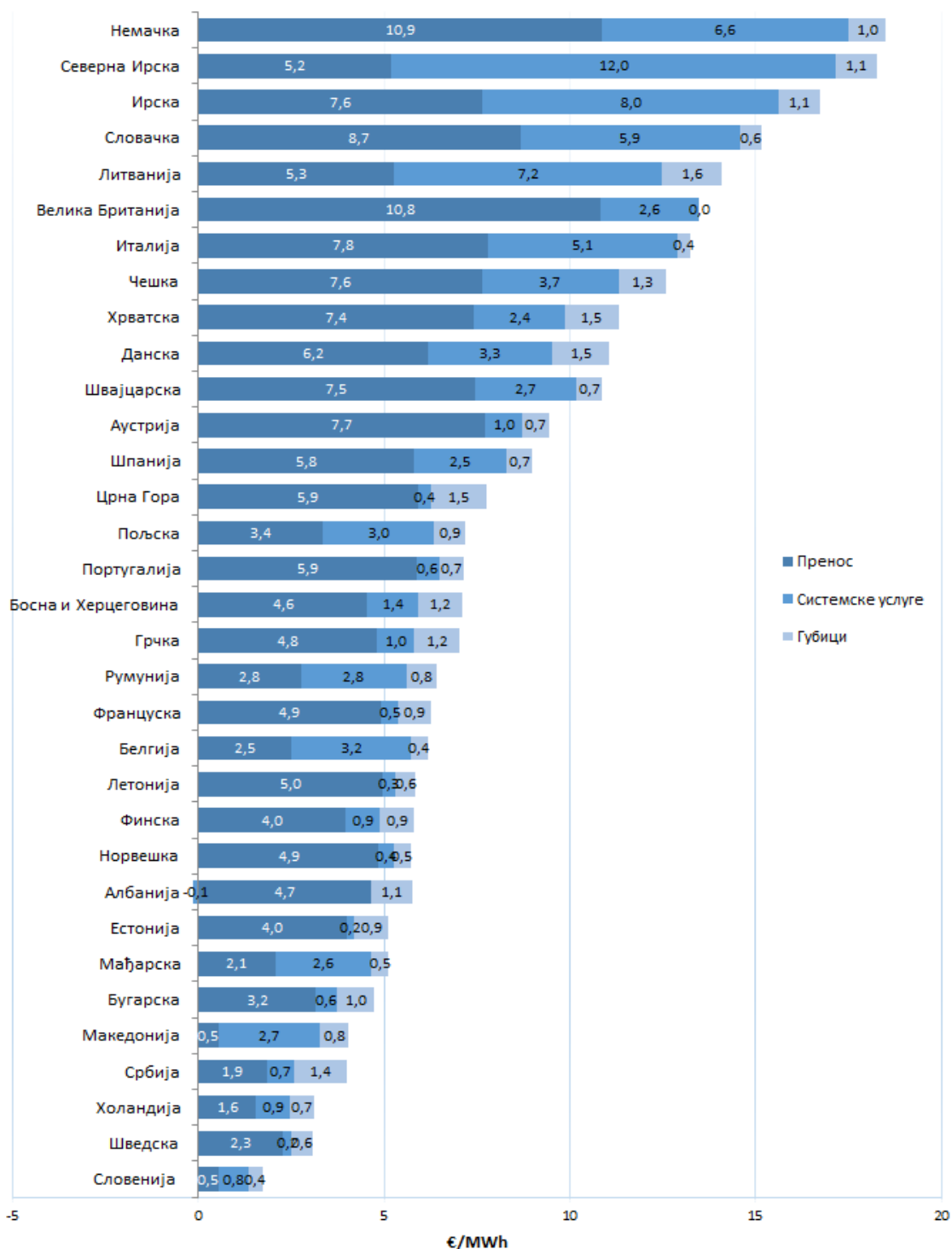
Табела 3-7: Остварене просечне цене приступа преносном систему

дин/kWh

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Остварена цена приступа преносном систему	0,26	0,28	0,33	0,35	0,42	0,43	0,43	0,43	0,48	0,49

² Појмови везани за цене који се користе у Извештају су годишњи ниво цене и просечна цена. Годишњи ниво цене представља количник прихода добијеног применом важећих тарифа на одређени дан на годишње количине и друге тарифне елементе коришћене у поступку одобравања тарифа. Просечна цена представља количник оствареног прихода и реализованих количина у току једне године. Уколико у току године није било промена цена ове две цене треба да буду сличне, односно да се разликују само за степен одступања остварених количина и тарифних елемената у односу на планиране које су коришћене у поступку одобравања цена.

Цене приступа преносном систему и њихова структура (без ПДВ и такси), према подацима ENTSO-E у европским државама за 2018. годину, приказане су на слици 3-5.



Извор података: ENTSO-e 2018

Слика 3-5: Структура цене преноса (€/MWh) у 2018.

3.3.2.3 Цене резерве за секундарну и терцијарну регулацију

Правилима о раду преносног система електричне енергије, дефинисан је износ снаге која мора бити резервисана за потребе системских услуга примарне регулације (34 MW), секундарне регулације (минимални опсег износи 160 MW) и терцијарне регулације (300 MW за позитивну и 150 MW за негативну резерву), као и да целокупна снага у резерви мора да буде обезбеђена из производних јединица прикључених на домаћи преносни систем.

Правилима о раду тржишта електричне енергије, утврђен је начин на који производне јединице прикључене на домаћи преносни систем обезбеђују ове услуге, као и могућност да оператор система закупи недостајућу снагу или набави енергију за системске услуге од осталих учесника на тржишту електричне енергије (снабдевача и снабдевача на велико) или од оператора другог преносног система.

Агенција доноси Одлуку о ценама закупа резерве снаге за системске услуге секундарне регулације и терцијарне регулације, крајем сваке календарске године. Цене ових системских услуга се утврђују по механизму надокнаде вредности неиспоручене електричне енергије на тржишту електричне енергије због резервације капацитета за ове потребе. Енергија коју произвођачи не могу слободно да пласирају на тржишту због резервације капацитета за потребе секундарне и терцијарне регулације, одређује се на основу података из електроенергетског биланса и података о ангажовању тих капацитета у претходном периоду.

Цена на основу које се одређује изгубљени приход због резервације капацитета за потребе секундарне и терцијарне регулације, утврђује се на основу остварених просечних тржишних цена годишњих „фјучерса“³ за константну производњу, односно потрошњу (baseload), на релевантним берзама електричне енергије.

У 2018. години утврђене су цене закупа резерве снаге за системске услуге секундарне регулације у износу од 1.216 динара/MW и терцијарне регулације у смеру повећања снаге у износу од 375 динара/MW. Услуга терцијарне регулације у смеру смањења снаге се не плаћа.

Примарна регулација се не плаћа.

3.3.2.4 Цене помоћних услуга

Поред цена системских услуга, Агенција утврђује и цене помоћних услуга (регулација напона и реактивне снаге и безнапонског покретања) које произвођачи чији су објекти прикључени на електроенергетски систем обезбеђују оператору преносног система. Ове цене се утврђују на годишњем нивоу као паушални износи на основу вредности инвестиционе опреме у електранама које се користе за ове намене. У 2018. години, утврђене су цене помоћних услуга за услугу регулације напона и реактивне снаге у износу од 134.430.000 динара и за услугу покретања из безнапонског стања у износу од 8.323.000 динара, које се обрачунавају у једнаким месечним ратама одређеним као једна дванаестина наведених износа.

Укупни одобрени годишњи износи за обезбеђење системских и помоћних услуга у периоду од 2012. године приказани су у табели 3-8.

Табела 3-8: Укупан годишњи износ за обезбеђење системских и помоћних услуга

Година	000 динара						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Укупна годишња вредност	1.796.813	2.010.634	2.163.889	2.547.037	2.625.261	2.750.648	2.831.343

3.3.2.5 Цене нестандардних услуга

Закон предвиђа да поред пружања услуга купцима и корисницима система које се наплаћују кроз цену приступа систему или кроз трошкове прикључења, оператор преносног система на захтев купца, односно корисника система врши и услуге које нису обухваћене претходно наведеним ценама. Такође, врши и услуге по указаној потреби у циљу отклањања последица поступања купца или корисника система супротно прописима. Ове услуге, обзиром да су индивидуалне и да се повремено јављају на захтев купца или корисника система, називају се нестандардне услуге. У циљу надокнаде трошкова насталих пружањем истих, ЕМС АД је утврдио ценовник за нестандардне услуге на који је Савет Агенције дао сагласност јула 2017. године. У њему су пописане нестандардне услуге и утврђене јединичне цене. Ове цене се нису мењале, тако да су важиле и у 2018. години.

3.3.3 Приступ прекограничним капацитетима

3.3.3.1 Расподела прекограничних капацитета и управљање загушењима

Република Србија се граничи са осам земаља и има дванаест интерконективних далековаода (400kV и 220kV) на којима ЕМС АД додељује право на коришћење преносних капацитета. На српско-мађарској граници од 2011, на српско-румунској граници од 2013, на српско-бугарској и српско-хрватској граници од 2014, на српско-босанскохерцеговачкој граници од 2015. и на српско-македонској граници од 2017. године организоване су

³ futures – куповина и продаја на организованом тржишту (берзи) електричне енергије за неки будући период/датум

заједничке експлицитне аукције за доделу 100% расположивог капацитета, док на границама са Албанијом и Црном Гором, ЕМС АД и суседни оператори преносних система додељују право на коришћење по 50% прекограничних преносних капацитета. Од 2018. године Алокациона кућа ЈАО S.A. (Joint Auction Office S.A.) из Луксембурга спроводи координисане аукције прекограничних преносних капацитета на српско-хрватској граници.

Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета

ЕМС АД је, као ОПС, одговоран за доделу права на коришћење расположивих прекограничних преносних капацитета на интерконективним далеководима електроенергетског система Србије. Механизам за доделу права на коришћење расположивих прекограничних преносних капацитета је дефинисан Правилима о раду преносног система, споразумима између оператора преносног система Републике Србије и оператора преносних система Мађарске, Румуније, Бугарске, Босне и Херцеговине, Хрватске и Македоније о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступа прекограничним преносним капацитетима и општим Правилима за доделу расположивих прекограничних преносних капацитета на границама регулационе области Србије. На правила и споразуме који су примењивани у 2018, Савет Агенције је дао сагласност крајем 2017. године.

Додела права на коришћење прекограничних капацитета

ЕМС АД је, као ОПС, одговоран за прорачун, доделу и коришћење прекограничних преносних капацитета на свим границама регулационе области Републике Србије. Детаљније о додели и коришћењу прекограничних капацитета је изложено на интернет страници оператора преносног система (www.ems.rs). Право учешћа на аукцијама за доделу прекограничних преносних капацитета имају учесници на тржишту који су носиоци лиценце за снабдевање на велико електричном енергијом или снабдевање електричном енергијом и имају потписан уговор са ЕМС АД о балансној одговорности.

У табелама 3-9 и 3-10 су дате средње месечне вредности нето прекограничних преносних капацитета (NTC) на свим границама, у оба смера.

Табела 3-9: Средње месечне вредности NTC за смер улаза у Србију у 2018.

Граница/месеци	MW											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Мађ--> Срб	700	700	700	630	700	700	700	700	700	700	700	700
Рум--> Срб	500	600	350	331	279	322	266	383	315	412	448	500
Буг ---> Срб	150	250	250	300	300	297	300	300	140	216	350	350
Мак--> Срб	350	350	380	350	333	300	350	300	283	300	400	380
Алб--> Срб	250	250	250	210	210	150	210	210	215	250	250	250
ЦГ--> Срб	750	700	616	600	471	290	451	496	406	600	350	600
БиХ--> Срб	600	500	600	573	529	480	432	500	533	508	500	600
Хрв--> Срб	600	500	541	573	609	354	387	600	533	450	500	600

Табела 3-10: Средње месечне вредности NTC за смер излаза из Србије у 2018.

Граница/месеци	MW											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Срб ---> Мађ	800	800	800	613	800	500	719	800	800	800	800	800
Срб ---> Рум	750	800	800	716	540	592	585	556	356	469	788	800
Срб ---> Буг	150	250	250	250	250	150	250	250	116	270	300	300
Срб ---> Мак	650	700	661	500	551	560	650	650	430	532	550	600
Срб ---> Алб	250	250	250	189	210	210	210	210	200	250	250	250
Срб ---> ЦГ	600	700	680	500	551	500	612	641	375	516	550	500
Срб ---> БиХ	600	500	500	500	461	473	483	595	500	550	500	500
Срб ---> Хрв	600	600	541	530	441	516	387	695	576	496	600	600

У току 2018. године, ЕМС АД је организовао експлицитне аукције прекограничних преносних капацитета на свим границама и смеровима регулационе области Републике Србије.

На границама Србија-Албанија и Србија-Црна Гора, у складу са Правилима за расподелу прекограничних преносних капацитета, ЕМС АД је током 2018. додељивао 50% расположивог капацитета на годишњем и месечном нивоу организовањем експлицитних аукција, са наплатом резервације капацитета према последњој прихваћеној цени ("marginal price") у случају загушења. Доделу друге половине преносног капацитета су организовали оператори преносних система суседних земаља. ЕМС АД је на овим границама спроводио и унутардневну доделу прекограничног преносног капацитета методом „first come–first served“ (према редоследу пријављивања).

Током 2018. године право учешћа у аукцијама за 50% расположивог капацитета имало је 45 учесника на тржишту, од којих је њих 20 активно учествовало у аукцијама. Годишње аукције су спроведене само на граници са Црном Гором док на граници са Албанијом нису спроведене због немогућности гарантовања годишњег капацитета у случају успостављања области КОСТТ. Месечне алокације су организоване за сваки месец у 2018. на границама са Црном Гором и Албанијом. Подаци о спроведеним месечним аукцијама су приказани у табели 3-11.

Табела 3-11: Подаци о спроведеним месечним аукцијама за доделу 50% расположивих прекограничних преносних капацитета у 2018.

Граница – смер	Број дана са нултим капацитетом	Број појава загушења/ Укупан број аукција	Број учесника у аукцијама (мин. – макс.)	Опсег цена маргиналних цена у случају загушења (EUR/MWh)
Алб-Срб	3	15 / 16	8 - 17	0,12 – 2,22
ЦГ-Срб	0	24 / 24	11 - 16	0,07 – 1,58
Срб-Алб	3	15 / 16	10 - 13	0,12 – 2,13
Срб-ЦГ	0	22 / 22	10 - 16	0,01 – 2,50

ЕМС АД је током 2018. године организовао дневне експлицитне аукције за доделу 100% расположивог капацитета на српско-мађарској граници, уз наплату према последњој прихваћеној цени („marginal price“), као и унутардневне аукције методом „first come-first served“. Мађарски оператор преносног система MAVIR ZRt. је спроводио доделу расположивог капацитета на годишњем и месечном нивоу, уз наплату према последњој прихваћеној цени („marginal price“). На свим аукцијама које је организовао ЕМС АД учествовала су 33 учесника од 57 колико их је имало право учешћа.

За доделу 100% расположивог капацитета на српско-румунској граници, ЕМС АД је организовао дневне експлицитне аукције уз наплату према последњој прихваћеној цени („marginal price“), а румунски оператор преносног система CNTEE Transelectrica S.A. је спроводио доделу расположивог капацитета на годишњем и месечном нивоу, уз наплату према последњој прихваћеној цени („marginal price“), као и на унутардневном нивоу, организовањем експлицитних аукција (6 сесија по 4 сата). На свим аукцијама које је организовао ЕМС АД, учествовало је 17 учесника од 46 колико их је имало право учешћа.

Током 2018. године Алокациона кућа ЈАО S.A. је била одговорна за организовање годишњих, месечних и дневних експлицитних аукција на српско-хрватској граници уз наплату према последњој прихваћеној цени („marginal price“), а ЕМС АД је спроводио доделу расположивог капацитета на унутардневном нивоу методом „first come-first served“. На унутардневним аукцијама које је спроводио ЕМС АД, учествовало је 12 учесника од 38 колико их је имало право учешћа.

На српско-бугарској граници, бугарски оператор преносног система Електроенергиен Системен Оператор ЕАД је организовао годишње и месечне аукције за доделу 100% расположивог капацитета, а ЕМС АД је додељивао расположив капацитет на дневном нивоу. Оба оператора су примењивала метод наплате према последњој прихваћеној цени („marginal price“). На аукцијама које је организовао ЕМС АД је учествовало 26 учесника од 45 колико их је имало право учешћа. Унутардневна расподела капацитета није организована услед техничких проблема бугарског оператора преносног система.

ЕМС АД је у 2018. години организовао годишње и месечне експлицитне аукције за доделу 100% расположивог капацитета на српско-босанскохерцеговачкој граници уз наплату према последњој прихваћеној цени („marginal price“), а по истој методи, оператор преносног система Босне и Херцеговине (НОСБИХ) је организовао дневне аукције, а методом „first come-first served“ је организовао унутардневне алокације капацитета. На аукцијама које је организовао ЕМС АД учествовао је 21 учесник од 47 колико их је имало право учешћа.

Македонски оператор преносног система МЕПСО је организовао годишње и месечне аукције за доделу 100% расположивог капацитета на српско-македонској граници уз наплату према последњој прихваћеној цени („marginal price“), а ЕМС АД је спроводио доделу расположивог капацитета на дневном нивоу методом наплате према последњој прихваћеној цени („marginal price“) и на унутардневном нивоу методом „first come-first served“. На расподелама капацитета које је спроводио ЕМС АД, учествовала су 22 учесника од 35 колико их је имало право учешћа.

Подаци о заједничким годишњим аукцијама за 2018. годину приказани су у табели 3-12.

Табела 3-12: Подаци о заједничким годишњим аукцијама прекограничних преносних капацитета у 2018.

Граница – смер	Број учесника у аукцијама који је остварио право на капацитет	Маргинална цена (EUR/MWh)
Мађарска – Србија*	12	0,38
Србија – Мађарска*	9	0,35
Румунија – Србија*	8	1,75
Србија – Румунија*	7	0,05
Бугарска - Србија*	8	3,99
Србија - Бугарска*	6	0,33
Хрватска - Србија*	6	0,23**
Србија - Хрватска*	7	0,19**
БиХ – Србија	11	0,12
Србија – БиХ	8	0,05
Македонија – Србија*	7	0,60
Србија – Македонија*	10	0,70

* Подаци добијени од суседног оператора преносног система

** Цене у EUR/MWh су просечне јер се цена одређује у хрватским кунама

Подаци о заједничким месечним аукцијама у 2018. години су приказани у табели 3-13.

Табела 3-13: Подаци о заједничким месечним аукцијама прекограничних преносних капацитета у 2018.

Граница – смер	Број дана са нултим капацитетом	Број појава загушења/укупан број аукција	Број учесника у аукцијама (мин. – макс.)	Опсег маргиналних цена (EUR/MWh)
Мађарска – Србија*	3	12 / 12	14 – 20	0,007 – 0,80
Србија – Мађарска*	3	12 / 12	17 – 26	0,16 – 3,57
Румунија – Србија*	5	64 / 64	6 – 14	0,51 – 6,65
Србија – Румунија*	5	37 / 50	3 – 13	0,01 – 0,17
Бугарска – Србија*	19	14 / 14	2 – 14**	0,35 – 19,03
Србија – Бугарска*	19	12 / 12	6 – 11**	0,01 – 0,97
Хрватска – Србија*	69	12 / 12	13 – 19	0,06 – 0,31***
Србија – Хрватска*	69	12 / 12	13 – 19	0,09 – 1,13***
БиХ - Србија	0	22 / 22	9 – 17	0,02 – 0,23
Србија - БиХ	0	17 / 19	8 - 12	0,01 – 0,11
Македонија – Србија*	0	15 / 18	9 – 16	0,10 – 4,60
Србија – Македонија*	0	19 / 20	14 - 18	0,10 – 2,20

* Подаци добијени од суседног оператора преносног система

** Број учесника који је остварио право на капацитет

*** Цене у EUR/MWh су просечне јер се цена одређује у хрватским кунама

Током 2018. године нису организоване седмичне аукције.

ЕМС АД је крајем 2018. године закључио споразуме о организовању заједничких алокација/аукција за 2019. са операторима суседних преносних система са којима су оне организоване у 2018. На све ове споразуме Савет Агенције је дао сагласност пре краја године.

3.3.3.2 Годишња размена унутар и преко граница регулационе области

Укупан обим прекограничних трансакција (са АПКМ) у 2018. је био 17.350 GWh у смеру улаза, односно 16.837 GWh у смеру излаза из тржишне области Србије, док је обим интерних трансакција⁴ био 20.536 GWh. У табели 3-14 приказан је обим пријављених и потврђених интерних и прекограничних трансакција у периоду 2009-2018. година.

⁴ билатерална трговина између две балансно одговорне стране у Србији

Табела 3-14: Прекограничне и интерне трансакције у тржишној области Србије од 2009-2018.

Година	GWh		
	Прекограничне трансакције – улаз	Прекограничне трансакције – излаз	Интерне трансакције
2009	6.883	8.681	3.679
2010	10.551	11.581	5.835
2011	11.171	11.481	10.004
2012	10.781	10.769	7.815
2013	10.094	13.939	11.711
2014	16.637	14.416	11.574
2015	16.165	16.910	9.835
2016	15.526	17.844	15.633
2017	19.133	17.822	15.865
2018	17.350	16.837	20.536

Током 2018. је у односу на претходну годину смањена прекогранична размена у смеру улаза и излаза. Значајно је повећан обим интерних размена, а један од разлога је и повећана трговина електричном енергијом на организованом тржишту у Србији.

Поред трансакција приказаних у табели 3-14, мали део прекограничне размене је реализован кроз острвски рад дистрибутивних система Србије и Босне и Херцеговине у износу од 80,88 GWh у смеру од Србије ка Босни и Херцеговини и 1,17 GWh у супротном смеру.

У табели 3-15 је приказан обим прекограничних трансакција електричне енергије по границама за 2018. годину.

Табела 3-15: Улазне и излазне пријављене прекограничне трансакције по границама за 2018.

Граница са	GWh	
	Улаз у Србију	Излаз из Србије
Румунијом	2.751	725
Бугарском	2.045	604
Македонијом	2.134	3.448
Албанијом	880	1.146
Црном Гором	1.436	1.100
БиХ	3.113	2.344
Хрватском	942	2.108
Мађарском	4.049	5.362
По свим границама	17.350	16.837

3.3.3.3 Коришћење прихода од расподеле прекограничних капацитета

Током 2018. године, ЕМС АД је остварио приход од алокације капацитета у износу од преко 25 милиона € и то по следећој структури:

Табела 3-16: Приходи од алокација прекограничних капацитета у 2018.

Алокације	Приходи (€)
Годишње	5.505.728
Месечне	15.918.048
Дневне	3.598.420
Укупно	25.022.196

У складу са Уредбом (ЕУ) 714/2009, приходи ОПС од расподеле прекограничног капацитета су саставни део укупног прихода који се утврђује при одређивању цене за приступ преносном систему, тако да су се као један од извора новчаних средстава користили за финансирање инвестиција у преносни систем, како би се одржали и повећавали прекогранични преносни капацитети, у циљу смањења загушења.

3.3.4 Пренете количине електричне енергије

У табели 3-17 су приказани подаци о пренетој електричној енергији и губицима у преносном систему у 2018. години у односу на билансом планиране количине за 2018. годину. У односу на билансом планиране количине, пренета енергија је незнатно мања, док су остварени губици око 5% мањи од планираних.

Табела 3-17: Основни показатељи остварења плана преноса (без АПКМ)

	2018		
	Биланс	Остварено	Оств./Бил.
Улаз (GWh)	41.008	40.715	99,29
Губици (GWh)	913	868	95,07
Губици (%)	2,23%	2,13%	95,52
Излаз (GWh)	40.095	39.846	99,38

Остварени физички транзит електричне енергије у 2018. години, рачунат као нижа вредност средње сатне електричне енергије која је ушла, односно изашла из преносног система преко интерконективних далековода, износио је 5.214 GWh. Износ физичког транзита по месецима дат је у табели 3-18.

Табела 3-18: Транзит електричне енергије по месецима у току 2018. (физички токови)

Месец	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Транзит (GWh)	366	490	643	298	305	422	519	501	408	494	450	318

На делу система без АПКМ, преузето је 40.715 GWh електричне енергије, од тога је 34.224 GWh преузето из хидроелектрана, термоелектрана и термоелектрана-топлана прикључених на преносни систем, 84,5 GWh је преузето из ветроелектрана прикључених на преносни систем које су биле у пробном раду, 6.399 GWh је преузето из суседних система, од чега је 566 GWh преузето са територије АПКМ, а због производње електрана прикључених на дистрибутивни систем које су производиле више електричне енергије него што је била потрошња у тим деловима дистрибутивног система, из дистрибутивног система је преузето око 7,5 GWh електричне енергије. Највећи део преузете енергије је испоручен системима за дистрибуцију електричне енергије, затим крајњим купцима, суседним системима и реверзибилним и пумпним постројењима за потребе пумпања.

Табела 3-19: Пренета енергија, максимално оптерећење и губици (без АПКМ)

	Јед. мере	2017	2018	2018/2017
Пренета електрична енергија	GWh	40.454	40.715	100,65
Максимална дневна бруто потрошња	GWh	138,6	127,42	91,93
Максимално сатно оптерећење	MW	6.369	5.805	91,14
Губици у преносном систему	GWh	852	868	101,88
Губици у преносном систему (као % пренете ел. енергије)	%	2,11	2,13	100,95

Губици електричне енергије у преносном систему Србије, без АПКМ, су у 2018. години износили 868 GWh, што је 2,13% електричне енергије која је преузета у преносни систем. ЕМС АД је набављао електричну енергију за покривање губитака тако што је у првој половини 2018. године куповао од ЈП Електропривреда Србије на основу уговора о потпуном снабдевању, док је у другој половини 2018. набављао на билатерално организованом тржишту преко аукцијске платформе и на берзи електричне енергије.

Потрошња електричне енергије у Србији, а и у региону, сезонски је неравномерна, тако да се максимална потрошња по правилу остварује током зимског периода у најхладнијим данима или у данима непосредно пре празника. Током првог и последњег квартала 2018. године, просечна дневна потрошња у Србији без АПКМ, која у великој мери зависи од средње дневне температуре, била је 104.191 MWh. Највећа дневна бруто потрошња у Србији без АПКМ од 127.420 MWh је остварена 1. марта 2018, а 28. фебруара 2018. у 20 часова је остварено максимално сатно оптерећење у износу од 5.805 MW.

3.4 Регулација оператора дистрибутивног система

Реорганизацијом ЈП ЕПС, 01. јула 2015. године, је формирано јединствено зависно друштво Оператор дистрибутивног система „ЕПС Дистрибуција“ (ОДС) које обавља делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом електричне енергије на територији Србије без АПКМ. Законом је детаљно уређена одговорност ОДС да обезбеди: сигуран и поуздан рад дистрибутивног система; развој дистрибутивног система; недискриминаторни и транспарентан приступ дистрибутивном систему; подршку ефикасном функционисању тржишта; исправност и поузданост мерења електричне енергије на местима примопредаје у и из дистрибутивног система и квалитет испоруке електричне енергије.

Најважније активности оператора дистрибутивног система у 2018. години, којима се обезбеђивало усклађивање његовог рада са обавезама из Закона и функционисање тржишта електричне енергије, биле су следеће:

- организационе промене у циљу ефикасног рада јединственог оператора дистрибутивног система;
- израда петогодишњег плана развоја дистрибутивног система, трогодишњег плана инвестиција и усклађивање са плановима развоја и инвестиција преносног система и захтевима за прикључење објекта произвођача и купаца, који није завршен и није достављен Агенцији на сагласност;
- израда плана преузимања прикључака;
- сарадња са ЕМС АД и снабдевачима у погледу обезбеђивања података у вези са функционисањем тржишта и балансне одговорности;
- достављање Агенцији података и документације потребних за праћење рада оператора и анализе података потребних за регулацију цена;
- достављање података министарству надлежном за енергетику за извештај о сигурности снабдевања енергијом;
- преузимање трансформаторских станица 110/x kV/kV од ЕМС АД и предаја водова 110 kV ЕМС АД;
- набавка енергије за надокнаду губитака у дистрибутивној мрежи и
- други послови којима се побољшава сигурност, ефикасаност и транспарентност рада дистрибутивног система, као и функционисање тржишта.

ОДС има законску обавезу да до краја 2020. године преузме мерне уређаје, мерно разводне ормане, прикључне водове, инсталације и опрему у мерно разводном орману и друге уређаје који су у саставу прикључка у објектима постојећих купаца, односно произвођача, пошто су ти уређаји и опрема део дистрибутивног система. План треба да буде израђен на основу анализе стања мерних уређаја, мерно разводних ормана, односно прикључних водова, инсталација и опреме у мерно разводном орману и утврђене потребе за њиховом заменом или утврђене потребе за усаглашавањем са захтевима из техничких прописа и правила о раду дистрибутивног система. На план који је достављен Агенцији је дата сагласност од стране Савета Агенције.

Правила о раду дистрибутивног система

Правилима о раду дистрибутивног система се уређују технички услови за прикључење корисника на систем, технички и други услови за безбедан погон дистрибутивног система и за обезбеђивање поуздане и континуиране испоруке електричне енергије купцима, поступци у кризним ситуацијама, правила о приступу дистрибутивном систему треће стране, функционални захтеви и класа тачности мерних уређаја, начин мерења електричне енергије и други услови. ОДС је после свог формирања, у другој половини 2015. године, започео израду правила. У периоду од јула 2016. до јула 2017. године радни тимови ОДС и Агенције су усаглашавали текст правила, организоване су јавне консултације о правилима, после чега је Савет Агенције на седници одржаној 19. јула 2017. дао сагласност на правила, која су у примени од 01. августа 2017. године. Током 2018. године су припремљене измене у правилима којима се исправљају уочене техничке грешке и које ће бити достављене Агенцији ради давања сагласности.

3.4.1 Раздвајање оператора дистрибутивног система

Раздвајањем мрежне делатности дистрибуције електричне енергије, као природног монопола, од производње и снабдевања, које су тржишног карактера, испуњава се веома битан елемент тржишних реформи.

Оператор дистрибутивног система који је део вертикално интегрисаног предузећа мора бити независан у смислу правне форме, организације и одлучивања од других делатности које нису повезане са делатношћу дистрибуције електричне енергије. Делатност дистрибуције електричне енергије на територији Републике Србије обавља једно зависно привредно друштво Оператор дистрибутивног система ЕПС Дистрибуција д.о.о. Београд, као део вертикално интегрисаног предузећа ЈП ЕПС.

Сагласно Закону о енергетици (члан 131), независност оператора дистрибутивног система осигурава се тако да лица која су одговорна за управљање оператором дистрибутивног система не могу учествовати у органима управљања вертикално интегрисаног предузећа који су директно или индиректно одговорни за делатност производње, преноса или снабдевања електричном енергијом, као и предузимањем мера које ће осигурати да лица одговорна за управљање оператором дистрибутивног система поступају стручно, како би се обезбедила њихова независност у раду. Исто тако, оператор дистрибутивног система треба да доноси одлуке, независно од вертикално интегрисаног предузећа, по питању средстава потребних за погон, одржавање и развој мреже, као и одлуке о текућем пословању, односно одлуке о изградњи или унапређењу дистрибутивне мреже ако су у оквирима одобреног финансијског плана.

Према Закону о енергетици (члан 132), оператор дистрибутивног система који је део вертикално интегрисаног предузећа дужан је да донесе Програм усклађености за обезбеђивање недискриминаторног понашања, који садржи мере у циљу спречавања дискриминаторног понашања, начин праћења спровођења тих мера и обавезе запослених за постизање постављених циљева (Савет Агенције је дао сагласност на Програм усклађености оператора дистрибутивног система својом одлуком из јуна 2016. године). Сагласност је дата условно уз обавезу оператора дистрибутивног система да до истека законског рока за усклађивање оснивачког аката Оператора дистрибутивног система ЕПС Дистрибуција д.о.о. Београд са одредбама закона

којим се уређује правни положај јавних предузећа и других облика организовања који обављају делатност од општег интереса, обавести Агенцију о оствареној независности оператора дистрибутивног система утврђеној одредбама члана 131. Закона о енергетици, у том оснивачком акту.

Оператор дистрибутивног система је дужан да именује лице одговорно за праћење усклађености (Савет Агенције је у јуну 2016. године дао сагласност на услове за именовање и трајање мандата лица за праћење усклађености, као и претходну сагласност на одлуку о именовању).

Лице одговорно за праћење усклађености припрема годишњи извештај о спровођењу Програма усклађености и доставља га Агенцији на сагласност. Савет Агенције је у јулу 2017. године дао сагласност на Годишњи извештај о спровођењу Програма усклађености за обезбеђивање недискриминаторног понашања за 2016. годину. При давању сагласности на овај извештај Савет Агенције није оцењивао предложене мере и закључке одговорног лица.

Поступак усклађивања Одлуке о оснивању Оператора дистрибутивног система ЕПС Дистрибуција д.о.о. Београд са новим Законом о јавним предузећима и одредбама Закона о енергетици, до краја 2018. године није окончан. Очекује се уважавање датих сугестија Агенције на оснивачки акт Оператора дистрибутивног система ЕПС Дистрибуција д.о.о. Београд, од стране државних органа Републике Србије, у законом утврђеном поступку.

3.4.2 Регулација цена

3.4.2.1 Трошкови прикључења на систем

Трошкове прикључења на дистрибутивни систем утврђује ОДС, на основу захтева за прикључење и Методологије за одређивање трошкова прикључења на систем за пренос и дистрибуцију електричне енергије коју доноси Агенција („Службени гласник РС“, бр. 109/15; важи од 01.03.2016. године). Методологијом су утврђене врсте трошкова: прибављање документације, набавка и уградња опреме и материјала, извршење радова, као и начин обрачуна свих трошкова. Такође, оператор је дужан да донесе одговарајуће нормативе и користи тржишне, односно цене коштања рада и услуга при утврђивању трошкова прикључења у решењу за прикључење. ОДС је дужан да поштује принципе јавности и недискриминације и да подносиоцу захтева, на његов захтев, предочи акта на основу којих се утврђује висина трошкова прикључења и начин утврђивања тих трошкова. Прикључци су у Методологији груписани по врстама и типовима тако да, у зависности од удаљености објекта од система, техничких услова и начина прикључења разликујемо типске и индивидуалне прикључке.

Код типских прикључака, у зависности од броја мерних уређаја, разликујемо појединачне и групне типске прикључке. Акт ОДС о висини трошкова прикључења типских прикључака садржи и висину:

- трошка изградње типског прикључка по подврстама и типовима типских прикључака у зависности од места уградње мерно разводног ормана;
- јединичног варијабилног трошка и
- трошка дела система које оператор утврђује у складу са Методологијом.

Уколико Агенција, на основу достављених података, као и података које може захтевати у складу са Законом, оцени да ОДС није донео акте о висини трошкова прикључења у складу са Методологијом, захтеваће да јој ОДС достави нови акт, утврђен у свему у складу са Методологијом, у року од 30 дана од дана писменог захтева Агенције.

Акт о висини трошкова прикључења на систем за дистрибуцију електричне енергије, који је ОДС донео јуна 2016. године примењиван је и у 2018. години.

ОДС има обавезу да редовно доставља Агенцији податке о броју новоприкључених мерних места на дистрибутивни систем, оствареним приходима и новчаним приливима по основу издатих решења о одобрењу за прикључење на дистрибутивни систем, према врстама прикључака, као и о оствареним трошковима прикључења, у складу са Инфо-правилима које је утврдила Агенција.

ОДС је у 2018. години доставио податке о броју новоприкључених мерних места на дистрибутивни систем, оствареним приходима и новчаним приливима по основу издатих решења о одобрењу за прикључење на дистрибутивни систем, према врстама прикључака, као и о оствареним трошковима прикључења и закључено је да су ти подаци квалитетнији него у претходним годинама.

3.4.2.2 Цене приступа систему

Дистрибутивна предузећа су први пут почела да примењују регулисане цене приступа, односно коришћења дистрибутивног система, 01. марта 2010. године, након позитивног мишљења Агенције на предлоге цена добијених од 5 дистрибутивних привредних друштава и добијања сагласности Владе Републике Србије. Након тога, цене приступа дистрибутивним системима су кориговане 01. априла 2011, 01. августа 2013. и оне су, за купце који имају право на гарантовано снабдевање, важиле до краја фебруара 2016. године. У међувремену, крајем 2013. године, Влада Републике Србије је донела Уредбу о начину и условима одређивања уједначених цена приступа дистрибутивном систему у условима отварања тржишта електричне енергије. Ова Уредба је ступила на снагу 01.01.2014. године и примењивана је за купце који нису имали право на регулисано снабдевање. Уједначавањем цена приступа дистрибутивном систему, омогућено је да на целој територији

Републике Србије купци из исте категорије и групе купаца, под истим условима купују електричну енергију од снабдевача на слободном тржишту.

Статусном променом од 01. јула 2015. формиран је један ОДС за целу територију Републике Србије, па је 01. марта 2016. ОДС, уз сагласност Агенције, донео јединствену цену приступа дистрибутивном систему која је примењивана до краја 2016, у 2017. и 2018. години, за све купце чији су објекти повезани на дистрибутивни систем.

Табела 3-20: Кретање годишњег нивоа просечних одобрених цена приступа дистрибутивном систему – укупно Србија (без АПКМ)

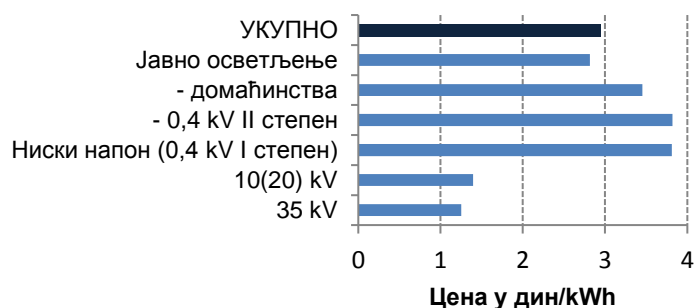
Категорија потрошње	Годишњи ниво одобрене цене			
	од 1. 3.2010.	од 1. 4.2011.	од 1. 8.2013.	од 1. 3.2016.
Средњи напон - укупно	1,17	1,385	1,56	1,32
Ниски напон (0,4 kV I степен)	2,71	3,19	3,53	3,58
Широка потрошња - укупно	2,11	2,43	3,27	3,46
- 0,4 kV II степен	2,38	2,72	3,75	3,87
- домаћинства	2,08	2,39	3,20	3,40
Јавно осветљење	1,61	1,90	3,06	2,82
Укупно ниски напон	2,20	2,54	3,30	3,46
ПРОСЕЧНО	1,82	2,30	2,93	2,93

Просечна остварена цена приступа дистрибутивном систему у 2018. години за све купце (без ПДВ и такси), била је 2,95 дин/kWh (Табела 3-21).

Табела 3-21: Остварене просечне цене приступа дистрибутивном систему

Категорија потрошње	дин/kWh									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
35 kV	1,24	1,35	1,35	1,46	1,32	1,28	1,25	1,24	1,25	
10 kV	1,20	1,36	1,39	1,53	1,59	1,50	1,46	1,38	1,39	
Ниски напон (0,4 kV I степен)	2,89	3,22	3,19	3,68	4,22	4,12	3,95	3,86	3,81	
- 0,4 kV II степен	2,41	2,63	2,72	3,16	3,75	3,71	3,81	3,82	3,82	
- домаћинства	2,14	2,31	2,39	2,86	3,29	3,27	3,38	3,42	3,45	
Јавно осветљење	1,63	1,83	1,89	2,48	3,10	3,08	2,86	2,82	2,82	
ПРОСЕЧНО	2,03	2,23	2,14	2,66	3,01	2,96	2,98	2,96	2,95	

На слици 3-6 су приказане остварене просечне цене приступа систему за дистрибуцију електричне енергије (без ПДВ и такси) за Србију (без АПКМ) по категоријама купаца у 2018. години.



Слика 3-6: Остварена просечна годишња цена приступа дистрибутивном систему у 2018.

У току 2018. године, Савет Агенције је донео одлуку о измени Методологије за одређивање цене приступа систему за дистрибуцију електричне енергије, којом је продужена важност ставова 5. и 6. у поглављу XIII ПРИМЕНА МЕТОДОЛОГИЈЕ, као и дато изузеће у ставу 7. истог поглавља.

Актуелна цена приступа дистрибутивном систему може се видети на интернет страници Агенције (www.aers.rs).

3.4.2.3 Цене нестандартних услуга

Закон предвиђа да поред пружања услуга купцима и корисницима система које се наплаћују кроз цену приступа систему или кроз трошкове прикључења, оператор дистрибутивног система на захтев купца, односно корисника система врши и услуге које нису обухваћене претходно наведеним ценама. Такође, врши и услуге по указаној потреби у циљу отклањања последица поступања купца или корисника система супротно прописима. Ове услуге, обзиром да су индивидуалне и да се повремено јављају на захтев купца или корисника система, називају се нестандартне услуге. У циљу надокнаде трошкова насталих пружањем истих, ОДС је утврдио ценовник за нестандартне услуге на који је Савет Агенције дао сагласност јула 2016. године. У њему су дефинисане врсте нестандартних услуга и утврђене њихове цене. Ценовник се састоји из три дела: 1) Техничке услуге корисницима система ОДС, 2) Услуге везано за издавање услова за пројектовање и прикључење и 3) Услуге везано за издавање мишљења о условима за прикључење електрана. Ове цене се нису мењале током 2018. године.

3.4.3 Дистрибуирана количина електричне енергије

Дистрибуирана електрична енергија је, готово у целини, преузета из преносног система. Мања количина енергије се преузима од електрана прикључених на дистрибутивни систем и она се из године у годину повећава. Енергија преузета од електрана прикључених на дистрибутивни систем је у 2018. години била за 19,3% већа него у 2017. години. Имајући у виду експанзију производње електрана прикључених на дистрибутивни систем у подручјима са малом потрошњом електричне енергије, дошло је и до појаве да је око 8 GWh електричне енергије испоручено из дистрибутивног у преносни систем.

Остварени губици електричне енергије у дистрибутивном систему су у 2018. процентуално мањи него у 2017. години, али су и даље изнад технички оправданих. Толики ниво губитака, у поређењу са земљама ЕУ, може се само делимично оправдати неминовним техничким губицима због високог учешћа потрошње на ниском напону у односу на већину земаља ЕУ. Високи губици су првенствено последица неовлашћеног прикључења на дистрибутивну мрежу и неовлашћеног преузимања (крађе) електричне енергије. Поред тога, губици су високи и због дугогодишњег недовољног улагања у дистрибутивну мрежу. Посебан проблем представља велико кашњење у замени дотрајалих мерних уређаја и преузимању мерних места и прикључних водова. Овакав резултат, да су губици електричне енергије незнатно смањени у односу на претходну годину, без обзира на повећану потрошњу електричне енергије на средњем напону за око 3% и нешто мању потрошњу на ниском напону у односу на остварење у 2017. години, показује да оператор дистрибутивног система није у 2018. години предузео све предвиђене мере на смањењу губитака у складу са планом за смањење губитака. Посебно се то види из података о минималним активностима на контроли и преузимању мерних уређаја и прикључних водова и опреме, што је предуслов њиховог довођења у технички исправно стање и елиминисање крађе електричне енергије. Очекује се да ће у наредном периоду ове активности бити интензивније. Приликом давања сагласности на цене приступа дистрибутивном систему, при оцени оправданог износа губитака у мрежи, узимаће се у обзир сви релевантни подаци из претходних година, као и износи губитака и планиране активности које су предвиђене у плановима за смањење губитака.

Табела 3-22: Дистрибуиране количине електричне енергије у периоду 2009 – 2018

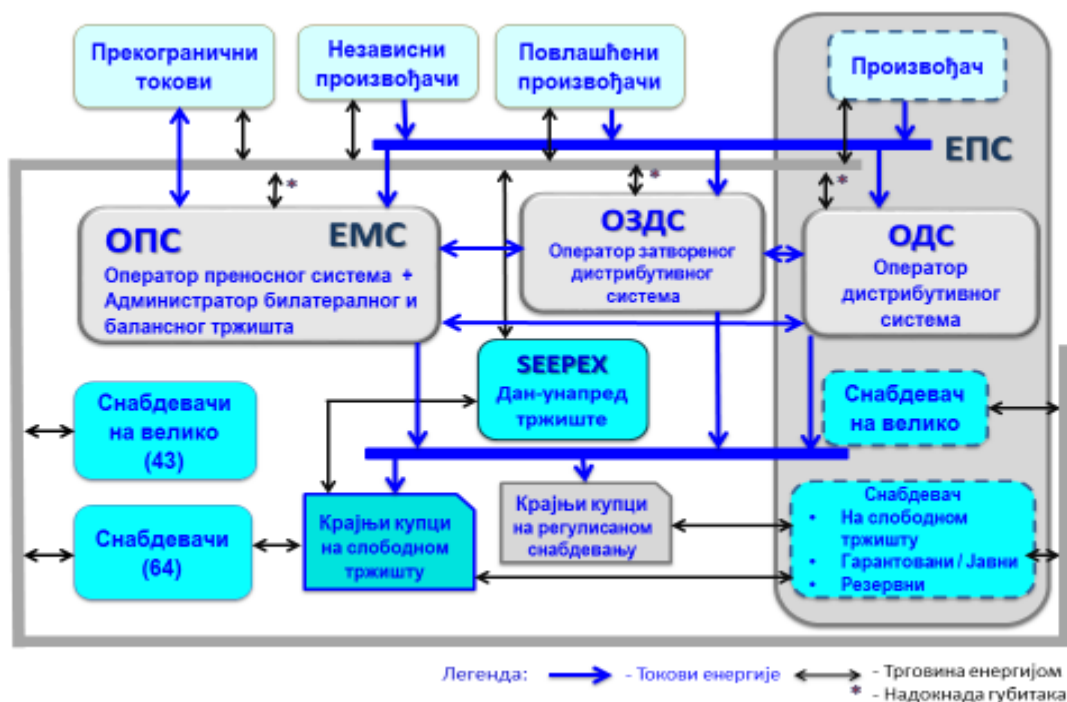
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
	GWh, %									
Дистрибуирано - укупно преузето у дистрибутивни систем	29.970	30.453	30.607	30.258	30.068	29.351	30.131	30.162	30.503	30.040
Преузето из преносне мреже (без купаца на 110 kV)	30.392	30.558	29.922	30.183	29.965	29.078	29.778	29.528	29.777	29.212
Преузето из суседних дистрибутивних система	0,2	0,5	3,1	3,6	0,1	6,4	32,2	185,8	188	186
Производња електрана прикључених на ДС	61	46	48	73	104	267	321	448	538	642
Укупно испоручено из дистрибутивног система	25.106	25.497	25.859	25.673	25.584	25.136	25.894	26.246	26.549	26.376
Испоручено крајњим купцима (без купаца на 110 kV)	25.106	25.496	25.857	25.677	25.586	25.130	25.863	26.147	26.425	26.240
Испоручено суседним дистрибутивним системима	0,3	0,5	2,1	0,6	0,5	27,4	32,3	98,6	121	128
Испоручено у преносни систем									3	8
Губици у дистрибутивном систему	4.865	4.958	4.747	4.586	4.482	4.215	4.236	3.917	3.953	3.664
Губици у дистрибутивном систему (као % укупно преузете енергије)	16,2	16,3	15,5	15,1	14,9	14,4	14,1	13,0	13,0	12,2

3.5 Тржиште електричне енергије

Тржиште електричне енергије у Србији се састоји из:

- билатералног тржишта електричне енергије;
- балансног тржишта електричне енергије и
- организованог тржишта електричне енергије.

Шема тржишта електричне енергије у 2018. години је приказана на слици 3-7.



Слика 3-7: Шема тржишта електричне енергије у 2018.

Учесници на тржишту електричне енергије су:

- произвођач електричне енергије;
- снабдевач електричном енергијом;
- снабдевач на велико електричном енергијом;
- крајњи купац;
- оператор преносног система у случају обезбеђивања системских услуга, балансирања система, обезбеђивања сигурног рада система и куповине електричне енергије за надокнаду губитака у преносном систему;
- оператор дистрибутивног система у случају куповине електричне енергије за надокнаду губитака у дистрибутивном систему;
- оператор затвореног дистрибутивног система електричне енергије и
- оператор тржишта.

3.5.1 Билатерално тржиште електричне енергије

На билатералном тржишту се одвијају куповина и продаја електричне енергије директно између учесника на тржишту, при чему су на велепродајном билатералном тржишту учесници трговали електричном енергијом по слободним ценама, док се на малопродајном билатералном тржишту снабдевање одвијало по слободним и регулисаним ценама, с обзиром да су од 2014. године сви купци осим домаћинстава и малих купаца електричну енергију морали да купују на слободном тржишту. Домаћинства и мали купци од 2015. године имају могућност избора снабдевача на слободном тржишту и увек могу да се врате код гарантованог/јавног снабдевача.

3.5.1.1 Велепродајно тржиште

Велепродајно тржиште електричне енергије је у 2018. години било базирано на трговини између снабдевача, с обзиром да већи независни произвођачи електричне енергије не постоје. Активност снабдевача 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 8 граница, као и за потребе извоза и увоза за крајње купце. Током 2018. увоз електричне енергије за потребе купаца у Србији је био незнатно већи од извоза. Извоз је био већи од увоза у првој половини године, у априлу

је извезено 2,2 пута више електричне енергије него што је увезено, док је од августа увоз био већи од извоза тако да је у децембру увезено 730 GWh електричне енергије, 3,8 пута више него што је извезено. Количине електричне енергије, продате и купљене на организованом тржишту су готово три пута биле веће у односу на прошлу годину, што је утицало на смањење билатералне трговине између снабдевача у 2018. години у односу на претходну. Продаја енергије крајњим купцима на слободном тржишту је наставила тренд раста и у односу на 2017. порасла је за 5%.

Број учесника на тржишту који учествују на аукцијама за расподелу прекограничних капацитета расте из године у годину. Један од најважнијих разлога за ово повећање је што је организовањем заједничких аукција са операторима суседних система на већини граница, омогућено да и субјекти који нису лиценцирани у Србији, учешћем на заједничким аукцијама, имају приступ прекограничним капацитетима.

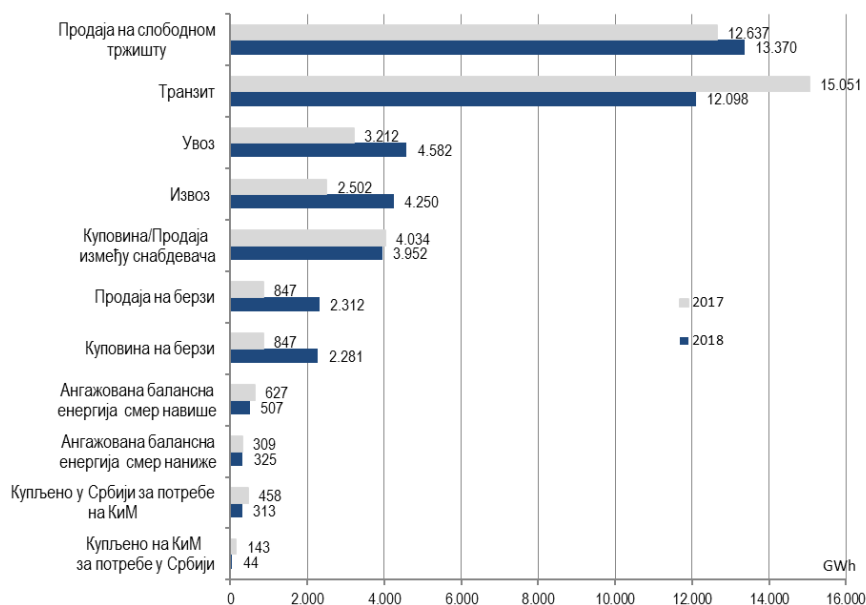
Право на пријаву планова рада на основу одговарајућег уговора потписаног са ЕМС АД, у 2018. је имало 68 учесника на тржишту електричне енергије, што је за 4,61% више у односу на 2017. годину. Активних учесника на тржишту било је 60, што је за 4 више него у 2017. години, а снабдевањем крајњих купаца на слободном тржишту бавило се 18 снабдевача.

Табела 3-23: Број учесника на тржишту са правом пријаве дневних планова рада од 2009. до 2018.

Година	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Број учесника на тржишту	31	35	35	45	37	47	51	60	65	68

Укупна ангажована балансна енергија у 2018. години је износила 832 GWh, за коју је укупна пондерисана цена поравнања износила 47,83 €/MWh, што је за 3 €/MWh мање него у претходној години. Узимајући у обзир смер ангажовања баланских ентитета, пондерисана цена поравнања износила је 61,06 €/MWh за смер ангажовања навише и 25,04 €/MWh за смер ангажовања наниже.

На слици 3-8 су приказане количине електричне енергије по активностима снабдевача у 2017. и 2018. години.⁵



Слика 3-8: Количине електричне енергије по активностима снабдевача током 2017. и 2018.

Снабдевачи који су на билатералном тржишту електричне енергије продавали енергију другим снабдевачима:

1. Јавно предузеће "Електропривреда Србије" Београд
2. "ENERGY FINANCING TEAM (SWITZERLAND) AG", St. Gallen, Швајцарска
3. ALPIQ ENERGY SE, Праг
4. ПЕТРОЛ, Словенска енергетска дружба, д.д., Љубљана
5. "HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE" доо, Љубљана
6. GEN-I друштво са ограниченом одговорношћу Београд
7. ИНТЕРЕНЕРГО доо, Љубљана
8. Друштво "PAN INTERTRADE" доо, Београд-Стари Град

⁵ Сви подаци приказани у табелама добијени су закључно са 15. фебруаром 2019. године и подложни су променама у складу са Правилима о раду тржишта електричне енергије

9. Привредно друштво "NETWORK FOR TRADING" доо, Београд
10. Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса "Нафтна индустрија Србије" а.д. Нови Сад
11. Привредно друштво за трговину електричном енергијом ENERGY MARKET доо, Пирот
12. Привредно друштво "TERNA ENERGY TRADING" доо, Нови Београд
13. Привредно друштво "ELMAKO-ENERGY" доо, Београд
14. Привредно друштво "GROUP TRANS ENERGY" д.о.о. Београд - Нови Београд
15. Друштво са ограниченом одговорношћу за трговину и услуге MVM PARTNER SERBIA д.о.о., Београд
16. Привредно друштво ЕНЕКОД доо, Ниш
17. "HSE BALKAN ENERGY" д.о.о. Друштво за инжењеринг и трговину
18. „JAS Budapest“ d.o.o. Subotica
19. ČEZ A.S, Праг, Чешка Република
20. Green Energy Trading д.о.о. Београд (Савски венац)
21. „DANSKE COMMODITIES A/S“, Архус, Данска
22. ENERGY SUPPLY & TRADE доо, Београд - Савски венац
23. "AYEN ENERGY TRADING" доо Београд-Врачар
24. "ENERGO-PRO TRADING JSC", Бугарска
25. Привредно друштво "ENERGIA GAS AND POWER" д.о.о. Београд (Нови Београд)
26. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
27. АХРО друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
28. „RITAM ENERGY" доо, Београд
29. Привредно друштво „ЕПЦГ“ д.о.о. Београд
30. „ENERGY SUPPLY EOOD“, Бугарска
31. EFT TRADE д.о.о., Београд
32. "EZPADA S.R.O.", Праг
33. "ČEZ SRBIJA" DOO BEOGRAD
34. Предузеће "ENERGY DELIVERY SOLUTIONS" д.о.о., Београд
35. ПЕТРОЛ друштво за трговину нафтом и нафтним дериватима д.о.о. Београд
36. "STRATEGIC ENERGY TRADING SOCIETE ANONYME", Атина, Грчка
37. ТИТАН ЦЕМЕНТАРА КОСЈЕРИЋ друштво са ограниченом одговорношћу, Косјерић
38. ХРВАТСКА ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА д.д., Загреб
39. "STATKRAFT MARKETS GmbH", Дизелдорф
40. ДРУШТВО ЗА ТРГОВИНУ "НЕР-ЕНЕРГИЈА" ДОО БЕОГРАД
41. „ENSCO ENERGY SERVICES COMPANY AG“, Cham, Švajcarska

Снабдевачи који су на билатералном тржишту електричне енергије куповали енергију од других снабдевача:

1. Јавно предузеће "Електропривреда Србије" Београд
2. "ENERGY FINANCING TEAM (SWITZERLAND) AG", St. Gallen, Švajcarska
3. Предузеће "ENERGY DELIVERY SOLUTIONS" д.о.о., Београд
4. Привредно друштво "ENERGIA GAS AND POWER" д.о.о. Београд (Нови Београд)
5. ALPIQ ENERGY SE, Prag
6. "HSE BALKAN ENERGY" д.о.о. Друштво за инжењеринг и трговину
7. GEN-I друштво са ограниченом одговорношћу Београд
8. ИНТЕРЕНЕРГО доо, Љубљана
9. "HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE" доо, Љубљана
10. Привредно друштво "NETWORK FOR TRADING" доо, Београд
11. „JAS Budapest“ d.o.o. Subotica
12. Друштво са ограниченом одговорношћу за трговину и услуге MVM PARTNER SERBIA д.о.о., Београд
13. Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса "Нафтна индустрија Србије" а.д. Нови Сад
14. "AYEN ENERGY TRADING" доо Београд-Врачар
15. ДРУШТВО ЗА ТРГОВИНУ "НЕР-ЕНЕРГИЈА" ДОО БЕОГРАД
16. ПЕТРОЛ, Словенска енергетска дружба, д.д., Љубљана
17. Привредно друштво за трговину електричном енергијом ENERGY MARKET доо, Пирот
18. "ČEZ SRBIJA" DOO BEOGRAD
19. ТИТАН ЦЕМЕНТАРА КОСЈЕРИЋ друштво са ограниченом одговорношћу, Косјерић
20. Green Energy Trading д.о.о. Београд (Савски венац)
21. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
22. "ENERGO-PRO TRADING JSC", Бугарска
23. Привредно друштво ЕНЕКОД доо, Ниш
24. EFT TRADE д.о.о., Београд
25. „ENERGY SUPPLY EOOD“, Бугарска
26. ПЕТРОЛ друштво за трговину нафтом и нафтним дериватима д.о.о. Београд

27. Привредно друштво „ЕПЦГ“ д.о.о. Београд
28. Привредно друштво "GROUP TRANS ENERGY" д.о.о. Београд - Нови Београд
29. Привредно друштво за производњу промет и услуге "НОЛЕКО ДОО", ЧАЧАК
30. АБ ЕНЕРГО доо, Београд
31. АХРО друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
32. ENERGY SUPPLY & TRADE доо, Београд - Савски венац
33. Привредно друштво "TERNA ENERGY TRADING" доо, Нови Београд
34. DANSKE COMMODITIES A/S", Архус, Данска
35. Предузеће "С.О.К." ДОО, Краљево
36. „ČEZ A.S", Праг, Чешка Република
37. Привредно друштво "PROENERGYBGD" доо, Београд
38. Привредно друштво "ELMAKO-ENERGY" доо, Београд
39. "EZPADA S.R.O.", Праг
40. "ENERGI DANMARK A/S", Архус, Данска
41. "STATKRAFT MARKETS Gmbh", Дизелдорф
42. ХРВАТСКА ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА д.д., Загреб
43. "STRATEGIC ENERGY TRADING SOCIETE ANONYME", Атина, Грчка
44. Привредно друштво "SENTRADE RS" доо, Београд
45. "ЕНЕКО ENERGY" доо за производњу и трговину електричном енергијом, Каћ
46. Мјешовити холдинг "ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА РЕПУБЛИКЕ СРПСКЕ", Требиње
47. „RESTART ENERGY" доо Београд-Нови Београд
48. EVN Trading д.о.о. Београд
49. „ENSCO ENERGY SERVICES COMPANY AG", Cham, Švajcarska

Снабдевачи који су увозили електричну енергију:

1. Мјешовити холдинг "ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА РЕПУБЛИКЕ СРПСКЕ", Требиње
2. ALPIQ ENERGY SE, Prag
3. "ENERGY FINANCING TEAM (SWITZERLAND) AG", St. Gallen, Švajcarska
4. ČEZ A.S, Праг, Чешка Република
5. GEN-I друштво са ограниченом одговорношћу Београд
6. Јавно предузеће "Електропривреда Србије" Београд
7. ПЕТРОЛ, Словенска енергетска дружба, д.д., Љубљана
8. ИНТЕРЕНЕРГО доо, Љубљана
9. Друштво "PAN INTERTRADE" доо, Београд-Стари Град
10. "HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE" доо, Љубљана
11. "STATKRAFT MARKETS Gmbh", Дизелдорф
12. Привредно друштво "TERNA ENERGY TRADING" доо, Нови Београд
13. Привредно друштво "ELMAKO-ENERGY" доо, Београд
14. Привредно друштво "NETWORK FOR TRADING" доо, Београд
15. „DANSKE COMMODITIES A/S", Архус, Данска
16. Привредно друштво за трговину електричном енергијом ENERGY MARKET доо, Пирот
17. "NEAS ENERGY" доо, Београд
18. ХРВАТСКА ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА д.д., Загреб
19. ДРУШТВО ЗА ТРГОВИНУ "НЕР-ЕНЕРГИЈА" ДОО БЕОГРАД
20. Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса "Нафтна индустрија Србије" а.д. Нови Сад
21. Привредно друштво "GROUP TRANS ENERGY" д.о.о. Београд - Нови Београд
22. ENERGY SUPPLY & TRADE доо, Београд - Савски венац
23. Друштво са ограниченом одговорношћу за трговину и услуге MVM PARTNER SERBIA д.о.о., Београд
24. Привредно друштво ЕНЕКОД доо, Ниш
25. Green Energy Trading д.о.о. Београд (Савски венац)
26. "HSE BALKAN ENERGY" д.о.о. Друштво за инжењеринг и трговину
27. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
28. "ENERGO-PRO TRADING JSC", Бугарска
29. RITAM ENERGY" доо, Београд
30. Привредно друштво „ЕПЦГ“ д.о.о. Београд
31. „JAS Budapest" д.о.о. Subotica
32. АХРО друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
33. "AYEN ENERGY TRADING" доо Београд-Врачар
34. "EZPADA S.R.O.", Праг
35. Предузеће "ENERGY DELIVERY SOLUTIONS" д.о.о., Београд
36. ПЕТРОЛ друштво за трговину нафтом и нафтним дериватима д.о.о. Београд

Снабдевачи који су извозили електричну енергију:

1. Јавно предузеће "Електропривреда Србије" Београд
2. ALPIQ ENERGY SE, Prag
3. "ENERGY FINANCING TEAM (SWITZERLAND) AG", St. Gallen, Švajcarska
4. GEN-I друштво са ограниченом одговорношћу Београд
5. ИНТЕРЕНЕРГО доо, Љубљана
6. Предузеће "ENERGY DELIVERY SOLUTIONS" д.о.о., Београд
7. ČEZ A.S, Праг, Чешка Република
8. "HSE BALKAN ENERGY" д.о.о. Друштво за инжењеринг и трговину
9. "HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE" доо, Љубљана
10. "STATKRAFT MARKETS GmbH", Дизелдорф
11. Друштво са ограниченом одговорношћу за трговину и услуге MVM PARTNER SERBIA д.о.о., Београд
12. ПЕТРОЛ, Словенска енергетска дружба, д.д., Љубљана
13. „JAS Budapest” d.o.o. Subotica
14. „DANSKE COMMODITIES A/S", Архус, Данска
15. ДРУШТВО ЗА ТРГОВИНУ "НЕР-ЕНЕРГИЈА" ДОО БЕОГРАД
16. Привредно друштво "NETWORK FOR TRADING" доо, Београд
17. Мјешовити холдинг "ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА РЕПУБЛИКЕ СРПСКЕ", Требиње
18. "NEAS ENERGY" доо, Београд
19. "AYEN ENERGY TRADING" доо Београд-Врачар
20. ХРВАТСКА ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА д.д., Загреб
21. "ENERGO-PRO TRADING JSC", Бугарска
22. Green Energy Trading д.о.о. Београд (Савски венац)
23. Привредно друштво „ЕПЦГ“ д.о.о. Београд
24. ПЕТРОЛ друштво за трговину нафтом и нафтним дериватима д.о.о. Београд
25. АБ ЕНЕРГО доо, Београд
26. Привредно друштво "TERNA ENERGY TRADING" доо, Нови Београд
27. АХРО друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
28. ENERGY SUPPLY & TRADE доо, Београд - Савски венац
29. Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса "Нафтна индустрија Србије" а.д. Нови Сад
30. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
31. Привредно друштво ЕНЕКОД доо, Ниш
32. Привредно друштво за трговину електричном енергијом ENERGY MARKET доо, Пирот
33. "EZPADA S.R.O.", Праг
34. Привредно друштво "GROUP TRANS ENERGY" д.о.о. Београд - Нови Београд
35. Привредно друштво "SENTRADE RS" доо, Београд
36. "ČEZ SRBIJA" DOO BEOGRAD
37. EVN Trading д.о.о. Београд
38. Привредно друштво "ELMAKO-ENERGY" доо, Београд
39. „ENSCO ENERGY SERVICES COMPANY AG", Cham, Švajcarska
40. "FREEPOINT COMMODITIES EUROPE LLP", Рединг, Велика Британија

Снабдевачи који су се бавили транзитом електричне енергије:

1. GEN-I друштво са ограниченом одговорношћу Београд
2. „DANSKE COMMODITIES A/S", Архус, Данска
3. "ENERGY FINANCING TEAM (SWITZERLAND) AG", St. Gallen, Švajcarska
4. Друштво са ограниченом одговорношћу за трговину и услуге MVM PARTNER SERBIA д.о.о., Београд
5. ИНТЕРЕНЕРГО доо, Љубљана
6. "HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE" доо, Љубљана
7. ПЕТРОЛ, Словенска енергетска дружба, д.д., Љубљана
8. Предузеће "ENERGY DELIVERY SOLUTIONS" д.о.о., Београд
9. Привредно друштво "NETWORK FOR TRADING" доо, Београд
10. "STATKRAFT MARKETS GmbH", Дизелдорф
11. "AYEN ENERGY TRADING" доо Београд-Врачар
12. Green Energy Trading д.о.о. Београд (Савски венац)
13. Привредно друштво „ЕПЦГ“ д.о.о. Београд
14. "EZPADA S.R.O.", Праг
15. „ENSCO ENERGY SERVICES COMPANY AG", Cham, Švajcarska
16. АХРО друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
17. ENERGY SUPPLY & TRADE доо, Београд - Савски венац
18. "ENERGO-PRO TRADING JSC", Бугарска
19. EVN Trading д.о.о. Београд

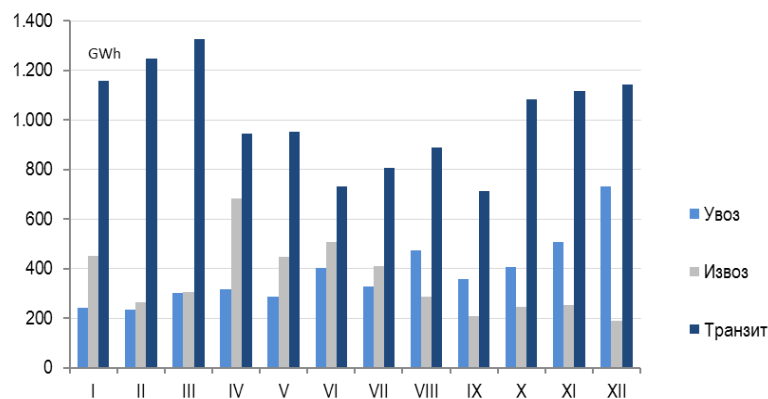
20. Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса "Нафтна индустрија Србије" а.д. Нови Сад
21. Привредно друштво "ELMAKO-ENERGY" доо, Београд
22. ПЕТРОЛ друштво за трговину нафтом и нафтним дериватима д.о.о. Београд
23. ХРВАТСКА ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА д.д., Загреб
24. "HSE BALKAN ENERGY" д.о.о. Друштво за инжењеринг и трговину
25. "ENERGI DANMARK A/S", Архус, Данска
26. „JAS Budapest” d.o.o. Subotica
27. Привредно друштво "LC ELECTRICITY SUPPLY AND TRADING" доо, Београд
28. ENEL TRADE SERBIA доо Београд (Врачар)
29. Привредно друштво "GROUP TRANS ENERGY" д.о.о. Београд - Нови Београд
30. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
31. Привредно друштво за трговину електричном енергијом ENERGY MARKET доо, Пирот
32. ДРУШТВО ЗА ТРГОВИНУ "HEP-ENERGIJA" ДОО БЕОГРАД

Снабдевачи који су се снабдевали крајње купце:

1. Јавно предузеће "Електропривреда Србије" Београд
2. Привредно друштво "ENERGIA GAS AND POWER" д.о.о. Београд (Нови Београд)
3. ДРУШТВО ЗА ТРГОВИНУ "HEP-ENERGIJA" ДОО БЕОГРАД
4. ТИТАН ЦЕМЕНТАРА КОСЈЕРИЋ друштво са ограниченом одговорношћу, Косјерић
5. Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса "Нафтна индустрија Србије" а.д. Нови Сад
6. Привредно друштво за производњу промет и услуге "НОЛЕКО ДОО", ЧАЧАК
7. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
8. EFT TRADE д.о.о., Београд
9. Предузеће "С.О.К." ДОО, Краљево
10. Привредно друштво "PROENERGYBGD" доо, Београд
11. "FUTURE ENERGY BGR" д.о.о., Нови Београд
12. ПЕТРОЛ друштво за трговину нафтом и нафтним дериватима д.о.о. Београд
13. Предузеће "ENERGY DELIVERY SOLUTIONS" д.о.о., Београд
14. "TWINFIN TESLA" доо, Београд
15. Привредно друштво ЕНЕКОД доо, Ниш
16. GEN-I друштво са ограниченом одговорношћу Београд
17. "ЕНЕКО ENERGY" доо за производњу и трговину електричном енергијом, Каћ
18. „RESTART ENERGY" доо Београд-Нови Београд

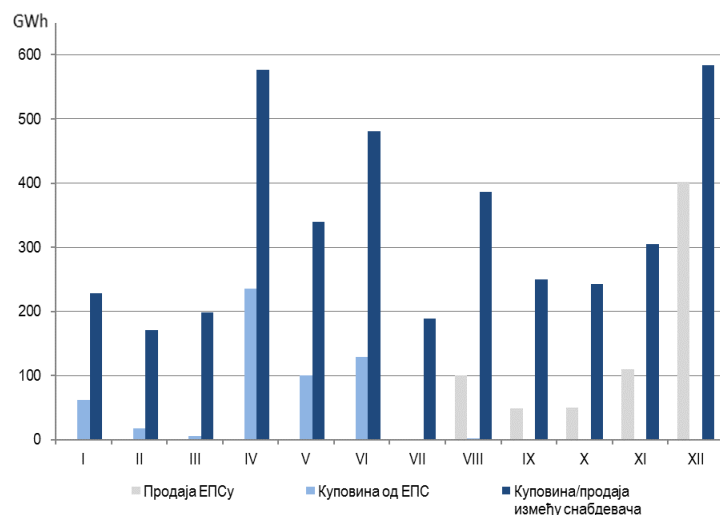
На основу података које су доставили снабдевачи електричном енергијом, током 2018. транзит је смањен за 20% у односу на 2017. годину (комерцијални подаци), извоз је већи за око 70%, док је увоз порастао за 42% у односу на претходну годину. Извоз је био изражен у другом кварталу године и то у периоду од априла до јула, док је увоз био највећи у последњем кварталу 2018. године када је увезено око 35% од укупно увезене електричне енергије у 2018. години.

Обим увоза, извоза и транзита који су снабдевачи остварили по месецима у 2018. приказан је на слици 3-9.



Слика 3-9: Увоз, извоз и транзит снабдевача у 2018.

На слици 3-10 је приказана куповина/продаја електричне енергије између снабдевача, куповина ЈП ЕПС од осталих снабдевача и продаја ЈП ЕПС другим снабдевачима. Током 2018. године није било значајне куповине ЈП ЕПС од снабдевача, осим у децембру када је купљен 401 GWh. Трговина између осталих снабдевача је била значајна током целе године, а највећа је била у децембру када је предмет трговине било 584 GWh.



Слика 3-10: Куповина/продаја између снабдевача, односно између снабдевача и ЈП ЕПС у 2018.

У табели 3-24 су приказани релевантни показатељи развијености и концентрације тржишта електричне енергије у Србији (без АПКМ) у 2018. години. За сваку од наведених активности снабдевача, приказани су:

- укупна количина електричне енергије;
- учешће електричне енергије којом су трговала три снабдевача са највећим обимом трговине у укупној количини електричне енергије којом се трговало, по свакој активности;
- вредност Herfindahl-Hirschman индекса (ННН), која указује на ниво концентрације тржишта⁶ и
- оцена нивоа концентрације тржишта за појединачне активности⁷.

Табела 3-24: Ниво концентрације тржишта електричне енергије у Србији у 2018.

Активност снабдевача у 2018. години	Количина електричне енергије	Учешће три снабдевача са највећим обимом трговине		Херфиндал-Хиршманов индекс ННН	Ниво концентрисаности тржишта
	(GWh)	(%)	(GWh)		
Трговина на организованом тржишту (берзи)					
Продаја	2312	64	1473	1.770	Умерен
Куповина	2281	42	954	1.015	Умерен
Трговина између снабдевача на билатералном тржишту					
Продаја	3.951	33	1.296	659	Низак
Куповина	3.951	35	1.372	688	Низак
Продаја електричне енергије крајњим купцима на слободном тржишту					
Продаја	13.370	98	13.192	9.273	Висок

Од 60 активних снабдевача, 5 снабдевача се јавља међу три доминантна у свакој од активности. Ниво концентрисаности тржишта је остао на прошлогодишњем нивоу. Трговина на организованом тржишту, која је прошле године била високо концентрисана (што је последица почетка рада берзе и релативно малог броја учесника у 2017.), ове године је умерено високо концентрисана, што је последица приступања нових чланова берзи и готово три пута већем обиму трговине. Важно је напоменути да је укупна количина енергије која је била предмет трговине на берзи у сваком од смерова продаје односно куповине била 2.318 GWh. Међутим, део те енергије није предмет трговине снабдевача већ је од 01. јула 2018. године па до краја године оператор преносног система куповао део електричне енергије за надокнаду губитака на организованом тржишту, али и продавао вишкове електричне енергије за надокнаду губитака купљене преко аукцијске платформе на организованом тржишту. Трговина на билатералном тржишту је на нивоу трговине у претходној години са тенденцијом смањења концентрисаности тржишта. За разлику од 2017. године када је била уочљива висока концентрисаност билатералног тржишта у домену куповине, ове године концентрисаност је ниска за оба смера

⁶ Herfindahl-Hirschman индекс се дефинише као збир квадрата учешћа појединих компанија на тржишту и што је вредност мања, то је развијенија конкуренција на тржишту.

⁷ За оцену концентрисаности тржишта се користе границе:
 ННН < 1000 - неконцентрисано
 1001 < ННН < 2000 - умерено концентрисано
 ННН > 2001 - високо концентрисано тржиште

трговине. Концентрисаност малопродајног тржишта је веома висока, чак постоји незнатно повећање концентрисаности у односу на 2017. годину, што је последица доминантног положаја ЈП ЕПС на малопродајном тржишту.

3.5.1.2 Малопродајно тржиште

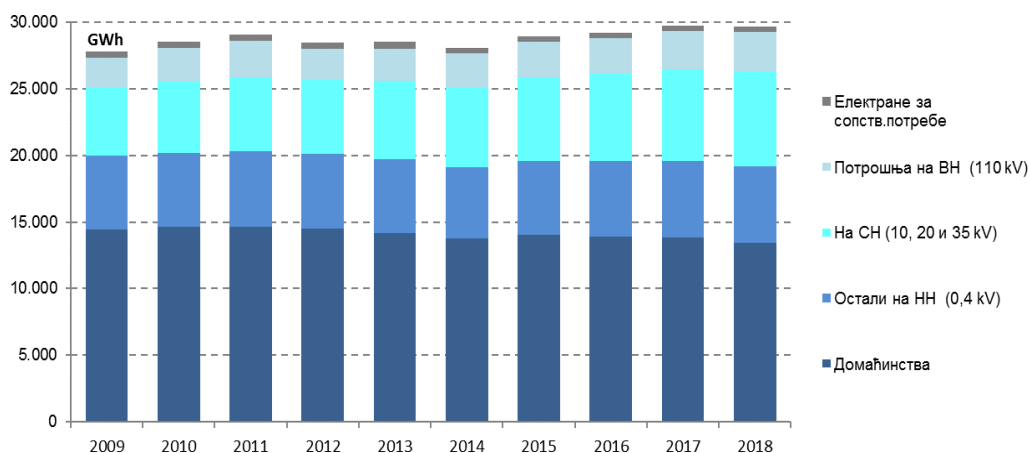
3.5.1.2.1 Испоручене количине електричне енергије крајњим купцима

Крајњим купцима је у 2018. години укупно продато и испоручено 29.233 GWh (без потрошње електрана у функцији производње), што је за 0,3% мање од укупно испоручене количине у 2017. години када је испоручена највећа количина електричне енергије у последњих десет година. У табели 3-25 је приказана потрошња електричне енергије у Србији (без АПКМ) у периоду 2009-2018. година, укључујући и електричну енергију коју су произвођачи преузели из преносног система за сопствене потребе.

Табела 3-25: Структура потрошње електричне енергије у периоду 2009-2018.

Категорија потрошње	GWh										
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2018/ 2017
Домаћинства	14.412	14.645	14.666	14.517	14.147	13.802	14.062	13.931	13.815	13.415	97,1
Остали на ниском напону (0,4 kV)	5.567	5.534	5.640	5.585	5.580	5.322	5.546	5.665	5.746	5.756	100,2
Укупно на ниском напону (0,4 kV)	19.979	20.179	20.305	20.102	19.727	19.124	19.608	19.596	19.561	19.171	98,0
Купци на средњем напону (10, 20 и 35 kV)	5.127	5.317	5.553	5.570	5.856	5.985	6.254	6.550	6.865	7.069	103,0
Купци на високом напону (110 kV)	2.216	2.555	2.751	2.312	2.415	2.555	2.669	2.673	2.893	2.993	103,5
Испоручено крајњим купцима	27.322	28.051	28.609	27.984	27.998	27.664	28.531	28.819	29.319	29.233	99,7
Испоручено ТЕ и ХЕ за сопствене потребе	492	436	476	473	503	401	416	391	394	427	108,4
Укупна потрошња	27.814	28.487	29.085	28.457	28.501	28.065	28.947	29.210	29.713	29.660	99,8

У односу на 2017. годину потрошња крајњих купаца (без потрошње електрана у функцији производње) у 2018. је мања за 0,3%, што је првенствено последица смањене потрошње купаца на ниском напону од 2% (око 390 GWh). На ниском напону домаћинства су потрошила 400 GWh мање, а остали купци на ниском напону 10 GWh више електричне енергије у односу на претходну годину. Потрошња купаца на средњем напону је већа за 3%, (за 204 GWh), док је потрошња купаца на високом напону већа за 3,5% (за 100 GWh). Један од узрока смањења годишње потрошње електричне енергије у домаћинствима је мања потрошња због блаже зиме, односно виших температура у зимском периоду у односу на 2017. годину. Агенција ће и у наредном периоду наставити да прати потрошњу домаћинстава током зиме и анализирати потребу за увођењем додатних мера, како би се ефикасније дестимулисала нерационална потрошња електричне енергије за грејање. Произвођачи су за сопствене потребе (потрошње електрана у функцији производње) преузели 8,4% електричне енергије више него у претходној години. Код анализе података у посматраном периоду требало би узети у обзир чињеницу да је у 2014. години био велики број прекида у снабдевању купаца због елементарних непогода – поплава и ледених киша које су у тој години у неколико наврата задесиле поједине регионе у Републици Србији.



Слика 3-11: Структура потрошње електричне енергије у Србији у периоду 2009-2018. (без АПКМ)

Укупан број мерних места испоруке купцима у Србији, без АПКМ (не рачунајући мерна места за објекте Железница Србије којих има 41 на преносном систему), крајем 2018. је био 3.651.169 и у односу на 2017. годину тај број је повећан за 0,3%.

Табела 3-26: Број мерних места у 2017. и 2018.

Категорија потрошње	2017	2018	2018/2017
Домаћинства	3.241.937	3.250.468	100,3
Остали на ниском напону (0,4 kV)	393.099	395.825	100,7
Купци на средњем напону (10, 20 и 35 kV)	4.547	4.822	106,0
Купци на високом напону (110 kV)	54	54	100,0
Укупан број мерних места	3.639.637	3.651.169	100,3

3.5.1.2.2 Продаја електричне енергије на регулисаном тржишту

На регулисаном тржишту су у 2018. години електричну енергију куповала само домаћинства и мали купци (који за стицање статуса малог купца осим услова по годишњем приходу и броју запослених, имају и ограничење на 30.000 kWh потрошње у претходној календарској години и сви њихови објекти морају бити прикључени на мрежу напона нижег од 1 kV). Новоуведено законско ограничење је доминантно утицало на смањење снабдевања на регулисаном тржишту са 17.221 GWh у 2015. на 16.138 GWh у 2016, 15.600 GWh у 2017, односно 14.852 GWh у 2018. години, што је за 4,8% мање у односу на 2017. годину, 8,0% мање у односу на 2016. годину, односно 13,8% мање у односу на 2015. годину. На крају 2018, електрична енергија по регулисаним ценама испоручивана је крајњим купцима на око 3,5 милиона мерних места.

Регулисана цене електричне енергије за крајње купце, у складу са Законом из 2004, први пут су примењене 01. јануара 2008. године, након позитивног мишљења Агенције о предлогу ЈП ЕПС и сагласности Владе Републике Србије. Важећа цена електричне енергије за гарантовано снабдевање крајњих купаца, одобрена је 01. октобра 2017. године.

У току 2018. године, Савет Агенције је донео одлуку о измени Методологије за одређивање цене електричне енергије за гарантовано снабдевање којом је продужена важност става 2. у поглављу XII ПРИМЕНА МЕТОДОЛОГИЈЕ.

Актуелне регулисане цене електричне енергије за крајње купце се могу видети на интернет страници Агенције (www.aers.rs).

У 2018. години просечна тржишна, односно велепродајна цена, која се утврђује на основу кретања тзв. фјучерса на околним берзама за наредну годину и која у себи не садржи трошкове преноса и дистрибуције, кретала се на мађарској берзи (HUPX) просечно 51,68 €/MWh за базну енергију, односно просечно 64,17 €/MWh за вршну енергију. Велепродајна цена за набавку електричне енергије, на основу које је одређена цена за гарантовано снабдевање крајњих купаца приликом давања сагласности на цене од 01. октобра 2017. године, износила је 3,17 дин/kWh, односно 26,11 €/MWh, рачунато по просечном курсу € за 2017. годину.

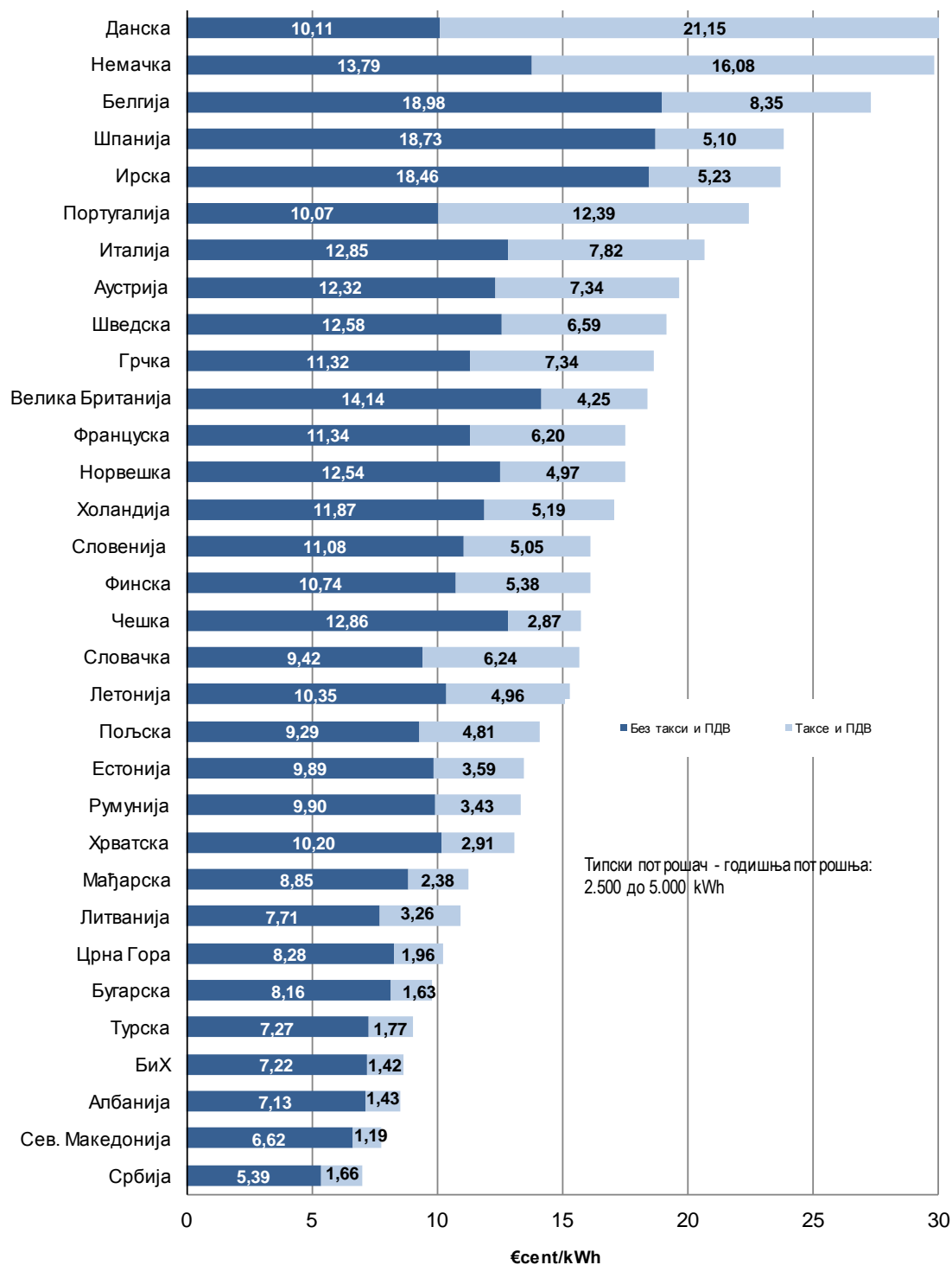
У табели 3-27, дато је кретање остварених просечних годишњих цена за купце који су имали право на гарантовано (јавно) снабдевање, односно право да електричну енергију купују по регулисаним ценама. Висина и кретање исказаних просечних цена (без ПДВ и такси) по годинама, зависе превасходно од динамике и количине електричне енергије коју су поједине категорије и групе купаца потрошиле током године и од датума примене одобрених цена.

Табела 3-27: Остварене просечне годишње регулисане цене за крајње купце (без ПДВ и такси)

дин/kWh

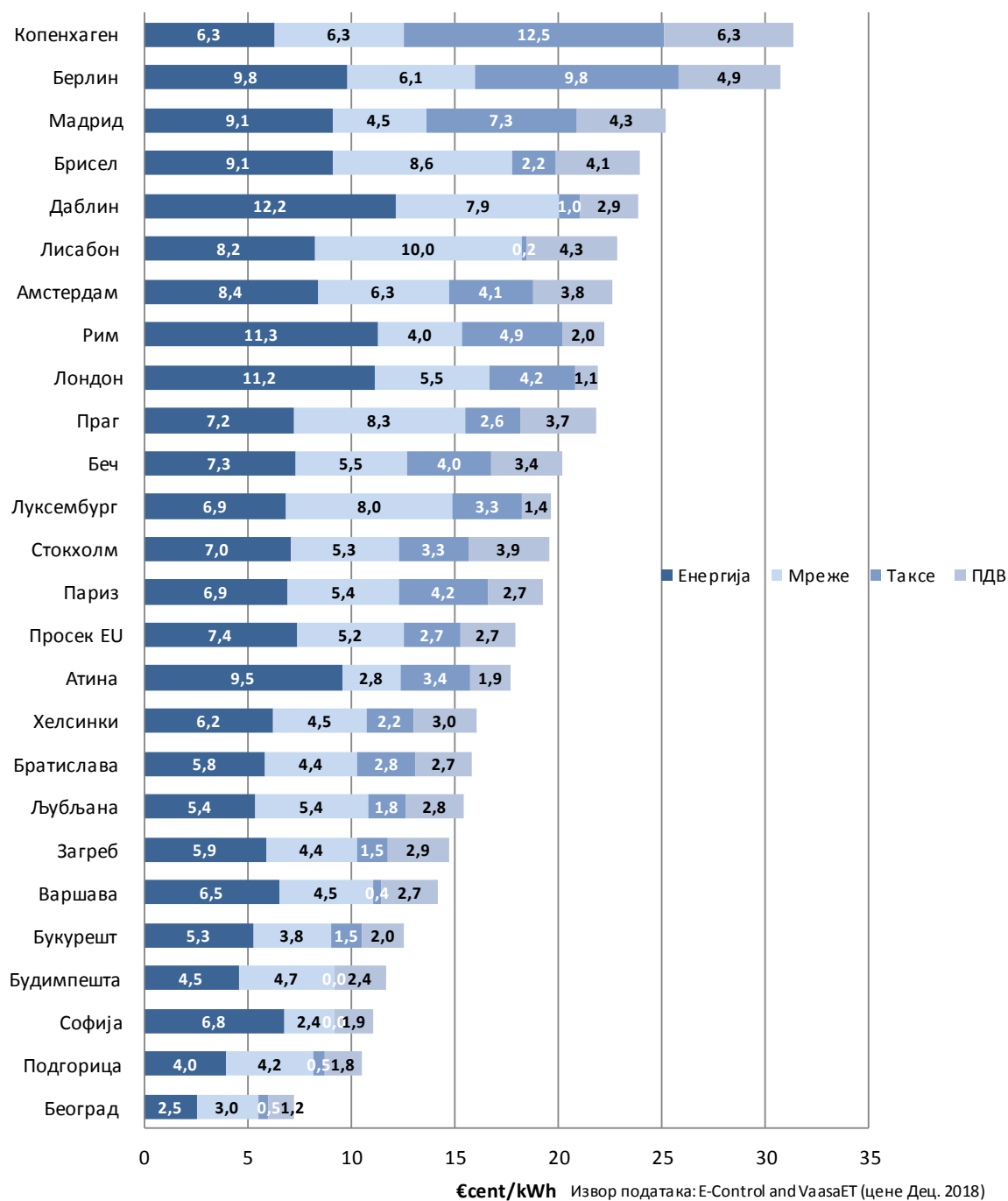
Категорија потрошње	Остварена просечна годишња цена							
	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.
Високи напон (110kV)	4,06	4,30	4,28	-	-	-	-	-
35 kV	4,66	4,86	5,03	-	-	-	-	-
10 kV	5,22	5,40	5,65	-	-	-	-	-
Укупно високи и средњи напон	4,78	5,02	5,50	-	-	-	-	-
Ниски напон (0,4 kV I степен)	7,64	7,99	8,48	9,47	9,58	10,08	10,50	11,31
- 0,4 kV II степен	7,33	7,63	7,90	8,28	8,19	8,55	8,84	8,91
- домаћинства	5,36	5,60	5,79	6,14	6,26	6,49	6,73	6,84
Јавно осветљење	5,05	5,24	5,48	5,75	5,91	6,39	6,55	6,53
Укупно ниски напон	5,89	6,16	6,40	6,66	6,71	6,84	7,02	7,09
УКУПНО ПРОСЕЧНО гарантовано снабдевање	5,57	5,84	6,19	6,66	6,71	6,84	7,02	7,09

На сликама 3-12 и 3-15 је приказан упоредни преглед цена електричне енергије за референтне купце из категорија домаћинство и индустрија у Србији, земљама ЕУ и региона, у првом полугодшту 2018. године, обрачунате по методологији ЕУРОСТАТ и исказане у његовим извештајима. Треба имати у виду да је референтна просечна годишња потрошња електричне енергије домаћинства која се користи у методологијама ЕУРОСТАТ између 2.500 и 5.000 kWh и да је она примерена европским просецима и стандардима, док је просечна годишња потрошња домаћинства у Србији већа. Исказане цене у Србији за референтне купце из категорије домаћинство су најниже, посматрано и са и без ПДВ и такси не само у односу на развијене европске државе, него и у односу на земље у региону. У Србији је ПДВ за електричну енергију 20%, а акциза је 7,5%.



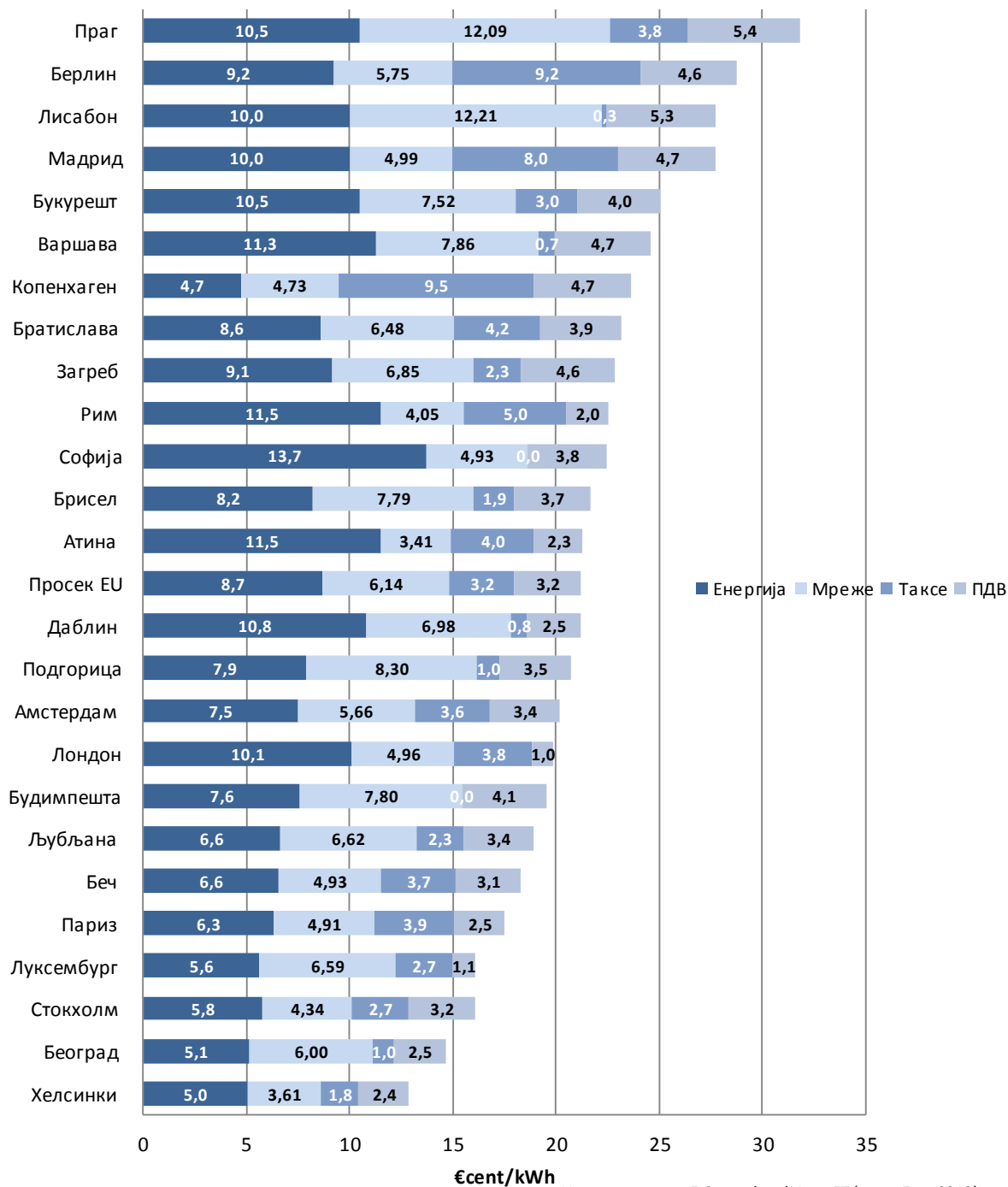
Слика 3-12: Цене електричне енергије за домаћинства – прва половина 2018.

На слици 3-13 је дата детаљнија структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2018. године. Подаци показују да је у Београду најнижа цена енергије док је цена приступа мрежама (преносној и дистрибутивној) међу најнижима (ниже су цене приступа мрежама у Софији и Атини) .



Слика 3-13: Структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2018.

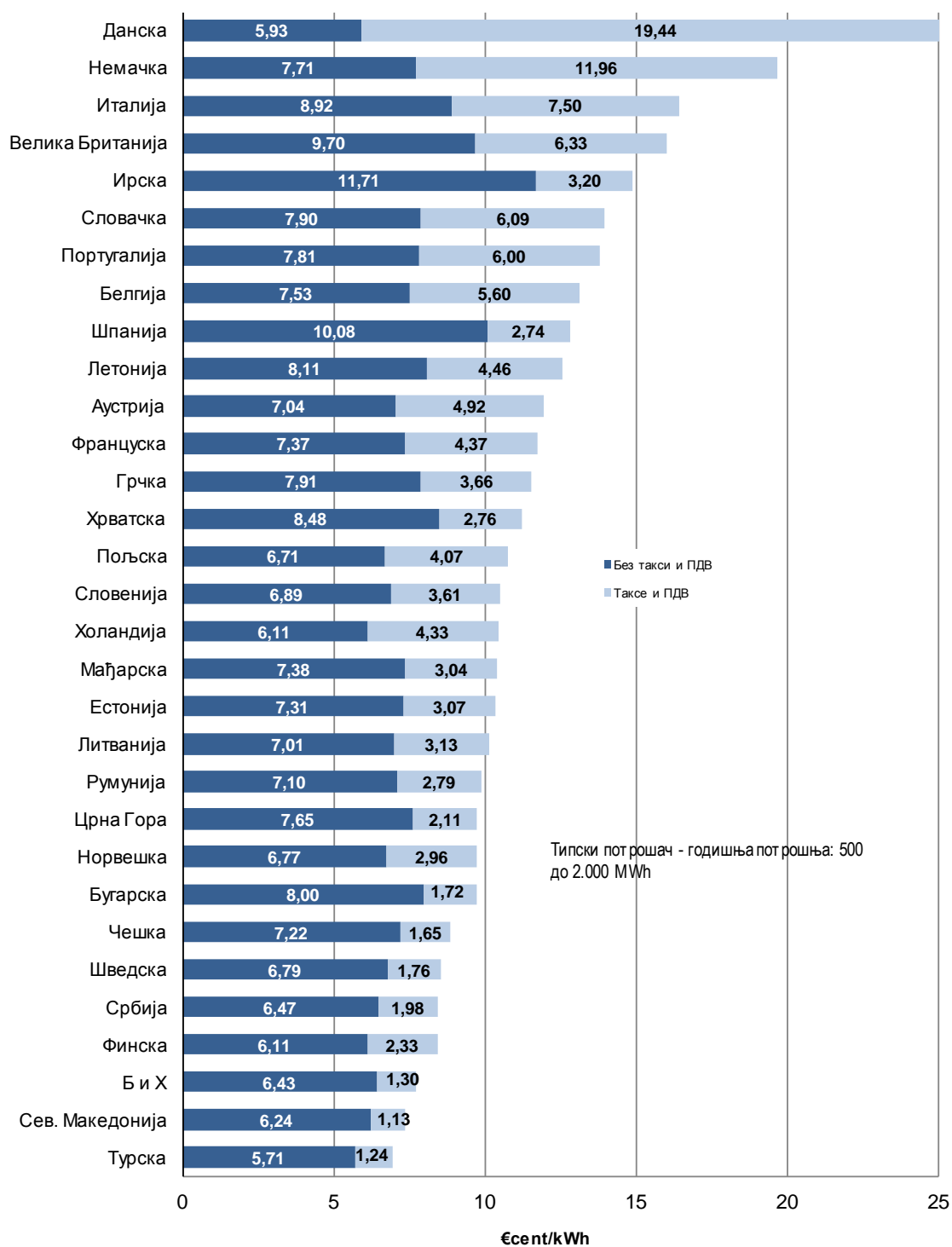
Ради бољег поређења цена електричне енергије за домаћинства, на слици 3-14 је дата структура продајне цене електричне енергије за домаћинства сведена на паритет куповне моћи, у појединим главним европским градовима у децембру 2018. године. На тај начин, узете су у обзир и разлике у стандарду које постоје између европских земаља. У овом случају, цене електричне енергије за домаћинства у Београду нису најниже у односу на цене у другим главним градовима у европским државама, с обзиром да је у Хелсинкију однос између зарада и цене електричне енергије повољнији него што је то случај у Србији.



Извор података: E-Control and VaasaET (цене Дец, 2018)

Слика 3-14: Структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2018. сведена на паритет куповне моћи

У 2018. години исказане цене у Србији за референтне купце за индустрију су више у односу на неке земље у региону (Босна и Херцеговина и Северна Македонија) и са и без ПДВ и такси односно више су у односу на Финску и Турску са ПДВ и акцизом.



Слика 3-15: Цене електричне енергије за индустрију - прва половина 2018.

3.5.1.2.3 Продаја електричне енергије на слободном тржишту

Од 2015. године, сви крајњи купци могу да купују електричну енергију на слободном тржишту, на коме је у 2018. години испоручено 13.370 GWh електричне енергије, што је износило 47,1% укупне потрошње крајњих купаца. Купцима на слободном тржишту, међу којима је био занемарљив број домаћинстава, електрична енергија је испоручивана на преко 110 хиљада мерних места (са јавним осветљењем 130 хиљада). Од 66 предузећа која су крајем 2018. године била лиценцирана да обављају делатност снабдевања електричном енергијом, на слободном малопродајном тржишту је било активно 18. Доминантан снабдевач на слободном тржишту је остао ЈП ЕПС са уделом од 96,4% од укупно продате електричне енергије крајњим купцима на слободном тржишту и 98,3% од укупне финалне потрошње.

Табела 3-28: Остварене просечне годишње малопродајне цене на слободном тржишту за крајње купце (без ПДВ и такси)

Категорија потрошње	Остварена просечна годишња цена				
	2014	2015	2016	2017	2018
Високи напон (110kV)	5,60	5,71	5,51	5,33	5,69
35 kV	6,74	6,87	6,42	6,07	6,52
10 kV	6,70	6,85	6,60	6,35	6,91
Укупно високи и средњи напон	6,45	6,58	6,34	6,07	6,56
Ниски напон (0,4 kV I степен)	8,92	9,04	9,02	8,76	9,30
- 0,4 kV II степен	8,50	9,24	8,44	8,54	9,02
- домаћинства	8,65	8,63	9,03	8,82	8,97
Јавно осветљење	7,75	7,98	7,57	7,35	7,51
Укупно ниски напон	8,74	8,93	8,70	8,54	9,03
УКУПНО ПРОСЕЧНО	6,83	7,09	7,01	6,80	7,33

дин/kWh

Структура малопродајних цена на слободном тржишту у 2018. години је приказана у наредној табели.

Табела 3-29: Структура остварене просечне годишње малопродајне цене на слободном тржишту за крајње купце

Елементи	Цена дин/kWh
ВИСОКИ НАПОН - (110kV) на преносу	
Укупна цена	5,7
Цена преноса	0,5
Цена електричне енергије	5,2
СРЕДЊИ НАПОН (35kV + 10 (20)kV)	
Укупна цена	6,9
Цена дистрибуције	1,4
Цена електричне енергије	5,5
СРЕДЊИ НАПОН - (35 kV)	
Укупна цена	6,5
Цена дистрибуције	1,2
Цена електричне енергије	5,3
СРЕДЊИ НАПОН - (10/20 kV)	
Укупна цена	6,9
Цена дистрибуције	1,4
Цена електричне енергије	5,5
НИСКИ НАПОН (0,4 kV I степен)	
Укупна цена	9,3
Цена дистрибуције	3,6
Цена електричне енергије	5,7
ШИРОКА ПОТРОШЊА	
Укупна цена	9,0
Цена дистрибуције	3,3
Цена електричне енергије	5,7
ШП - Комерцијала и остали (0,4 kV II степен)	
Укупна цена	9,0
Цена дистрибуције	3,3
Цена електричне енергије	5,7
ШП - домаћинство	
Укупна цена	9,0
Цена дистрибуције	3,2
Цена електричне енергије	5,8
ЈАВНО ОСВЕТЉЕЊЕ	
Укупна цена	7,5
Цена дистрибуције	2,8
Цена електричне енергије	4,7
УКУПНО ПРОДАЈА НА ДИСТРИБУТИВНОЈ МРЕЖИ	
Укупна цена	7,6
Цена дистрибуције	2,1
Цена електричне енергије	5,5
УКУПНО НА МРЕЖИ ПРЕНОСА И ДИСТРИБУЦИЈЕ	
Укупна цена	7,3
Цена дистрибуције	1,8
Цена електричне енергије	5,5

Као резервни снабдевач, ЈП ЕПС је купцима испоручио 148 GWh електричне енергије, односно 0,5% од укупне испоруке електричне енергије крајњим купцима. Структура остварене просечне цене за резервно снабдевање по напонским нивоима и категоријама и групама купаца може се видети у следећој табели.

Табела 3-30: Остварене просечне годишње цене резервног снабдевања за крајње купце (без ПДВ и такси)

Категорија потрошње	Остварена просечна годишња цена				
	2014	2015	2016	2017	2018
Високи напон (110kV)	7,59	7,92	8,28	-	-
35 kV	8,93	9,28	9,64	8,66	8,48
10 kV	9,36	9,55	9,77	8,75	8,70
Укупно високи и средњи напон	8,89	9,36	9,71	8,74	8,69
Ниски напон (0,4 kV I степен)	11,23	11,59	12,03	10,96	10,76
- 0,4 kV II степен	10,43	10,94	10,86	10,34	10,50
- домаћинства	-	-	12,07	10,38	10,79
Јавно осветљење	10,25	10,48	10,42	9,59	9,63
Укупно ниски напон	10,77	11,13	11,39	10,48	10,31
УКУПНО ПРОСЕЧНО	9,43	9,86	10,34	9,85	9,88

Укупно остварена просечна цена електричне енергије на малопродајном тржишту Србије, која се односи на све облике трговине електричном енергијом, износи 7,22 дин/kWh или 5,87 €/kWh, рачунато по просечном курсу евра за 2018. годину. Структура ове укупне просечне цене по напонским нивоима и категоријама и групама купаца може се видети у наредној табели:

Табела 3-31: Укупно остварене просечне годишње цене за регулисано тржиште, слободно тржиште и резервно снабдевање (без ПДВ и такси)

Категорија потрошње	Остварена просечна годишња цена				
	2014	2015	2016	2017	2018
Високи напон (110kV)	5,77	5,76	5,52	5,33	5,69
35 kV	7,03	7,19	6,47	6,08	6,52
10 kV	6,89	6,99	6,66	6,37	6,92
Укупно високи и средњи напон	6,63	6,71	6,39	6,09	6,57
Ниски напон (0,4 kV I степен)	9,35	9,38	9,35	9,10	9,53
- 0,4 kV II степен	8,37	8,47	8,54	8,74	8,98
- домаћинства	6,14	6,26	6,49	6,73	6,84
Јавно осветљење	6,86	7,47	7,50	7,40	7,60
Укупно ниски напон	6,87	6,99	7,18	7,34	7,53
УКУПНО ПРОСЕЧНО	6,80	6,91	6,94	6,94	7,22

Поред електричне енергије за потребе крајњих купаца, на слободном тржишту је обезбеђена и енергија за надокнаду губитака у преносној мрежи.

У наредној табели је дат преглед свих остварених просечних годишњих цена електричне енергије, посматрано по активностима и делатностима на тржишту електричне енергије у Србији.

Табела 3-32: Преглед и структура остварених просечних годишњих цена по активностима (без ПДВ и такси)

Активност	Структура	Цена
		дин/MWh
Велепродајно тржиште	Продаја другим снабдевачима	5,97
	Продаја на берзи	6,05
	Извоз	5,75
	Укупна велепродајна цена	5,90
Пренос	Приступ преносној мрежи	0,23
	Губици преносне мреже	0,17
	Помоћне услуге и резерва капацитета	0,09
	Укупно пренос	0,49
Дистрибуција	Приступ дистрибутивној мрежи	2,17
	Губици дистрибутивне мреже	0,78
	Укупно дистрибуција	2,95
Малопродаја	Јавно снабдевање по регулисаним ценама	7,09
	Резервно снабдевање	9,80
	Снабдевање квалификованих купаца по тржишним ценама	7,33
	Укупно малопродаја	7,22
Остало	Додатни трошкови и таксе	0,09
Просечно крајњи купци		7,31
- од тога индустријски потрошачи		7,55
- од тога домаћинства		6,84

3.5.1.2.4 Промена снабдевача

Под променом снабдевача се подразумева сваки добровољан прелазак крајњег купца код изабраног снабдевача у складу са Законом и Правилима о промени снабдевача. Избор снабдевача на тржишту електричне енергије који је проистекао из обавезе крајњих купаца који су „по сили закона“ морали да напусте регулисано јавно снабдевање и изаберу снабдевача, не сматра се променом снабдевача, без обзира да ли су купци пре избора снабдевача морали да пређу на резервно снабдевање.

Табела 3-33: Промена снабдевача по мерним местима у 2018.

Категорија потрошње	Број мерних места			Испоручена електрична енергија (MWh, %)		
	Укупан	Са променом снабдевача	%	Укупно	На мерним местима са новим снабдевачем	%
На високом напону (110 kV)	46	1	2,17	2.904.000	60.235	2,01
На средњем напону (35 kV)	131	23	2,29	1.007.135	9.022	0,90
На средњем напону (10 и 20 kV)	4.691	408	8,70	6.062.016	471.094	7,77
На ниском напону - (0,4kV I степен)	41.849	2.346	5,61	3.162.412	237.774	7,52
Широка потрошња - Комерцијала и остали (0,4kV II степен)	330.932	8.346	2,52	2.043.202	84.362	4,13
Јавно осветљење	23.037	6.157	26,73	550.598	128.731	23,38
Домаћинства	3.250.468	309	0,01	13.414.572	4.172	0,03
Укупно	3.651.161	17.570	0,48	29.232.726	995.391	3,41

Законски рок за поступак промене снабдевача утврђен Правилима о промени снабдевача износи 21 дан. За купце чији су објекти прикључени на преносни систем, поступак промене снабдевача је у просеку трајао једанаест дана, док је за купце чији су објекти прикључени на дистрибутивни систем, за поступак промене снабдевача практично био потребан цео законски одређени рок од двадесетједног дана. У односу на 2017. годину укупан број промена снабдевача по броју места примопредаје порастао је са 0,35% на 0,48%, док је проценат удела количине електричне енергије која је предмет промене снабдевача незнатно порастао са 3,27%

на 3,47%. Као и у претходној години, ни у 2018. није било промене снабдевача код купаца чији су објекти повезани на преносни систем (110 kV напонски ниво). Значајнији пораст промене снабдевача остварен је на дистрибутивном нивоу код категорије јавног осветљења, где је испоручена електрична енергија на местима која су била предмет промене снабдевача са 6,7% у 2017. порасла у 2018. на 23,4% од укупно испоручене електричне енергије тој групи купаца.

3.5.2 Балансно тржиште електричне енергије

Током 2018. је настављен тренд даљег унапређења тржишта електричне енергије у Републици Србији, тако што је уведен нови информациони систем за управљање тржиштем (Market Management System). Изменама Закона о енергетици из 2014. и одговарајућим изменама Правилника о лиценцирању за обављање енергетске делатности и сертификацији омогућено је и страним компанијама да добију лиценцу за снабдевање на велико електричном енергијом и тиме стекну право да се региструју као балансно одговорне стране.

На крају 2018. укупно 63 учесника на тржишту електричне енергије је имало потписан Уговор о балансној одговорности са оператором преносног система.

Током 2018. ЕМС АД је у складу са Уговором о пружању помоћних услуга и Уговором о учешћу у балансном механизму, потписаним са ЈП ЕПС, ангажовао балансне ентитете за рад у секундарној и терцијарној регулацији унутар своје регулационе области, за потребе одржавања баланса између укупне производње, потрошње и пријављених блокова размена електричне енергије и обрачунавао одступања баланских група на основу којих је вршено финансијско поравнање између ЕМС АД и балансно одговорних страна на месечном нивоу. Такође, ЕМС АД је током 2018. вршио и тзв. прекогранично балансирање, тако што је за потребе балансирања своје регулационе области ангажовао балансну енергију у складу са уговорима о размени прекограничне терцијарне регулационе енергије са суседним операторима преносног система, а која је обухватала ангажовање споре прекограничне резерве (хаваријске електричне енергије) и ангажовање балансне резерве унутар обрачуноског интервала на основу уговора са операторима преносних система Црне Горе (ЦГЕС) и Босне и Херцеговине (НОСБиХ) о куповини и продаји терцијарне регулационе енергије за потребе балансирања система.

Укупна ангажована балансна енергија у 2018. години је износила 832 GWh⁸, за коју је укупна пондерисана цена поравнања износила 47,83 €/MWh, што је за 3 €/MWh мање него у претходној години. Узимајући у обзир смер ангажовања баланских ентитета, пондерисана цена поравнања износила је 61,06 €/MWh за смер ангажовања навише и 25,04 €/MWh за смер ангажовања наниже.

3.5.3 Организовано тржиште електричне енергије

Према Закону о енергетици, организовање и администрирање организованог тржишта електричне енергије и његово повезивање са организованим тржиштима електричне енергије других земаља, обавља оператор тржишта. Организацију и рад оператора тржишта, услове и начин пословања учесника на организованом тржишту електричне енергије и друге услове којима се обезбеђује функционисање тржишта електричне енергије у складу са Законом, ближе уређује Влада Републике Србије. ЕМС АД, основао је 14. јула 2015. SEEPEX а.д. Београд – берзу електричне енергије, која је формирана на бази партнерства са EPEX SPOT. Одлучено је да ће на почетку рада, SEEPEX управљати организованим тржиштем са стандардизованим производима на дан-унапред тржишту.

Организовано тржиште (берза) је почело са радом у фебруару 2016. године, а њене активности се могу пратити на интернет страници www.seepex-spot.com. На берзи је у 2018. регистровано 18 учесника, што је за 2 учесника више него у 2017. години. Трговином се активно бавило свих 18 учесника, што је за 3 учесника више у односу на 15 колико их је било активно у 2017. години. На берзи је доступан продукт дан-унапред аукције које имају два начина достављања понуда: индивидуална и блок понуда. Индивидуална понуда садржи до 256 цена/количина комбинација за сваки појединачни сат наредног дана, где цене морају бити између 0,0 €/MWh и 3.000 €/MWh. Блок понуда, која је уведена на SEEPEX 22. марта 2017, је понуда која повезује више сати по принципу „све или ништа“, што значи да је понуда прихваћена за све сате или је комплетно одбијена. У блоку је могуће уносити различите количине електричне енергије за сваки сат блока, са тим да је за цео блок понуђена једна цена.

ЕМС АД Београд је у првој половини 2018. године куповао електричну енергију за надокнаду губитака по уговору о потпуном снабдевању. За период од 1. јула 2018. године па до краја године електрична енергија за надокнаду губитака је купована на аукцијама које је ЕМС АД Београд спроводио на електронској платформи тзв. Аукцијској платформи, а недостајућа количина се куповала на организованом дан-унапред тржишту електричне енергије у Србији – берзи SEEPEX. Учесници у аукцијама су биле компаније са лиценцом за снабдевање електричне енергије које су претходно задовољиле прописане услове од стране ЕМС АД Београд и које су склопиле оквирни уговор са ЕМС АД Београд. Такође, ЕМС АД је у неким периодима, у складу са Законом о енергетици, због нижих вредности губитака од очекиваних, на берзи - SEEPEX продавао вишкове електричне енергије за надокнаду губитака који су били купљени преко аукцијске платформе.

Укупна количина електричне енергије која је у 2018. била предмет трговања на SEEPEX, износила је 2.318.341 MWh, што је 2,7 пута више него у 2017. години. Удео електричне енергије која је истргована на берзи у односу

⁸ Податак добијен до 15. фебруара 2019. године и подложен је промени у складу са Правилима о раду тржишта електричне енергије

на електричну енергију испоручену свим крајњим купцима електричне енергије је 7,9%, док је 17,3% удео берзе у односу на енергију која је испоручена крајњим купцима који се снабдевају на слободном тржишту (слободно малопродано тржиште). На veleпродајном тржишту, удео берзе је 59%, где се под veleпродајним тржиштем подразумева билатерално тржиште (куповина и продаја електричне енергије између снабдевача електричне енергије) и куповина, односно продаја електричне енергије на берзи (организованом тржишту). Највећи месечни обим трговине од 259.995 MWh је остварен у децембру, а дневни максимум је остварен 25. новембра 2018. са обимом трговине од 12.367 MWh. Најмањи обим месечне трговине био је у фебруару и износио је 95.978 MWh, што је чак 370 пута више него у претходној години. Највећа сатна цена достигнута је 22. новембра 2018. у 18 часова и износила је 126,8 €/MWh. Просечна базна цена на годишњем нивоу је износила 50,1 €/MWh.

3.5.4 Транспарентност

На основу Уговора о Енергетској заједници, а по одлуци Сталне групе Министарског савета на високом нивоу од 24. јуна 2015. године, Република Србија је преузела обавезу да транспонује Уредбу о транспарентности 543/2013 у своје законодавство. Овом Уредбом дефинисани су подаци и рокови у којима ове податке треба објавити у циљу повећања транспарентности тржишта електричне енергије. У складу са Законом о енергетици ова Уредба је транспонована у наш правни оквир тако што је Скупштина Акционарског друштва „Електро mreжа Србије“, Београд донела Правила о објављивању кључних тржишних података, на која је Савет Агенције дао сагласност на седници одржаној 09. децембра 2016. Правила су објављена на интернет страници оператора преносног система и примењују се од 23. децембра 2016. године. Овим правилима уређене су обавезе оператора преносног система електричне енергије, оператора дистрибутивног система електричне енергије, оператора затвореног дистрибутивног система електричне енергије, произвођача електричне енергије и крајњег купца у вези са објављивањем свих релевантних података о потрошњи, преносу, производњи и балансом тржишту. Сви кључни тржишни подаци, изузев оних дефинисаних у прелазним и завршним одредбама, се објављују на платформи за транспарентност ENTSO-E (EMFIP – Electricity Market Fundamental Information Platform) у складу са роковима дефинисаним овим Правилима. Током 2018. EMC АД је достављао 99% од укупног броја података дефинисаних Уредбом ЕУ за транспарентност на платформу EMFIP.

3.5.5 Регионално повезивање

Низ активности које су значајне за цео регион, одвија се у оквиру Енергетске заједнице (ЕнЗ), уз активно учешће представника Агенције.

Велепродајно тржиште

Регулаторни одбор Енергетске заједнице је током 2018. године одустао од праћења остварења Регионалног акционог плана за отварање veleпродајног тржишта електричне енергије у југоисточној Европи (ЈИЕ). Овај план је био инициран са циљем постизања европског циљног модела за електричну енергију, везано за дугорочне (годишње и месечне) и краткорочне (дан-унапред и унутар-дневне) алокације прекограничних преносних капацитета и балансирање. Од праћења плана се одустало јер је констатовано да се реализује низ других активности по тим питањима. У складу са новим европским мрежним правилима за алокацију прекограничних преносних капацитета и управљање загушењима (Capacity Allocation and Congestion Management - CACM) која су објављена у виду Уредбе ЕУ 1222/2015 и која је ступила на снагу у ЕУ у августу 2015. и поставкама и циљевима тзв. „берлинског процеса“ (West Balkan процес за 6 учесника - WB6), радна група за електричну енергију ECRB је током 2018. пратила рад регулатора ЕУ на организовању примене ове Уредбе са припадајућим методологијама и разматрала могућности за рану примену ових правила у Уговорним странама ЕнЗ. У сарадњи са Секретаријатом ЕнЗ организован је низ састанака између представника регулаторних тела, оператора преносних система и оператора тржишта Уговорних страна и ЕУ са циљем да се изврши адаптација припадајућих методологија за именовање номинованог оператора преносног система и дефинисања региона за прорачун прекограничног преносног капацитета са идејом да се објаве у виду препорука ECRB. Током 2018. је остварена активна сарадња између ECRB и Европске асоцијације регулатора (ACER) кроз одржавање две заједничке радионице посвећене овим питањима.

Током 2018. године регулаторна тела Уговорних страна ЕнЗ су наступала са јединственим ставом и предлозима на састанцима управног одбора за интеграцију тржишта дан-унапред (DAMI PSC) у оквиру иницијативе WB6, с тим да су национална регулаторна тела претходно усагласила своје ставове у оквиру радне групе за електричну енергију ECRB (ECRB EWG).

Министарски Савет ЕнЗ је 29. новембра 2018. године донео одлуку о проширењу акција ЕнЗ усвајањем нових Уредби 2017/1369 и 1227/2011 у вези интеграције и транспарентности veleпродајног тржишта (REMIT). Усвајању ове одлуке претходио је низ састанака у организацији Секретаријата ЕнЗ у оквиру којих су регулаторна тела Уговорних страна ЕнЗ разматрала адаптацију ове Уредбе, чиме је доста упрошћена и поједностављена па је названа „лаки“ REMIT. ECRB је донео одлуку о покретању нове радне групе која ће се бавити реализацијом ове Уредбе.

У циљу побољшања транспарентности тржишта електричне енергије у региону ЈИЕ, оператори преносног система су током 2018. године користили интернет платформу ENTSO-E за транспарентност (EMFIP). Радна група ECRB за електричну енергију је током 2018. пратила испуњење захтева из Уредбе ЕУ 543/2013 о објављивању података која је важећа за Уговорне стране ЕнЗ. Током 2018, израђен је нацрт извештаја о

транспарентности за 2017/2018. Радна група за електричну енергију ECRB планира да у наредним извештајима објави детаљни преглед података које оператори преносног система не објављују, разлоге за необјављивање као и рокове за њихово објављивање.

Пројекат оснивања Канцеларије за координисане алокације у ЈИЕ (SEE CAO), са циљем да хармонизује правила за алокацију и номинацију права на коришћење прекограничних преносних капацитета на дугорочном и краткорочном нивоу у осмом региону⁹, одвијао се у фазама почев од 2008. године. Канцеларија је основана у априлу 2014. године у Подгорици и окупља осниваче - операторе преносног система из БиХ (НОС БиХ), Хрватске (НОПС), Црне Горе (ЦГЕС), Косова* (KOSTT), Албаније (OST), Грчке (IPTO) и Турске (TEIAS). Канцеларија обухвата алокације прекограничних капацитета на седам граница. Оператор преносног система Србије (ЕМС АД) није учествовао у формирању Канцеларије. У претходним годинама су започели, а током 2018. су настављени билатерални преговори ЕМС АД са Канцеларијом за координисане аукције око услова за учешће, али није дошло до напретка по том питању.

Радна група за електричну енергију ECRB EWG је током 2018. године израдила нацрт извештаја о баланским механизмима у ЕнЗ са циљем да се укаже на планове примене тржишног концепта балансног механизма у свакој Уговорној страни. У оквиру иницијативе WB6 је настављен рад управног одбора за балансирање (XB PSC) као заједничке активности оператора преносног система, регулатора и министарстава око регионалне балансне иницијативе, са циљем да се у светлу мрежних правила за балансирање започне њихова рана примена у Уговорним странама Енергетске заједнице.

Оператор преносног система ЕМС АД је закључио уговоре о размени хаваријске енергије или размени прекограничне терцијарне регулационе енергије (ПТРЕ) за случајеве када је нарушена сигурност рада електроенергетског система и/или напајање потрошача у земљи, и то на природној или на комерцијалној основи. У 2018. години ЕМС АД је закључио једногодишње уговоре на комерцијалној основи са операторима преносног система Мађарске (MAVIR), Хрватске (ХОПС) и Румуније (Transelectrica). Током 2018. на снази су били уговори које је ЕМС АД закључио на неодређено време, на природној основи, за размену хаваријске енергије, са бугарским и грчким оператором преносног система. Започете су активности са бугарским оператором преносног система (ЕСО ЕАД) везано за закључење уговора о размени хаваријске енергије на комерцијалној основи, али нису завршене. У 2018. ЕМС АД је закључио уговоре о размени прекограничне терцијарне регулационе енергије са Црном Гором (ЦГЕС) и Босном и Херцеговином (НОС БиХ) којима је предвиђена могућност петоминутне активације енергије унутар сата, уз цену која зависи од понуда у националном балансном механизму. Током 2018. ЕМС АД је спроводио активности унутар СММ блока (Србија-Црна Гора-Северна Македонија) на унапређењу сарадње и размене секундарне и терцијарне енергије, али преговори нису завршени.

ЕМС АД је током 2018. године склопио споразуме о прекограничним преносним капацитетим везано за начин израчунавања, хармонизацију и међусобну расподелу прекограничних преносних капацитета са свим суседним операторима преносног система. Усаглашавање прекограничних размена електричне енергије у оквиру планирања рада преносног система и обрачун размењене електричне енергије ЕМС АД је уредио посебним споразумима. ЕМС АД је током 2018. склопио посебне споразуме са суседним операторима преносног система Аустрије и Грчке о размени података у реалном времену у циљу повећања могућности надзора мерења која се користе у реалном времену и приликом анализа сигурности.

Надгледање тржишта

У ЕнЗ се велика пажња посвећује развоју алата и база података за надгледање тржишта електричне енергије и природног гаса. Још током 2015. године су покренути преговори између ACER и Секретаријата ЕнЗ око видова сарадње радних група ACER и ECRB, у циљу лакшег праћења активности у ЕУ и примене ЕУ механизма у Уговорним странама ЕнЗ. Иако је 2016. потписан Меморандум о разумевању између ACER и Секретаријата ЕнЗ, по коме би надзор тржишта електричне енергије Уговорних страна и на велико и на мало био део извештаја ACER, ACER је одустао од укључивања података Уговорних страна ЕнЗ у свој извештај. Стога су радне групе ECRB за електричну енергију и за потрошаче и тржиште на мало одлучиле да у оквиру својих активности наставе надзор тржишта и то у што већој мери у складу са показатељима које примењује ACER.

Током 2018. је у оквиру рада радне групе за електричну енергију EWG и уз подршку ECRB, настављен рад на изради нацрта извештаја о надзору тржишта електричне енергије у Уговорним странама ЕнЗ на основу истих показатеља који се користе за надзор тржишта које спроводи ACER у ЕУ. Како неки показатељи за надзор тржишта електричне енергије које примењује ACER тренутно нису примењиви на све Уговорне стране због различитог степена развоја тржишта у ЕнЗ у односу на земље ЕУ. Током 2018. године је прикупљен расположиви део података и објављен је извештај за 2016. годину.

На основу Смерница за регулаторно надгледање тржишта у ЈИЕ које је ECRB одобрио 2014. године, током 2018. је периодично оцењивано да ли тржиште функционише у складу са донетим правилима и на принципима транспарентности и недискриминације, везано за израчунавање расположивог прекограничног капацитета и спроведених алокација. Примена ових смерница има за циљ успостављање хармонизованог приступа у обављању регулаторних задатака и увођење могућности за регионално надгледање тржишта, али оне нису правно обавезујуће. Смернице садрже и препоруке регулаторима у региону за сакупљање неопходних

⁹ Један од 8 европских региона у оквиру којих се развијају регионална тржишта електричне енергије, која се интегришу у тржиште ЕУ. Чине га: Албанија, Босна и Херцеговина, Србија, Црна Гора, Косово*, Македонија, Словенија, Хрватска, Мађарска, Румунија, Бугарска, Грчка и Италија са будућим подводним каблом.

података за надгледање коришћења прекограничних капацитета. Иако је ECRB почетком 2017. објавио препоруке за хармонизацију прорачуна прекограничних капацитета, у 2018. је констатовано да ову препоруку не поштују сви оператори преносног система Уговорних страна ЕнЗ, па је ECRB позвао регулаторна тела да подстакну националне операторе преносног система да је поштују.

У погледу надгледања тржишта електричне енергије у региону ЈИЕ, чланови радне групе ECRB за електричну енергију EWG су наставили да користе софтвер на интернет платформи SEEAMMS, у циљу детекције одступања индикатора и израде полугодишњег извештаја. Крајем 2018. године ECRB је одобрио и објавио полугодишњи извештај за прву половину 2018. о надзору прекограничних капацитета. Агенција је у 2018. током једног месеца вршила функцију администратора платформе SEEAMMS у оквиру договореног поступка ротације Уговорних страна као вршилаца ове административне функције.

У оквиру радне групе ECRB за потрошаче и тржиште на мало (CRM), током 2018. године су прикупљани подаци и израђен је извештај о надзору тржишта електричне енергије на мало на основу података за 2017. годину. Имајући у виду све активности регулатора на праћењу тржишта електричном енергијом, израђен је извештај о капацитету регулатора да прате малопродајна тржишта електричне енергије у Енергетској заједници. После дужег периода у 2018. години је у оквиру радне групе CRM израђен извештај у коме је дат преглед методологија за одређивање тарифа у дистрибутивним системима за електричну енергију које се примењују у уговорним странама ЕнЗ. Такође је настављен и заједнички рад радних група за потрошаче и тржиште на мало CEER, ECRB и MedReg (земље медитеранског региона). На заједничким састанцима радних група је разматрана проблематика процедура достављања жалби, решавања спорова и подизање свести купаца у циљу промоције тржишта електричне енергије.

3.6 Праћење и регулација квалитета испоруке и снабдевања

Савет Агенције је 2013. године донео Правила о праћењу техничких и комерцијалних показатеља и регулисању квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом (Правила о квалитету). Правила о квалитету су донета на основу дотадашњег искуства у прикупљању података и праћењу показатеља квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом, као и међународне праксе у надзору квалитета услуга које пружају енергетски субјекти. Правила су успостављена са циљем да се ближе одређују показатељи техничког и комерцијалног квалитета испоруке и комерцијалног квалитета снабдевања електричном енергијом, начин евидентирања података и рачунања показатеља, начин и рокове за достављање података и извештаја Агенцији, хармонизације начина евидентирања података и прорачуна показатеља квалитета, како би се омогућило формирање базе комплетних, поузданих и упоредивих података и израчунатих показатеља за потребе њиховог поређења и регулације. Прикупљени подаци и израчунати показатељи треба да омогуће да се у наредним изменама Правила о квалитету пропишу начини утврђивања захтеваних вредности појединих показатеља, као и начин оцењивања резултата добијених праћењем доступних у односу на захтеване вредности показатеља квалитета, а након тога и начин поступања у случају одступања од захтеваних вредности показатеља, како је то дефинисано у Закону о енергетици. Током 2018. године анализирани су подаци о квалитету испоруке и снабдевања које су достављали енергетски субјекти у претходним годинама, на основу којих ће Правила бити измењена и усклађена са Законом. Прикупљање података о квалитету испоруке и снабдевања је успостављено сагласно Правилима о квалитету, тако што су дефинисани врста, обим и формат података и показатеља о техничким и комерцијалним аспектима квалитета, као и рокови за њихово достављање Агенцији од стране енергетских субјеката. Као и у ранијем периоду, када је значајно унапређена пракса и инфраструктура неопходна за евидентирање података, прорачуне показатеља и извештавање о квалитету, током 2018. је оператор дистрибутивног система наставио са таквим активностима, нарочито у области евидентирања непрекидности испоруке.

3.6.1 Непрекидност испоруке електричне енергије

Оператор преносног система и оператор дистрибутивног система електричне енергије редовно прате непрекидност испоруке електричне енергије, која се изражава бројем и трајањем планираних и непланираних прекида испоруке. Агенцији достављају месечне извештаје за све прекиде у преносној и дистрибутивној мрежи који су трајали дуже од 3 минута, на основу којих су израчунати годишњи показатељи непрекидности испоруке са преносне и дистрибутивне мреже, за планиране и непланиране прекиде и укупно, у периоду од 2009. до 2018. године.

3.6.1.1 Непрекидност испоруке са преносне мреже

Показатељи непрекидности испоруке са преносне мреже, 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 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.

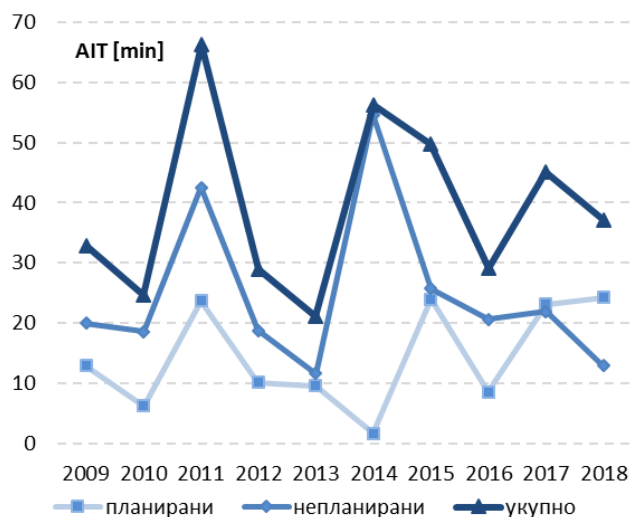
Показатељи непрекидности испоруке у преносној мрежи, испала снага и ENS, за период 2009 – 2018. су приказани у табели 3-34.

У односу на 2017. годину, у 2018. показатељи за непланиране прекиде су значајно бољи, како у погледу неиспоручене електричне енергије, тако и испале снаге, где су показатељи смањени на скоро половину прошлогодишњих вредности. Показатељи за планиране прекиде су лошији, али су на нивоу протеклог петогодишњег просека. Повећање испале снаге, а тиме и неиспоручене електричне енергије услед планираних прекида је последица планираних радова на преносном систему, прикључења нових и ремонта постојећих елемената преносног система.

Табела 3-34: Показатељи непрекидности испоруке у преносној мрежи за период 2009 - 2018.

Прекиди		Испала снага	ENS	ENS
		MW	MWh	%
2009				
	Планирани	189	984	0,002
	Непланирани	3.589	1.525	0,004
	Укупно	3.778	2.509	0,006
2010				
	Планирани	131	473	0,001
	Непланирани	2.790	1.418	0,004
	Укупно	2.921	1.891	0,005
2011				
	Планирани	392	1.875	0,005
	Непланирани	3.212	3.364	0,008
	Укупно	3.604	5.239	0,013
2012				
	Планирани	129	757	0,002
	Непланирани	2.390	1.395	0,004
	Укупно	2.519	2.152	0,005
2013				
	Планирани	161	618	0,002
	Непланирани	1.770	747	0,002
	Укупно	1.931	1.365	0,004
2014				
	Планирани	115	110	0,0003
	Непланирани	1.905	3.496	0,0104
	Укупно	2.020	3.605	0,0107
2015				
	Планирани	359	1.543	0,0046
	Непланирани	2.292	1.659	0,0049
	Укупно	2.351	3.202	0,0095
2016				
	Планирани	167	547	0,0016
	Непланирани	1.693	1.317	0,0039
	Укупно	1.860	1.864	0,0055
2017				
	Планирани	306	1.496	0,0044
	Непланирани	1.980	1.418	0,0042
	Укупно	2.286	2.914	0,0086
2018				
	Планирани	350	1.552	0,0024
	Непланирани	1.059	826	0,0013
	Укупно	1.409	2.378	0,0037

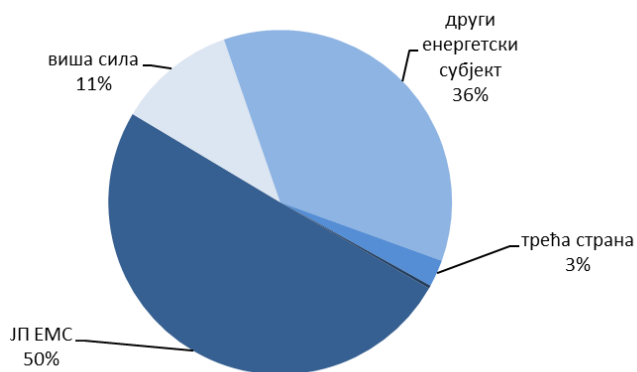
Вредности најчешће коришћеног показатеља непрекидности у преносној мрежи АИТ, одвојено за планиране и непланиране прекиде, као и укупно, приказане су на слици 3-16.



Слика 3-16: Просечно трајање прекида напајања

У 2018. години је дошло до незнатног повећања просечног времена трајања планираних прекида, које је са 23,13 минута порасло на 24,12 минута. Просечно трајање непланираног прекида је знатно мање од прошлогодишњег и износи 12,9 минута, што је за 48% краће од прошлогодишњих 21,9 минута.

На слици 3-17 су приказани сви узроци непланираних прекида и њихово учешће у неиспорученој енергији услед непланираних прекида у 2018. години.



Слика 3-17: Узроци непланираних прекида и њихово учешће у неиспорученој енергији услед непланираних прекида у 2018.

3.6.1.2 Непрекидност испоруке са дистрибутивне мреже

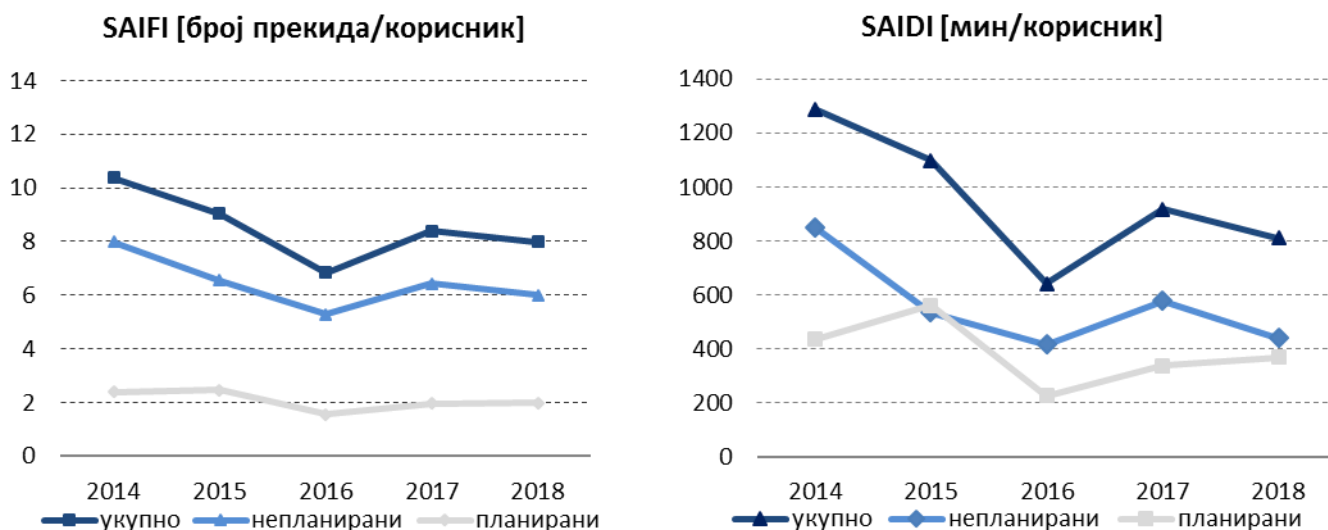
Непрекидност испоруке са дистрибутивне мреже се вреднује на основу показатеља:

- SAIFI¹⁰ – просечна учестаност прекида напајања по кориснику и
- SAIDI¹¹ – просечно трајање прекида напајања у минутима по кориснику.

Овако прорачунати показатељи непрекидности испоруке у дистрибутивној мрежи за период 2014 - 2018. година, посебно за планиране и непланиране прекиде, као и укупно, приказани су на слици 3-18.

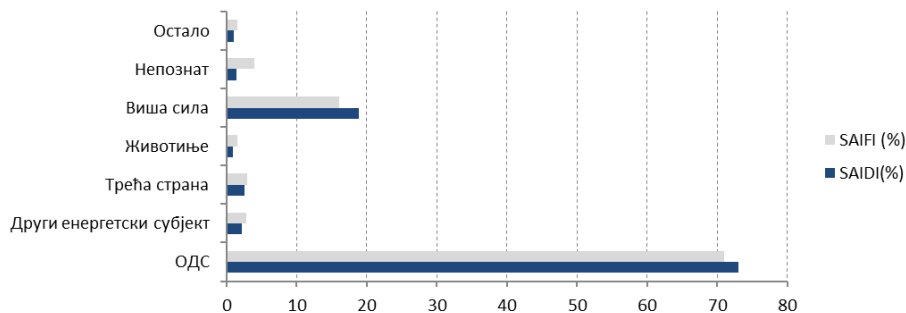
¹⁰ рачуна се као количник кумулативног броја прекида напајања корисника и укупног броја корисника [број прекида/корисник]

¹¹ рачуна се као количник кумулативног трајања прекида напајања корисника и укупног броја корисника [трајање прекида/корисник]



Слика 3-18: SAIFI и SAIDI за период 2014 - 2018.

Код показатеља непрекидности за непланиране прекиде у дистрибутивној мрежи на нивоу Србије је у 2018. дошло до благог побољшања. Просечна учестаност непланираних прекида је смањена са 6,42 на 6 прекида по кориснику, док је просечно трајање непланираних прекида по кориснику смањено за 137 минута, са 578 на 441 минута. Просечна учестаност планираних прекида је незнатно повећана, са 1,97 на 1,99 прекида по кориснику, док је просечно трајање планираних прекида по кориснику повећано за око 30 минута, са 338 на 369 минута. Остварене вредности показатеља су на нивоу показатеља из претходних пет година, што је значајно више од вредности у земљама ЕУ¹². Ово показује да је потребно да се озбиљније анализирају разлози за овакво стање у дистрибутивном систему, тако да се сагласно резултатима те анализе примене неопходне мере у правцу смањења броја и трајања прекида напајања. Разлози непланираних прекида и њихов удео у укупном броју и трајању прекида, приказани су на слици 3-19.



Слика 3-19: Учешће узрока непланираних прекида у SAIFI и SAIDI за 2018.

Учешће појединих узрока прекида у броју и трајању непланираних прекида разликује се у односу на 2017. годину. Удео непланираних прекида чији је узрок ОДС је већи него претходне године, чиме се наставља тренд раста прекида чији је узрок ОДС. Део узрока дефинисан као „непознато“ и „остало“ и даље је значајан, мада мањи него у 2017, што показује да је побољшана, али је и даље потребна боља идентификација узрока прекида, што је предуслов да се примене адекватније мере за отклањање узрока прекида и смањење њиховог броја и трајања.

3.6.2 Квалитет електричне енергије

Правилима о квалитету је дефинисано да оператори система морају да евидентирају сметње у раду услед којих напон и фреквенција излазе изван граница које су прописане Уредбом о условима испоруке и снабдевања електричном енергијом и правилима о раду преносног, односно дистрибутивног система. У досадашњој пракси, оператори система нису достављали Агенцији извештаје о лошим напонским приликама у мрежи, осим са аспекта жалби корисника које се прате у оквиру комерцијалног квалитета.

¹² 6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas 2016.

3.6.3 Комерцијални квалитет

Правила о праћењу квалитета дефинишу податке које оператори система, односно снабдевачи, евидентирају како би се омогућило праћење комерцијалног квалитета, односно праћење извршавања прописаних обавеза енергетског субјекта према купцима, односно корисницима услуга.

На захтев Агенције, енергетски субјекти су редовно достављали Агенцији извештаје о комерцијалним аспектима квалитета, што је, почевши од 2009, омогућило да се добију вредности појединих показатеља комерцијалног квалитета на националном нивоу. Након отварања тржишта 2013. године за купце на преносном систему и 2014. за све купце, осим домаћинстава и малих купаца, дошло је до значајне промене у потреби праћења комерцијалног квалитета, пошто податке о комерцијалном квалитету, поред оператора система, Агенцији достављају и сви снабдевачи који снабдевају крајње купце. У 2018. години, за потребе праћења комерцијалног квалитета, ОДС, снабдевачи електричном енергијом, укључујући и гарантованог/јавног снабдевача, достављали су Агенцији кварталне извештаје, као и коначан годишњи извештај, са расположивим подацима.

У погледу праћења комерцијалног квалитета, ОДС је значајно побољшао начин евидентирања података, али и поред тога, регистровање података о комерцијалном квалитету још увек није достигло очекивани ниво поузданости и тачности, који би омогућио релевантну анализу показатеља у националним и међународним оквирима, нарочито у области података о корисничким центрима и контроли мерних уређаја. Изласком на тржиште већег броја купаца препозната је потреба да се праћење комерцијалног квалитета уведе и код лиценцираних снабдевача електричном енергијом. Даља унапређења праћења квалитета потребна су и на страни снабдевача електричном енергијом, нарочито у делу бриге о корисницима и оснивања корисничких центара.

Прикупљени подаци су за потребе анализе груписани у четири основне категорије којима се може описати комерцијални квалитет, а које су од највећег значаја за купце:

- 1) прикључење, обустава и искључење;
- 2) мерење и обрачун;
- 3) отклањање техничких сметњи у испоруци и
- 4) корисничке услуге.

Приказани подаци, нарочито о просечним временима извршавања појединих обавеза су индикативног карактера, с обзиром да су израчунати на основу расположивог скупа података које је доставио оператор дистрибутивног система. Анализа тих података је показала да они не обухватају целокупну територију дистрибутивног система, пошто подаци о временима решавања или отклањања неких проблема за поједине делове дистрибутивног система (које одговарају некадашњим привредним друштвима за дистрибуцију) нису расположиви.

3.6.3.1 Прикључење, обустава и искључење

Подаци ОДС о захтевима за прикључење на систем током 2018. године, приказани су у табели 3-35 по напонским нивоима, посебно за средњи напон (СН), ниски напон (НН) и укупно.

Табела 3-35: Захтеви за прикључење по напонским нивоима и укупно у 2018.

Захтеви за прикључење		СН	НН	Укупно	
Број	поднетих захтева	385	31.047	31.432	
	решених захтева	којима се одобрава прикључење	337	21.901	22.238
		којима се одбија прикључење	6	302	308
		који су решени на други начин	29	5.937	5.966
		Укупно	372	28.140	28.512
	у року (15 дана за крајње купце, 30 дана за произвођаче)	178	14.374	14.552	
%	решених захтева у односу на број поднетих	97	91	91	
	захтева којима се одобрава прикључење у односу на број решених	91	78	78	
	решених захтева у року (15 дана за крајње купце, 30 дана за произвођаче)	48	51	51	
Просечно време	потребно за одлучивање по захтеву изражено у данима (крајњи купци / произвођачи)	23/36	22/37	22/36	

У односу на претходну годину, број поднетих захтева за прикључење, као и број решења којима се одобрава прикључење, је нешто мањи за прикључења на нисконапонској мрежи, док је на средњенапонској мрежи у порасту. Просечно време потребно за решавање захтева за прикључење за крајње купце је у зависности од напонског нивоа за који је поднет захтев између 22 и 23 дана што је знатно изнад законског рока за решавање захтева за прикључење за крајње купце који износи 15 дана.

Табела 3-36: Прикључење објеката/мерних места по напонским нивоима у 2018.

Прикључење		СН	НН	Укупно
Број	прикључених објеката/мерних места	204	38.038	38.242
	прикључених објеката/мерних места у року од 15 дана	140	30.028	30.168
%	прикључених објеката/мерних места у року од 15 дана	69	73	79
Просечно трајање у данима	потребно за прикључење од дана испуњења свих услова	3	6	6

У 2018. години је прикључено око 3.000 објеката/мерних места више него у 2017. Показатељи који описују прикључење објеката/мерних места (табела 3-36) су на средњем напону значајно погоршани тако да је 69% прикључења урађено у року од 15 дана (око 30% мање у односу на 2017.), при чему је просечно време потребно за прикључење од дана испуњења услова, за два дана краће и износи 3 дана. На ниском напону, показатељи су остали на нивоу прошлогодишњих.

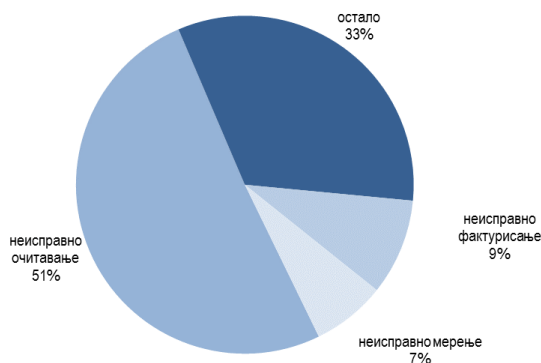
У 2018. години је пријављено 108.255 обустава по захтеву снабдевача, због неизмиривања обавеза за испоручену електричну енергију у прописаном року, што је 65% више него у 2017. Просечно време поновног прикључења након престанка разлога за обуставу/искључење, односно након неосноване обуставе/искључења је на нивоу оператора дистрибутивног система износило 2,2 дана, док је по областима које просторно одговарају ранијим привредним друштвима за дистрибуцију електричне енергије, то време између 1 и 4 дана, што је у оквирима вредности из претходне године.

3.6.3.2 Мерење и обрачун

Редовне контроле мерних уређаја су у 2018. години планиране за 3.687.113 бројила (што чини 98,3% од укупно 3.750.904 мерних уређаја) и реализоване су на 205.742, односно 6% планираних. При томе је у 23.080, односно у 11,2% случајева, уочена неправилност. Од стране купаца захтевано је 64.542 ванредних контрола мерних места, а контрола је спроведена за 63.991 захтева (што представља више од 99% броја захтеваних контрола, иако је одређени број контрола извршен на основу захтева из претходне године). Од спроведених ванредних контрола на 12.225 мерних уређаја (на 19,1% ванредно контролисаних мерних места) уочене су неправилности које су отклоњене у 12.153 случаја. Ови показатељи су алармантни, велики је проценат уочених неправилности на мерним уређајима, а оператор дистрибутивног система не испуњава своју обавезу да спроводи редовну контролу свих мерних уређаја једном годишње. Потребно је значајно унапређење контроле мерних уређаја, а број уочених неправилности потврђује неопходност њихове хитне замене.

Исправна мерења након регистровања нестанка, сметње или оштећења мерних уређаја су у 97% случајева обезбеђена у року од 2 дана након регистровања сметњи. Просечно време потребно за обезбеђење исправног мерења од дана регистровања настанка сметње или оштећења мерних уређаја за категорије корисника на високом, средњем и ниском напону (мерна места са мерењем активне и реактивне енергије и максималне активне снаге) је у просеку било између 1 и 3 дана, у зависности од напонског нивоа.

Од укупног броја издатих рачуна, којих је у 2018. години било 44.090.721, кориговано је 0,6% рачуна, при чему је половина коригованих обрачуна било услед неисправног читавања. Просечно време решавања приговора на рачун је било 3 дана. Разлози за корекцију рачуна и њихов удео у укупном броју коригованих обрачуна су дати на слици 3-20.



Слика 3-20: Разлози за корекцију обрачуна и њихов удео у укупном броју коригованих обрачуна у 2018.

3.6.3.3 Отклањање техничких сметњи у испоруци

Од укупног броја захтева купаца за отклањање напонских сметњи које се понављају у дужем временском периоду којих је у 2018. години било 659, 72% захтева (472) је било основано. Напонске сметње су отклоњене у 344, односно 73% случајева у којима је захтев био основан, што је за 20% већи учинак него у 2017.

Евиденцију података о просечном времену одзива дистрибутера на захтев купца за отклањање напонске сметње, односно времену од подношења захтева до провере напона на лицу места и обавештавања купца, као и о просечном времену од утврђивања до отклањања напонских сметњи, потребно је унапредити како би могла да се добије реалнија слика о квалитету услуге у овом погледу.

3.6.3.4 Корисничке услуге

Упркос напретку који је остварен на унапређењу пружања услуга корисницима у корисничким и контакт центрима (центри за пријем позива корисника), подаци на основу којих би се оценио квалитет пружених услуга у овим центрима још увек су претежно нерасположиви услед одсуства одговарајуће информатичке подршке за праћење и регистровање података. Сви енергетски субјекти, а посебно снабдевачи са лиценцом која обухвата и снабдевање крајњих купаца, ће у будућим активностима на праћењу квалитета корисничких услуга морати да започну, односно унапреде, евиденцију ових података. Почевши од 2017. оператор дистрибутивног система доставља податке о раду корисничких центара. Укупан број регистрованих обраћања корисничком центру оператора дистрибутивног система био је 461.362, што је за 11% мање него претходне године. Од укупног броја обраћања корисничком центру, телефонским путем је примљено 74% (341.192 позива). Просечно време чекања одзива на телефонски позив у корисничком центру било је 5 минута, што је за минут више него у 2017. Број телефонских позива упућених дежурним службама за пријаву кварова износио је 235.624.

3.7 Сигурност снабдевања електричном енергијом

Вишегодишњим улагањима у ревитализацију и модернизацију производних, преносних и делом дистрибутивних капацитета повећани су поузданост и ефикасност електроенергетског система у Републици Србији. Овим је и без нових производних капацитета, значајно повећана сигурност снабдевања електричном енергијом. Изградњом нових преносних и дистрибутивних капацитета, додатно ће се повећати сигурност снабдевања електричном енергијом у Републици Србији.

3.7.1 Прогноза потрошње

У складу са Стратегијом развоја енергетике за период до 2025. са пројекцијама до 2030. године, у Републици Србији се очекује годишњи пораст потрошње електричне енергије који износи испод 1% просечно. Овакво очекивање се заснива на пројекцијама БДП и раста потрошње у индустријском сектору, као и примени мера за повећање енергетске ефикасности у свим секторима потрошње.

3.7.2 Производне могућности

Од укупне производње електричне енергије у Републици Србији, при просечним хидролошким условима, око 2/3 електричне енергије се произведе у термоелектранама на угаљ, а 1/3 из хидро потенцијала.

Стратегијом развоја енергетике Републике Србије до 2025. са пројекцијама до 2030. године, као и Националним акционим планом за коришћење обновљивих извора енергије Републике Србије, планирано је значајно повећање производње из обновљивих извора, тако да до 2020 учешће енергије из обновљивих извора у бруто финалној потрошњи енергије износи 27%, односно планирана је производња од око 3,5 TWh.

Сви термо блокови у ЈП ЕПС подлежу захтевима Директиве о великим ложиштима 2001/80/ЕЗ (LCPD) и Директиве о индустријским емисијама 2010/75/ЕУ (IED) у делу који се односи на ограничење емисија загађујућих материја у ваздух - сумпор диоксида (SO₂), азотних оксида (NO_x) и прашкастих материја. Министарски савет Енергетске заједнице је 24. октобра 2013. године донео одлуке D/2013/05/MC-EnC и D/2013/06/MC-EnC које садрже правила за рад великих постројења за сагоревање и према којима ЈП ЕПС има обавезу смањења емисија загађујућих материја у ваздух из постојећих постројења за сагоревање од 01. јануара 2018. године, па најкасније до 31.12.2027. године.

Енергетској заједници је крајем 2015. године достављен прелиминарни Национални план за смањење емисија Републике Србије (НЕРП) са планом за усклађивање емисија загађујућих материја у ваздух за постројења која подлежу поменути Директивама, а коначан НЕРП је усвојен у децембру 2017. године. Према НЕРП, услед застареле технологије, високих трошкова производње и заштите животне средине, до краја 2027. планирано је сукоцесивно повлачење из погона најстаријих и енергетски најнеефикаснијих термо блокова. У току 2018. године вршене су припреме за изградњу постројења за одсумпоравање димних гасова на четири блока, што ће смањити емисију сумпорних гасова за једну деветину.

Истовремено у ЈП ЕПС, који је доминантан произвођач електричне енергије у Србији, се перманентно одвијају активности на ревитализацији и модернизацији постојећих електрана, које ће омогућити повећање енергетске ефикасности и инсталисане снаге.

У току 2018. године најзначајније активности су биле:

- радови на изградњи новог термо блока Б3 у ТЕ Костолац Б снаге 350 MW, на костолачки лигнит (инвеститор је ЈП ЕПС),
- припрема изградње првог ветропарка у власништву ЈП ЕПС снаге 66 MW у Костолцу,
- наставак рада на „зеленом“ пројекту у Колубари којим је предвиђена набавка нове опреме која ће обезбедити сигурно снабдевање термоелектрана лигнитом и поштовања прописа у области заштите животне средине,

- припреме за почетак изградње комбиноване гасно-парне електране ТЕ-ТО Панчево са истовременом производњом топлотне и електричне енергије са максималном снагом од 190 MWe у кондензационом режиму, а прва фаза радова се планира почетком 2019. године (инвеститори су Нафтна индустрија Србије а.д. и Гаспром енергохолдинг, Русија),
- изградња и пуштање у пробни рад ветроелектрана Чибук и Алибунар које су повезане на преносни систем,
- активности на ревитализацији и модернизацији хидроелектране Ђердап 1 - у септембру 2018. почела је пета фаза ревитализације, а у претходном периоду су ревитализована четири агрегата чиме се добило око 60 MW додатне снаге за производњу електричне енергије,
- ревитализација трећег агрегата хидроелектране Зворник, а у претходном периоду су ревитализована два агрегата чиме се добило око 15 MW додатне снаге за производњу електричне енергије,
- припремне активности за ревитализацију ХЕ Потпећ, ХЕ Бистрица, Власинских ХЕ и ХЕ Ђердап 2.

3.7.3 Коришћење обновљивих извора енергије

Уредбом о мерама подстицаја за производњу електричне енергије коришћењем обновљивих извора енергије и комбинованом производњом електричне и топлотне енергије, ближе се прописују мере подстицаја за коришћење обновљивих извора енергије и откупна цена за тако произведену енергију – feed-in тарифе. Мере подстицаја обухватају откупне цене одређене према врсти електране у којој се производи електрична енергија коришћењем обновљивих извора енергије и према инсталисаној снази. Додатна подстицајна мера је ослобађање повлашћених произвођача од балансне одговорности, што се може негативно одразити на њихову спремност и обученост за планирање своје производње.

Услови стицања статуса повлашћеног произвођача прописани су Уредбом о условима за стицање статуса повлашћеног произвођача електричне енергије и критеријумима за оцену испуњености тих услова. За спровођење наведене уредбе, као и осталих уредби које су везане за ову област (Уредба о уговору о откупу електричне енергије, Уредба о накнади за подстицај повлашћених произвођача и сл.), одговорно је министарство надлежно за енергетику (www.mre.gov.rs). Откупне цене за повлашћене произвођаче електричне енергије које су примењиване у 2018. години приказане су у табели 3-37.

Табела 3-37: Откупне цене за повлашћене произвођаче електричне енергије

Ред. број	Врста електране	Инсталисана снага (MW)	Подстицајна цена (с€ / kWh)					
			2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	Хидроелектране							
1.1		до 0,2	12,40	12,57	12,62	12,60	12,60	12,60
1.2		од 0,2 до 0,5	13,73	13,92	13,97	13,933 - 6,667*P	13,933 - 6,667*P	13,933 - 6,667*P
1.3		од 0,5 до 1	10,41	10,54	10,6	10,6	10,6	10,6
1.4		од 1 до 10	10,747 - 0,337*P	10,747 - 0,337*P	10,790 - 0,337*P	10,944 - 0,344*P	10,944 - 0,344*P	10,944 - 0,344*P
1.5		од 10 до 30	7,38	7,48	7,51	7,50	7,50	7,50
1.6	на постојећој инфраструктури	до 30	5,90	5,98	6,01	6,00	6,00	6,00
2	Електране на биомасу							
2.1		до 1	13,26	15,47	19,54	13,26	13,26	13,26
2.2		од 1 до 10	13,82 - 0,56*P	14,013 - 0,56*P	14,069 - 0,56*P	13,82 - 0,56*P	13,82 - 0,56*P	13,82 - 0,56*P
2.3		преко 10	8,22	8,34	8,37	8,22	8,22	8,22
3.	Електране на биогаз							
3.1		Од 0 - 2				18,333 - 1,111*P	18,333 - 1,111*P	18,333 - 1,111*P
3.2		од 2 до 5				16,85 - 0,370*P	16,85 - 0,370*P	16,85 - 0,370*P
3.3		преко 5				15,00	15,00	15,00
4.	Електране на депонијски гас и гас из постројења за третман комуналних отпадних вода		6,91	7,01	7,03	8,44	8,44	8,44
5.	Електране на ветар		9,20	9,33	9,37	9,20	9,20	9,20
6.	Соларне електране							
6.1	на објекту	до 0,03	20,66	20,95	21,03	14,60 - 80*P	14,60 - 80*P	14,60 - 80*P
6.2	на објекту	од 0,03 до 0,05	20,941 - 9,383*P	21,243 - 9,383*P	21,319 - 9,383*P	12,404 - 6,809*P	12,404 - 6,809*P	12,404 - 6,809*P
6.3	на земљи		16,25	16,48	16,54	9,00	9,00	9,00
6.4		од 0,2 до 2	Ц ₀ = 10,667 - 1,333*P	Ц ₀ = 10,821 - 1,333*P	Ц ₀ = 10,860 - 1,333*P	9,00	9,00	9,00
6.5		од 2 до 10	Ц ₀ = 8,20	Ц ₀ = 8,32	Ц ₀ = 8,35	9,00	9,00	9,00
7.	Геотермалне електране							
7.1		до 1	9,67	9,81	9,84	8,2	8,2	8,2
7.2		од 1 до 5	10,358 - 0,688*P	10,503 - 0,688*P	10,545 - 0,688*P	8,2	8,2	8,2
7.3		преко 5	6,92	7,02	7,04	8,2	8,2	8,2
8.	Електране на отпад		8,57	8,69	8,72	8,57	8,57	8,57
9.	Електране са комбинованом производњом на природни гас							
9.1		До 0,5				8,20	8,20	8,20
9.2		од 0,5 до 2				8,447 - 0,493*P	8,447 - 0,493*P	8,447 - 0,493*P
9.3		Од 2 до 10				7,46	7,46	7,46

Табела 3-38: Структура и остварене цене електричне енергије (без ПДВ и такси) преузете од повлашћених произвођача у 2018.

Категорије повлашћених произвођача		Количина	Износ	Цена
		MWh	000 дин	дин/MWh
1	Мале хидроелектране	265.917	2.951.445	11,10
2	Електране на биогаз	95.494	1.879.336	19,68
3	Електране на ветар	150.419	1.129.100	7,51*
4	Електране на сунчану енергију	10.521	269.438	25,61
4.1	Електране на сунчану енергију на тлу	6.669	175.573	26,33
4.2	Електране на сунчану енергију на објектима	3.852	93.865	24,37
5	Електране са комбин. произ. на фосилна горива	105.814	1.177.629	11,13
5.1	Електране на гас	100.188	1.065.754	10,64
5.2	Електране на угаљ	5.626	111.875	19,89
6	УКУПНО	628.165	7.406.948	11,79

* Просечна откупна цена од ветроелектрана је нижа од цене прописане у Уредби, због тога што неке електране имају статус привремено повлашћеног произвођача, и тада је откупна цена 50% од feed-in тарифе. Конкретно ВЕ Чибук и Алибунар, које су у пробном раду, у новембру и децембру 2018. имале статус привремено повлашћеног произвођача. Ово је регулисано ставом (7) члана 4. Уредбе.

У 2018. години, крајњи купци електричне енергије су плаћали посебну накнаду за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије у износу од 0,093 дин/kWh.

Табела 3-39: Износ накнаде за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије у периоду 2013-2018.

	дин/kWh					
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Накнада за подстицај ОИЕ	0,044	0,081	0,093	0,093	0,093	0,093

Табела 3-40: Износ прикупљене накнаде за подстицај повлашћених произвођача

	Прикупљено (000 дин без ПДВ)
Приходи по основу продаје електричне енергије по признатој цени	1.988.769
Приход по основу фактурисане накнаде	2.750.655
- ЕПС снабдевање	2.584.220
- Остали снабдевачи	166.435
Умањење прихода за признату ненаплативост од 2%	-94.788
Укупно	4.644.636

У периоду од 05. септембра 2017. до 31. октобра 2018. извршен је пренос средстава ЈП ЕПС у укупном износу од 2.700 милиона динара, на наменски рачун за прикупљање накнаде за подстицај, како би се неометано измириле обавезе према повлашћеним произвођачима електричне енергије, од чега се на период од 01. јануара до 31. октобра 2018. односи 2.600 милиона динара.

Количине електричне енергије преузете од повлашћених произвођача у последње четири године су приказане у табели 3-41.

Табела 3-41: Електрична енергија преузета од повлашћених произвођача у периоду 2014-2018.

Извори обновљиве енергије / гориво за комбиновану производњу	MWh				
	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.
Водотокови	146.614	151.223	192.453	183.233	265.917
Фосилна горива (угаљ, мазут и природни гас) – комбинована производња	30.748	44.265	78.188	112.446	105.814
Биогаз	15.667	21.984	34.048	71.255	95.494
Сунчева енергија	5.232	10.006	11.100	11.100	10.521
Ветар	5.356	417	26.237	48.457	150.419
УКУПНО	203.617	227.895	342.026	426.491	628.165

У оквиру обавеза из Уговора о ЕнЗ, за потписнице Уговора су утврђени циљни обавезујући проценти за повећање удела обновљиве енергије у бруто финалној потрошњи енергије до 2020. године, тако да је Србија преузела обавезу да у 2020. години 27% бруто финалне потрошње енергије обезбеди из обновљивих извора.

Агенција нема посебних овлашћења у области обновљивих извора енергије, изузев издавања лиценци за објекте инсталисане снаге 1 MW или више.

3.7.4 Изградња нових преносних капацитета

Током 2018. године у преносном систему су спроведене активности на редовном одржавању и ремонтима као и реконструкцијама објеката. Основне инвестиционе активности у 2018. години су се односиле на управљање пројектима инвестиционе изградње, доградње, реконструкције и модернизације постојећих објеката оператора преносног система ЕМС АД. Поред наведеног, инвестиционе активности обухватиле су и реализацију пројеката прикључења и повезивања.

ЕМС АД је у 2018. години радио на прибављању употребне дозволе за Секцију 1 прве фазе Трансбалканског коридора (двоструки далековод 400 kV ТС Панчево 2 – граница са Румунијом) чија је изградња завршена 2017. године и који је у пробом погону. Обзиром да радови на изградњи далековода са румунске стране нису завршени, један систем далековода је пуштен под напон 110 kV из правца ТС Панчево 2 и искоришћен за напајање подручја јужног Баната („Јужнобанатска петља“), док је други систем пуштен под напон 400 kV и ради у празном ходу до границе са Румунијом. Изградњом овог далековода започет је пројекат повезивања источне и западне Европе преко територије Србије 400 kV водовима, што ће додатно повећати сигурност снабдевања у Србији. Такође, током 2018. године ЕМС АД је учествовао на активностима везаним за градњу осталих секција прве фазе Трансбалканског коридора као што су добијање грађевинских дозволе за Секцију 2 (далековод 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3 са реконструкцијом ТС Крагујевац), апликација за WBIF (Western Balkans Investment Framework) донацију за Секцију 3 (двоструки далековод 400 kV ТС Обреновац - ТС Бајина Башта) и обнављање Студије изводљивости за Секцију 3 и Секцију 4 (интерконеција између Републике Србије, Босне и Херцеговине и Црне Горе).

Најзначајнији инвестициони радови у трансформаторским станицама у току 2018. године су били радови на реконструкцији ТС Обреновац 400/220 kV/kV у којој је извршена реконструкција осам 220 kV поља. Завршени су радови на реконструкцији свих 110 kV поља у ТС 400/220/100 kV/kV/kV Смедерево 3 и ТС Србобран и на реконструкцији 110 kV и 35 kV поља у ТС Крушевац 1. Започети су радови на изградњи нове ТС 220/110 kV/kV Бистрица и други радови мањег обима.

У 2018. години најзначајнији инвестициони радови на далеководима су били: израђен је двоструки 110 kV далековод Краљево 1 – Краљево 2, урађено је измештање трасе двоструког 110 kV далековода ТС Ваљево 3 – Зворник, завршен је део радова на реконструкцији двоструког 110 kV далековода ТС Београд 3 – ТЕ Костолац А и други радови мањег обима. Поред тога остварен је значајан напредак на активностима припремне фазе за изградњу високонапонских каблова и почетак радова (кабл 110 kV ТС Београд 1- ТС Београд 6, кабл 110 kV ТС Београд 23 – ТС Београд 45, кабл 110 kV ТС Београд 17- ТС Београд 23 и др.).

У току 2018. године ЕМС АД је издао бројна акта за потребе прикључења/повезивања објеката на преносни систем. Од пројеката повезивања енергетских објеката на преносни систем, најзначајнија је била реализација повезивања дистрибутивних трансформаторских станица ТС 110/35/10 kV/kV/kV Копаник и ТС 110/10 kV/kV Краљево 6 (Рибница).

Законом о енергетици је прописано да је оператор преносног система дужан да сваке године доноси план развоја преносног система за наступајући десетогодишњи период и да сваке године доноси план инвестиција у преносни систем за период до три године. План развоја се ради на основу ревизије претходног плана, сходно новим сазнањима и захтевима, узимајући у обзир стечена искуства у управљању и одржавању преносне мреже и усаглашава се са плановима оператора дистрибутивног система и плановима оператора суседних преносних система. У плану развоја се сагледава положај преносног система Републике Србије у синхроној области „Континентална Европа“ и на тај начин се у оквиру асоцијације ENTSO-E активно учествује у изради десетогодишњег пан-европског плана развоја преносних система, као и Регионалног инвестиционог плана. Циљеви пан-европског десетогодишњег плана развоја јесу обезбеђење транспарентности у области развоја преносних мрежа, као и подршка евентуалном процесу доношења одлука на регионалном и европском нивоу.

ЕМС АД је 11. децембра 2017. године Агенцији доставио План развоја преносног система Републике Србије за период од 2018. до 2027. и План инвестиција у преносни систем Републике Србије за период 2018-2020. Ови планови прилагођени су одредбама Закона о енергетици и усклађени са критеријумима ENTSO-E, а такође су уважени и Пан-европски десетогодишњи план развоја преносне мреже и регионални инвестициони планови.

Анализом стања преносне мреже у оквиру постојећег Плана развоја преносног система, уз уважавање прогнозиране потрошње и очекиваног уласка у погон нових производних јединица, ЕМС АД је предложио изградњу нових, односно адаптацију или реконструкцију постојећих објеката преносне мреже, чиме би се отклонила постојећа и очекивана загушења и повећала ефикасност рада преносног система. План развоја је усаглашаван са планираним развојем дистрибутивног система, сходно подацима које је ОДС доставио ЕМС АД у припремној фази израде Плана развоја.

За преносну мрежу 400 kV напонског нивоа у Плану развоја су дефинисани пројекти интерконекције и пројекти унутрашње мреже. Ови пројекти су од регионалног и пан-европског значаја за пренос електричне енергије и њима се директно доприноси дугорочној енергетској безбедности Републике Србије, али имајући у виду резултате студије изводљивости где је истакнута потреба да се за ове објекте обезбеди што веће учешће бесповратних средстава, остаје отворено питање извора финансирања изградње ових објекта.

- Најзначајнији планирани пројекат нове интерконекције у оквиру Плана развоја је интерконекција између Републике Србије, Босне и Херцеговине и Црне Горе, која представља Секцију 4 прве фазе Трансбалканског коридора.

Од планираних пројеката унутрашње 400 kV мреже могу се издвојити:

- изградња новог далековода 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3 са реконструкцијом ТС Крагујевац, што представља Секцију 2 прве фазе Трансбалканског коридора;
- у региону западне Србије подизање мреже 220 kV на 400 kV напонски ниво - подизање чвора Бајина Башта на 400 kV напонски ниво и изградња новог двоструког 400 kV далековода између ТС Обреновац и ТС Бајина Башта, што представља Секцију 3 прве фазе Трансбалканског коридора;
- изградња постројења 400 kV уместо 220 kV у ТС Србобран и изградња водова за прикључење ТС Србобран и
- реконструкција ТС Смедерево 3, ТС Панчево и ТС Бор.

Имајући у виду планиране потребе, изградњу нових извора електричне енергије, планирани развој регионалне и европске мреже, ови пројекти би допринели сигурности снабдевања и поузданости рада система, а реализација ће зависити и од услова финансирања, посебно за реализацију дела Трансбалканског коридора који се односи на интерконекцију између Србије, Црне Горе и Босне и Херцеговине.

У погледу преносне мреже 220 kV напонског нивоа, стратешко опредељење ЕМС АД је постепено укидање ове мреже, односно њено подизање на 400 kV напонски ниво у склопу пројекта Трансбалкански коридор. Међутим, до тада, ради се на изградњи ТС 220/110 kV/kV Бистрица и планирано је повећање инсталисане снаге у ТС 220/110/35 kV/kV/kV Крушевац 1.

По питању развоја 110 kV преносне мреже, План развоја даје решења за постојеће области где није задовољена сигурност испоруке електричне енергије, а то је пре свих област Рашке и јужног Баната, као и радијално напајаних области. Развој ове мреже је посебно важан због усклађивања са планом развоја дистрибутивног система, како би се омогућила и реализација пројекта повезивања објеката преносног и дистрибутивног система.

У Плану инвестиција за период од три године кроз приказ улагања по годинама описане су инвестиционе потребе са националног, регионалног и европског аспекта, чија реализација има значајан утицај на повећање преносних капацитета у регионалној преносној мрежи, а самим тим и на развој тржишта електричне енергије у Европи. Са националног аспекта обухваћене су потребе за изградњом 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.

Законом о енергетици уређено је да Агенција прати и оцењује реализацију десетогодишњег плана развоја преносног система и даје у свом годишњем извештају процену реализованих инвестиција. Агенција је спровела процес праћења за 2018. годину. У Плану инвестиција за период 2018-2020. године, на који је Агенција дала сагласност, оператор преносног система је у 2018. години планирао укупно 89 инвестиција од којих је 40 градња новог објекта, 48 је реконструкција, адаптација и доградња, а 1 инвестиција представља остала улагања у преносни систем.

Табела 3-42 приказује укупну планирану и реализовану вредност инвестиција оператора преносног система према типу активности за 2018.годину у складу са усвојеним Планом инвестиција.

Табела 3-42: Планирана и реализована вредност инвестиција у развој преносне мреже према типу активности за 2018.

(€)			
Тип активности	Планирана вредност	Реализована вредност	Индекс
Градња новог објекта	13.959.000	5.652.000	40
Реконструкција, адаптација и доградња	13.530.000	10.895.000	81
Остала улагања у преносни систем	1.000.000	1.835.000	184
Укупно	28.489.000	18.382.000	65

Табела 3-43 приказује укупну планирану и реализовану вредност инвестиција оператора преносног система према напонском нивоу за 2018.годину у складу са усвојеним Планом инвестиција.

Табела 3-43: Планирана и реализована вредност инвестиција у развој преносне мреже према напонском нивоу за 2018.

Напонски ниво	Планирана вредност	Реализована вредност	Индекс
110 kV	13.542.000	8.883.000	66
220 kV	3.834.000	3.339.000	87
400 kV	10.113.000	4.325.000	43
Сви напонски нивои - имплементација даљинског управљања	1.000.000	1.835.000	184
Укупно	28.489.000	18.382.000	65

(€)

3.7.5 Инвестиционе активности оператора дистрибутивних система

Оператор дистрибутивног система, у складу са Законом, има обавезу доношења плана развоја дистрибутивног система и плана инвестиција у дистрибутивни систем, који треба да буде усклађен са планом развоја преносног система и захтевима за прикључење објеката купаца и произвођача на дистрибутивни систем. ОДС је током 2018. године припремао, али није доставио Агенцији ове планове на давање сагласности.

Током 2018. године, ОДС је спровео активности на ревитализацији или замени постојеће застареле опреме, посебно у трансформаторским станицама 110/x kV/kV које су преузете од ЕМС АД, као и друге мере на модернизацији својих објеката.

У дистрибутивном систему су завршени или су започети следећи радови:

- на трансформаторским станицама:
 - изградња нових, проширење и реконструкција постојећих трансформаторских станица, при чему је најзначајније пуштање у рад трансформаторских станица ТС 110/35/10 kV/kV/kV Копачица и ТС 110/10 kV/kV Краљево 6 (Рибница);
- на дистрибутивним водовима:
 - изградња и реконструкција низа дистрибутивних водова у дистрибутивној мрежи средњег напона;
 - изградња мреже нижих напонских нивоа, у складу са локалним растом потрошње електричне енергије и потребом подизања квалитета снабдевања;
- мерење и управљање
 - унапређење мерне опреме и даљи развој система за даљинско читавање није урађено у планираном обиму.

Законом је одређено да ОДС, поред плана развоја дистрибутивног система и плана инвестиција у дистрибутивни систем, треба да донесе и достави Агенцији на давање сагласности 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 купаца, односно произвођача. Ову обавезу ОДС је испунио и доставио Агенцији 01. новембра 2018. године План преузимања мерних уређаја за период 2018 - 2020. и извештај о оствареном преузимању у периоду 2015. - 2017. Агенција је 15. новембра 2018. године дала сагласност на овај план. На основу Извештаја о реализацији плана преузимања мерних места за 2018. годину закључено је да ОДС није спроводио ове активности у складу са планом, јер је током 2018. године преузето само 6,56 % од планираних мерних места за преузимање од купаца и ниједно од планираних мерних места за преузимање од произвођача.

3.7.5.1 Напредне мреже

Законом о енергетици је одређено да ОДС израђује план имплементације економски оправданих облика напредних мерних система и доставља га Агенцији ради прибављања мишљења. ОДС током 2018. године није доставио Агенцији план имплементације економски оправданих облика напредних мерних система. Резултати овог плана треба да буду саставни део плана развоја и плана инвестиција дистрибутивног система.

У наредном периоду је неопходно да ОДС испуни ову законску обавезу. Напредне мреже и мерни системи ће омогућити већу поузданост и квалитет испоруке електричне енергије. Оне ће поспешити и боље управљање потрошњом и динамичније тржиште, као и значајно смањити техничке и комерцијалне губитке електричне енергије.

3.7.5.2 Смањење губитака електричне енергије у дистрибутивној мрежи

У 2018. години је дошло до смањења губитака у дистрибутивној мрежи, који су у односу на губитке у 2017. години смањени за 0,8% и износе 12,2% електричне енергије преузете у дистрибутивни систем. Активности на смањењу губитака се у наредном периоду морају интензивирати, пошто губитке треба што пре свести на технички прихватљив ниво. Редовне активности на контроли мерних уређаја, које су у 2018. години урађене

само на 6% планираних места и преузимање мерних уређаја и прикључних водова морају се радити у складу са законским обавезама и донетим плановима.

У наредном периоду треба применити мере које би требало да допринесу смањењу губитака, а које су предвиђене и планом ОДС за смањење губитака, а које подразумевају:

- изградњу нових објеката мреже, далеководна и трансформаторских станица;
- преузимање мерних уређаја, мерно разводних ормана, инсталације и опреме у мерно разводним орманима, прикључних водова и других уређаја који су у саставу прикључка у објектима постојећих купаца и њихово довођење у стање сагласно техничким прописима и правилима рада ОДС;
- набавку и уградњу нових бројила код већине купаца;
- модернизацију система мерења са даљинским читавањем и управљање потрошњом;
- унапређење техничког и пословног система обрачуна и наплате електричне енергије;
- активирање постојећих и уградња нових уређаја за компензацију реактивне снаге и
- унапређење сарадње са државним органима у циљу сузбијања крађе електричне енергије.

4. ПРИРОДНИ ГАС

4.1 Структура сектора и капацитети

4.1.1 Организациона и власничка структура

Организациона структура гасног сектора крајем 2018. је приказана на слици 4-1. Једини произвођач природног гаса је „Нафтна индустрија Србије” а.д. Нови Сад (у даљем тексту: НИС). Производња гаса није регулисана делатност.

Нафтна индустрија Србије (НИС)	Подземно складиште гаса БАНАТСКИ ДВОР	Јавно предузеће СРБИЈАГАС	YUGOROSGAZ а.д.	31 Енергетски субјект	35 Енергетских субјеката
ПРОИЗВОДЊА природног гаса	ОПЕРАТОР Складишта природног гаса Складиштење и управљање складиштем	ОПЕРАТОР ТРАНСПОРТНОГ СИСТЕМА Транспорт и управљање транспортним системом	ОПЕРАТОР ТРАНСПОРТНОГ СИСТЕМА Yugorosgaz-транспорт д.о.о. Ниш Транспорт и управљање транспортним системом	ОПЕРАТОР ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА Дистрибуција и управљање дистрибутивним системом (31)	Енергетски субјекти који имају само лиценцу за снабдевање природним гасом (на слободном тржишту) (35)
СНАБДЕВАЊЕ природним гасом на слободном тржишту		ОПЕРАТОР ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА Дистрибуција и управљање дистрибутивним системом	ОПЕРАТОР ДИСТРИБУТИВНО Г СИСТЕМА Дистрибуција и управљање дистрибутивним системом	СНАБДЕВАЊЕ природним гасом • регулисано јавно снабдевање (30) • на слободном тржишту (24)	
		СНАБДЕВАЊЕ природним гасом • регулисано јавно снабдевање • на слободном тржишту - резервно снабдевање - снабдевање јавних снабдевача	СНАБДЕВАЊЕ природним гасом • регулисано јавно снабдевање • на слободном тржишту		

Слика 4-1: Организациона структура сектора природног гаса на крају 2018.

Делатност транспорта природног гаса и управљања транспортним системом у Србији обављају два оператора транспортног система (ОТС), ЈП Србијагас, Нови Сад и Yugorosgaz-Транспорт д.о.о. Ниш. ОТС Yugorosgaz-Транспорт д.о.о. је у 2015. години извршио правно и функционално раздвајање од вертикално интегрисаног предузећа „Yugorosgaz“ а.д. Београд по моделу независног оператора система. У ЈП Србијагас су донете одлуке о правном и функционалном раздвајању ОТС - Транспротгас Србија д.о.о. од матичног предузећа, али до краја 2018. Транспротгас Србија д.о.о. није отпочело са радом, због чега делатност транспорта и даље обавља његов оснивач ЈП Србијагас.

Делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом обавља 32 оператора дистрибутивног система (ОДС). Лиценцу је добио још један енергетски субјект, али он није започео са обављањем делатности. Поред ОДС ЈП Србијагас и Yugorosgaz а.д. ову делатност обавља још 30 предузећа, од којих је највећи број у власништву општина и градова, део је у мешовитом, а део у приватном власништву. Пошто сви ОДС имају мање од 100.000 прикључених крајњих купаца, они имају право да се баве и снабдевањем на регулисаном и на слободном тржишту и нису обавезни да правно раздвоје ОДС и снабдевача (у складу са чланом 259. Закона). ЈП Србијагас је у 2015. донео одлуку о оснивању зависног друштва за обављање делатности дистрибуције природног гаса – Дистрибуцијагас Србија д.о.о. Нови Сад, које до краја 2018. још није отпочело са радом, због чега делатност дистрибуције природног гаса и даље обавља његов оснивач ЈП Србијагас.

За снабдевање на слободном тржишту гаса, на крају 2018. године, било је лиценцирано укупно 62 енергетска субјеката, од којих је било активно 28 снабдевача. Јавним снабдевањем крајњих купаца природним гасом, по регулисаним ценама, баве се 32 јавна снабдевача који се баве и дистрибуцијом природног гаса.

За снабдевача јавних снабдевача и резервног снабдевача крајњих купаца који на то имају право по Закону, Влада Републике Србије је за 2018. годину одредила ЈП Србијагас, у складу са Законом.

Оператор складишта обавља делатност складиштења и управљања складиштем природног гаса. Постоји само једно, подземно складиште природног гаса Банатски Двор, д.о.о, чији су оснивачи и власници ЈП Србијагас (49%) и Gazprom Germania (51%), на основу Споразума између Владе Републике Србије и Владе Руске Федерације о сарадњи у области нафтне и гасне привреде (Закон о потврђивању Споразума између Владе Републике Србије и Владе Руске Федерације о сарадњи у области нафтне и гасне привреде „Службени

гласник РС-Међународни уговори“, број 83/08) закљученог јануара 2008. Договор о реализацији заједничког пројекта потписан је у октобру 2009. године.

4.1.2 Капацитети за производњу, транспорт, дистрибуцију и складиштење

4.1.2.1 Производња

Производња природног гаса у Србији се реализује на подручју Војводине и једини произвођач природног гаса је Нафтна индустрија Србије а.д. (у даљем тексту: НИС). Произведени природни гас се, након припреме која омогућава да га користе крајњи купци, испоручује на 11 места у транспортни систем и много мање количине (око 2,5% производње) на 4 места у дистрибутивни систем. Укупна годишња производња, која је испоручена у транспортни и дистрибутивни систем, у 2018. години је била 335 милиона m^3 , што је мање за 10,2% од производње у претходној години. После значајног раста у 2011. и 2012. години, производња стално опада.

Табела 4-1: Производња природног гаса у Србији у периоду 2010 - 2018.

Производња / Година	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Испоручено у транспортни систем	331	441	466	451	453	422	388	366	327
Испоручено у дистрибутивни систем	21	21	18	17	14	10	11	7	8
Укупна производња (милиона m^3)	352	462	484	468	467	432	399	373	335
Промена у односу на (n-1) годину		31,3	4,8	-3,3	-0,2	-7,5	-7,6	-6,5	-10,2

Од укупно испоручених количина у транспортни и дистрибутивни систем у 2018. години, 65,5 милиона m^3 (20%) природног гаса је продато другим снабдевачима, док је већи део природног гаса НИС потрошио за сопствене потребе, највише у рафинерији нафте Панчево.

4.1.2.2 Транспорт

На крају 2018. године, дужина транспортног система на коме ЈП Србијагас обавља делатност је била 2.339 km у северној и централној Србији, а транспортног система Yugorosgaz-транспорт д.о.о. 125 km у југоисточном делу Србије (табела 4-2). ЈП Србијагас управља са 95% транспортне гасоводне мреже у Србији, а Yugorosgaz-транспорт д.о.о. са преосталих 5%.

Табела 4-2: Дужина транспортне мреже у Србији у периоду 2010 - 2018.

Година	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Дужина мреже, km	2.258	2.321	2.391	2.398	2.423	2.423	2.423	2.459	2.464

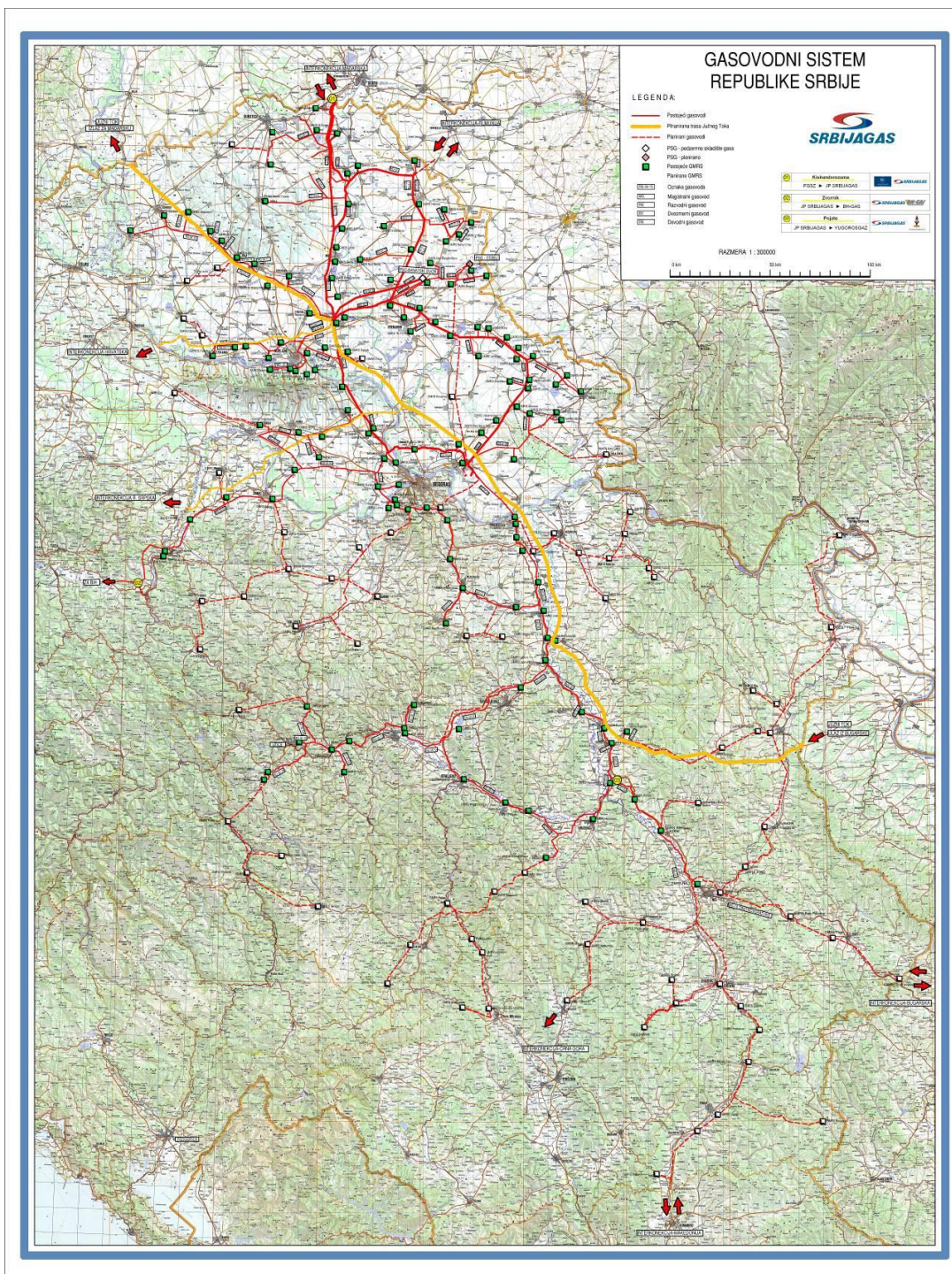
Око 5 милиона или око 70% становника Србије, живи у областима које имају изграђену транспортну мрежу и која обезбеђује потенцијал за даљи развој гасног система и раст потрошње природног гаса.

Табела 4-3: Значајне техничке карактеристике транспортног система

Главне техничке карактеристике транспортног система	ЈП Србијагас	Yugorosgaz-транспорт д.о.о.
Капацитет, мил. m^3 /дан	≈ 18	≈ 2,2
Притисак, bar	16 - 75	16 - 55
Дужина, km	2.339	125
Пречници	DN 150 - DN 750	DN 168 - DN 530
Компресорска станица, снага, MW	4,4	-
Број улаза у транспортни систем	13	1
Из другог транспортног система	1	1
Са производних поља – домаћи гас	11	-
Из складишта	1	-
Број излаза са транспортног система	248	5
Мерно регулационе станице на излазу са транспортног система	245	5
Примопредајне станице	2	-
Излаз у транспортни систем Yugorosgaz	1	-
Интерконектор према БиХ	1	-
Складиште природног гаса	1	-

У табели 4-3 су приказане најважније техничке карактеристике транспортног система ЈП Србијагас и система којим управља Yugorosgaz-транспорт д.о.о.

Оператори транспортних система су били дужни да још до 2011. године обезбеде аутоматско прикупљање и обраду података о протоцима природног гаса, са интервалом прикупљања од 24 часа или краћем, за сва места испоруке са транспортног система. Оваква мерно-аквизициона опрема је неопходна за функционисање и развој тржишта. До сада је уграђена на свим местима испоруке на систему којим управља Југосogaz-транспорт д.о.о. и на 66% од укупног броја излаза са транспортног система ЈП Србијасгас што представља успоравање у замени неадекватне мерно-аквизиционе опреме, с обзиром да је адекватна мерно-аквизициона опрема била уграђена на само 35% излаза на крају 2016. године, да би на крају 2017. била уграђена на 65% од укупног броја излаза са транспортног система ЈП Србијасгас. Процент количина природног гаса које се испоручују са излаза са транспортног система са дневним мерењем у односу на укупно испоручену количину природног гаса је још већи, јер се адекватна мерна опрема прво уграђује на излазима на којима су веће количине природног гаса.



Слика 4-2: Транспортни систем природног гаса Републике Србије

4.1.2.3 Дистрибуција

Почетком 2018. године у Србији је 33 оператора дистрибутивног система обављало делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом природног гаса. Током 2018. је дошло до припајања предузећа Родгас а.д. предузећу Беогас д.о.о. тако да је на крају године 32 оператора обављало ову делатност.

Дужина дистрибутивне мреже у Србији је од 2013. до 2018. године повећана за 16,31% тако да износи 18.422 km (без прикључака), чиме су створени услови за прикључење нових купаца. У односу на 2017. годину, мрежа је увећана за 1.461 km, што је повећање од 8,61% што је низак ниво инвестиција у проширење дистрибутивне мреже. Највеће процентуално повећања дужине мреже у 2018. је било код ОДС Лозница-Гас д.о.о. и износило је 37,88%. Мрежа ОДС Србијагаса (који обавља делатност на 52,42% укупне дистрибутивне мреже у Србији) је продужена за 16,45%.

Табела 4-4: Дужина дистрибутивне мреже у Србији у периоду 2013 - 2018.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Дужина дистрибутивне мреже (km)	15.839	16.363	16.532	16.653	16.961	18.422

Број активних прикључака (места испоруке) на дистрибутивним мрежама је 276.518 и у односу на претходну годину је увећан за 5.892 прикључка (за 2,18%).

Табела 4-5: Дужина дистрибутивних мрежа и број места испоруке стање на крају 2018.

Ред. број	Назив дистрибутера природног гаса	Дужина дистрибутивне мреже, (m)	Број активних прикључака
1	7. Октобар, Нови Кнежевац	54.354	1.567
2	Беогас, Београд (са припојеним Родгасом)	442.247	10.861
3	Београдске електране, Нови Београд	331.220	4.120
4	Boss construction, Трстеник	29.438	78
5	Чока, Чока	27.195	812
6	Други октобар, Вршац	198.266	12.646
7	Елгас, Сента	60.974	1.835
8	Гас - Феромонт, Стара Пазова	490.615	14.916
9	Гас - Рума, Рума	467.530	7.325
10	Гас, Бечеј	198.197	1.760
11	Гас, Темерин	266.500	6.764
12	Градитељ, Србобран	150.200	2.333
13	Градска топлана, Зрењанин	512.651	22.220
14	Ингас, Инђија	359.606	10.031
15	Интерклима, Врњачка бања	109.075	1.018
16	Комуналац, Нови Бечеј	121.158	2.334
17	Ковин – Гас, Ковин	333.094	3.999
18	Лозница - Гас, Лозница	182.498	1.705
19	Нови Сад - Гас, Нови Сад	2.372.271	46.885
20	Полет, Пландиште	239.300	3.557
21	Ресава Гас, Свилајнац	61.241	405
22	Сугус енергу, Београд	21.460	1.968
23	Сигас, Пожега	19.987	323
24	Сомбор - Гас, Сомбор	172.000	1.951
25	Србијагас, Нови Сад	9.659.222	91.838
26	Срем - Гас, Сремска Митровица	266.454	5.348
27	Стандард, Ада	42.000	993
28	Суботицагас, Суботица	415.674	10.245
29	Топлана – Шабац, Шабац	170.381	2.723
30	Ужице-гас, Ужице	154.364	1.339
31	Врбас – Гас, Врбас	186.388	1.667
32	Yugorosgaz, Београд	306.043	952
	УКУПНО	18.421.603	276.518

План преузимања мерних уређаја, односно мерно-регулационих станица

Законом је дефинисана обавеза ОДС да донесе план преузимања мерних уређаја, односно мерно-регулационих станица (МУ/МРС), у објектима постојећих купаца, односно произвођача и да шестомесечно, Министарству рударства и енергетике и Агенцији, доставља извештај о планираним и предузетим активностима на реализацији плана преузимања, са циљем да све МУ/МРС преузме најкасније до 31. децембра 2020. године.

Након ступања на снагу Закона, од 33 ОДС код 17 су сви МУ/МРС били у власништву оператора. У преосталих 16 ОДС, око 48% МУ/МРС (89.627 од 195.000) није било у власништву ОДС. Један ОДС је у стечају и не обавља делатност ОДС, 14 је доставило планове преузимања на које је Агенција дала сагласност, док је план ЈП Србијагас усаглашен са Агенцијом, али није званично достављен на сагласност.

У табели 4-6 су приказани план преузимања МУ/МРС за период 2015-2017. година, план за 2018. годину, план преузимања за период 2019-2020. година и број МУ/МРС које оператори треба укупно да преузму. На основу достављених података, приказан је број МУ/МРС преузет у периоду 2015-2017. година, у 2018. години, проценат реализације плана у периоду 2015-2017. и за 2018. годину, као и проценат реализације плана за цео период 2015-2018. година. У периоду од 2015. до 2018. године је преузето 42.496 МУ/МРС, док је план преузимања за тај период био 62.068 МУ/МРС, јер је код одређеног броја ОДС преузето знатно мање од планираног броја МУ/МРС. Ако не дође до значајне промене у активностима тих ОДС по овом питању, законска обавеза ОДС да до краја 2020. године преузму све МУ/МРС у своје власништво неће бити реализована.

Табела 4-6: Планови преузимања и реализација планова преузимања МУ/МРС

Ред. број	Назив дистрибутера	План преузимања МУ/МРС по годинама				Реализација преузимања МУ/МРС по годинама				
		2015-2017	2018	2019-2020	Укупно	2015-2017	2018	2015-2017 (%)	2018 (%)	Укупно 2015-2018 (%)
1	Србијагас, Н. Сад	4.035	2.016	4.032	10.083	20	0	0,50	0,00	0,33
2	Нови Сад Гас, Н. Сад	26.497	9.919	8.363	44.779	26.668	1.867	100,65	18,82	78,36
3	Гас-Феромонт, С. Пазова	3.304	1.500	2.835	7.639	2.500	811	75,66	54	68,92
4	Ингас, Инђија	485	1.556	421	2.462	1.118	2.028	230,52	130,33	154,14
5	Гас Рума, Рума	703	323	632	1.658	283	55	40,26	17,03	32,94
6	ГАС, Темерин	2.600	1.300	2.342	6.242	2.413	653	92,81	50,23	78,62
7	Полет, Пландиште	1.156	578	1.152	2.886	1.291	595	111,69	102,94	108,77
8	Ковин Гас, Ковин	1.139	571	1.141	2.851	662	406	58,12	71,10	62,46
9	Градитељ, Србобран	927	450	900	2.277	518	138	55,88	31,00	47,64
10	Комуналац, Нови Бечеј	927	450	882	2.259	46	20	4,96	4,44	4,79
11	Врбас-Гас, Врбас	265	133	231	629	0	0	0,00	0,0	0,0
12	Сомбор-Гас, Сомбор	169	84	252	421	176	81	104,14	96,43	101,58
13	Гас- Бечеј, Бечеј	645	321	638	1.604	120	12	18,60	3,74	13,66
14	Лозница-Гас, Лозница	12	3	2	17	12	3	100,00	100,0	100,0
15	Срем-гас, С. Митровица	0	0	3.820	3820	0	0	0,00	0,00	0,00
	Укупно	42.864	19.204	27.559	89.627	35.827	6.669	83,58	34,72	68,47

Број од 89.627 МУ/МРС за преузимање би требало увећати за 4.061 који се налазе на дистрибутивној мрежи ЗИП Слога, Кањижа у стечају, где ЈП Србијагас, Нови Сад, на основу закључка Владе Републике Србије, обавља енергетске делатности од општег интереса, али нема право да преузима мерне уређаје у власништво.

4.1.2.4 Складиштење

Подземно складиште гаса Банатски Двор је веома значајно за обезбеђивање сигурног снабдевања природним гасом у Србији. Лоцирано је у простор исцрпљеног гасног лежишта чији је капацитет био 3,3 милијарде m^3 природног гаса. Укупна површина складишта је око 54 km^2 . Радна запремина складишта је 450 милиона m^3 природног гаса, а максимални дневни капацитет истискивања из складишта је 5 милиона m^3 /дан.

Складиште Банатски Двор је пуштено у рад током новембра 2011. године. Двосмерним гасоводом Госпођинци - Банатски Двор је омогућено несметано и потпуно повезивање подземног складишта гаса са транспортним системом ЈП Србијагас. 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 $Q=415.000$ m³/h (10 милиона m³/дан) и
 - при утискивању у ПСГ Б. Двор $Q=230.000$ m³/h (5,5 милиона m³/дан).

Након друге фазе развоја, радна запремина складишта ће се повећати на 800 милиона m³ природног гаса. Подземно складиште је са два гасовода повезано са гасним разводним чвором у Елемиру.

Током 2018. године, максимални технички капацитет утискивања је био 2,7 милиона m³/дан, а максимални технички капацитет истискивања из складишта је био 5,0 милиона m³/дан¹³. Максималне дневне утиснуте количине су у 2018. биле 2,6 милиона m³/дан, а максималне дневне повучене количине су износиле 4,99 милиона m³/дан.

Количина јастучног гаса у складишту се током 2018. није мењала и износила је 530 милиона m³.

Током 2018. године, из складишта је повучено више природног гаса него што је предато у складиште. На почетку 2018. је било 404 милиона m³ комерцијалног гаса. Из транспортног система у складиште је предато 273 милиона m³, од тога је 3 милиона m³ потрошено на сопствену потрошњу складишта, а преосталих 270 милиона m³ гаса је утиснуто за комерцијалне потребе. Корисници су из складишта повукли 299 милиона m³, колико је и предато у транспортни систем. На крају 2018. године, у складишту је било 375 милиона m³ комерцијалног гаса.

4.2 Остварена потрошња и извори снабдевања природним гасом

У 2018. години је укупно из: увоза, домаће производње и подземног складишта, за потрошњу било расположиво 2.780 милиона m³, а потрошено је 2.519 милиона m³ природног гаса.

Највећи део природног гаса је обезбеђен увозом из Руске Федерације по дугорочном уговору. За купце у Србији, природни гас од Газпром Москва, набавља предузеће Yugogorgaz а.д. (акционари су Газпром Москва 50%, ЈП Србијагас 25% и Central ME Energy and Gas, Беч 25%), а потрошач ХИП Азотара је самостално, за потребе задовољења сопствене потрошње увезао 51 милион m³.

Увоз природног гаса из Руске Федерације по дугорочном и другим уговорима је у 2018. години износио 2.204 милиона m³, и све увезене количине су преузете из транспортног система Мађарске.

Домаћом производњом од 335 милиона m³ је у 2018. могло да се задовољи само 13,5% потреба.

Табела 4-7: Извори снабдевања и остварена потрошња природног гаса у 2017. и 2018.

	2017 милиона m ³	2018 милиона m ³	2018/2017 Индекс
Домаћа производња	377	335	89
Увоз из Руске Федерације по дугорочном уговору	2.183	2.069	95
Увоз из других извора/по другим уговорима	-	135	100
Увоз укупно	2.183	2.204	101
Преузето из подземног складишта	227	241	106
УКУПНО РАСПОЛОЖИВО	2.787	2.780	100
Утиснуто у складиште	240	218	91
Бруто потрошња	2.547	2.562	101
Губици и сопств. потрошња транспортног система	25	25	100
Губици у дистрибутивној мрежи и сопствене потрошње	15	18	120
За финалну потрошњу	2.507	2.519	101

Број места испоруке је у 2018. повећан за 5.892 у односу на 2017. и на крају 2018. је износио 276.581, од чега је 64 на транспортном, а 276.517 места испоруке на дистрибутивном систему. Од тога 262.814 или 95% су домаћинства што је само око 10% од свих домаћинстава у Србији.

¹³ 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 $H_d = 33.338,35$ kJ/m³.

Табела 4-8: Број места испоруке на крају 2017. и 2018.

Категорије потрошње	2017	2018	Разлика 2018-2017
Домаћинства	257.476	262.814	5.338
Топлане	131	133	2
Индустрија и остали	13.082	13.634	552
Укупно	270.689	276.581	5.892

У 2018. је потрошено 2.519 милиона m^3 природног гаса, за 0,5% више него у 2017. Потрошња је у домаћинствима порасла за 0,8%, у топланама је опала за 5,4%, а у индустрији је порасла за 2,4%.

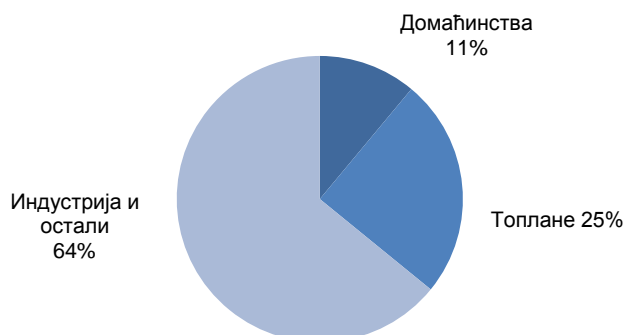
Структура потрошње по категоријама купаца приказана је у табели 4-9.

Табела 4-9: Структура потрошње у 2017. и 2018.

Категорије потрошње	2017 милиона m^3	2018 милиона m^3	2018/2017 Индекс
Домаћинства	241	243	100,8
Топлане	578	547	94,6
Индустрија и остали	1.688	1.729	102,4
Укупно	2.507	2.519	100,5

Потрошња у домаћинствима је учествовала са 11% у укупној потрошњи природног гаса у 2018. години, потрошња топлана са 25%, а преосталих 64% су потрошили индустрија и остали купци (ова потрошња садржи количине купљене на тржишту и количине које је НИС потрошио из сопствене производње и потрошњу ХИП Азотаре коју су самостално увезли).

Структура финалне потрошње природног гаса у 2018. години дата је на слици 4-3.



Слика 4-3: Структура финалне потрошње природног гаса у Србији у 2018.

Просечна годишња потрошња природног гаса по прикљученом домаћинству је у 2018. била 926 m^3 (рачунајући и активна места испоруке домаћинствима на којима није било потрошње гаса током 2018.), што је за 1% мање него у 2017. Ако се посматрају само домаћинства која су током 2018. имала потрошњу природног гаса (било их је 241.604), просечна годишња потрошња по домаћинству је била 1.009 m^3 .

4.3 Регулација оператора транспортног система

Оператор транспортног система Транспортгас Србија д.о.о. је новоосновано привредно друштво, али оно није отпочело са радом, због чега делатност транспорта природног гаса и даље обавља његов оснивач ЈП Србијагас.

Yugorosgaz-транспорт д.о.о. Ниш је оператор транспортног система који је у 2013. години извршио правно и функционално раздвајање од свог оснивача вертикално интегрисаног друштва „Yugorosgaz“ а.д. Београд и прибавио лиценцу за обављање делатности транспорта и управљања транспортним системом у складу са законом који је тада уређивао област енергетике.

Правила о раду транспортног система ЈП Србијагас усвојена су и објављена у Службеном гласнику РС у августу 2013. године и још увек се примењују. Припремљена су нова правила, усаглашена са Законом, али током 2018. нису формално достављена Агенцији за давање сагласности.

Yugorosgaz а.д. је Агенцији доставио предлог Правила о раду система за транспорт природног гаса у децембру 2014. године. На та правила Савет Агенције је дао сагласност у јануару 2015. године и она се примењују. Ова правила треба ускладити са Законом и Правилима о раду Транспортгас Србија д.о.о. када буду усвојена.

4.3.1 Раздвајање оператора транспортног система

Крајем 2014. године, Влада Републике Србије је донела Закључак о Полазним основама за реструктурирање ЈП Србијагас којим је одређено да оператори транспортног и дистрибутивног система буду правно одвојена лица од ЈП Србијагас, у чијем су власништву. План је усаглашен и са Енергетском заједницом, чиме је одговорено на позив Министарског савета Енергетске заједнице Србији из септембра 2014. да извршава обавезе из Уговора о Енергетској заједници везане за одвајање оператора транспортног система.

Надзорни одбор ЈП Србијагас је 22. јуна 2015. године донео одлуку о оснивању Транспортгас Србија д.о.о, као и одлуку о оснивању Дистрибуцијагас Србија д.о.о, а Влада Републике Србије је на седници 27. јуна 2015. године дала сагласност на те одлуке. Ова друштва су основана 22. августа 2015. и регистрована у регистру привредних субјеката као активна, али нису отпочела са радом.

Влада Републике Србије је Закључком од 19. новембра 2015. године омогућила привредном друштву Транспортгас Србија д.о.о. и Дистрибуцијагас Србија д.о.о, да обављају делатности од општег интереса транспорт и управљање транспортним системом и дистрибуција и управљање дистрибутивним системом, под лиценцом ЈП Србијагас до рока њеног важења и препоручила да се предузму све неопходне активности у циљу прибављања одговарајућих лиценци у што краћем року.

Такође, Влада Републике Србије је и својим Закључком од 23. децембра 2016. године омогућила ЈП Србијагас да и надаље самостално или преко друштва капитала Транспортгас Србија д.о.о. настави да обавља делатност од општег интереса транспорта и управљање транспортним системом до прибављања лиценце за обављање ове делатности и препоручила Транспортгас Србија д.о.о. да предузме све неопходне активности у циљу прибављања ове лиценце у што краћем року.

Закон из 2014. године је, у складу са прописима ЕУ, утврдио три модела организовања односно раздвајања оператора транспортног система и то као: оператора транспортног система по моделу власничког раздвајања, независног оператора система и независног оператора транспорта.

Транспортгас Србија д.о.о поднео је 22. новембра 2018. године захтев за сертификацију по моделу независног оператора транспорта и према Закону о енергетици Агенција је дужна да донесе прелиминарну одлуку о сертификацији у року од 4 месеца од дана подношења захтева и да исту са пратећом документацијом достави Секретаријату Енергетске заједнице на мишљење. Поступак по захтеву Транспортгас Србија д.о.о. је у току.

Оператор транспортног система Yugorogaz - Транспорт д.о.о. Ниш, правно је раздвојен од Yugorogaz a.d. Београд, у чијем је власништву и септембра 2013. године је добио лиценцу за обављање делатности транспорта природног гаса и управљања транспортним системом. Правно и функционално раздвајање је извршено пре доношења Закона, а сертификација овог оператора и његово лиценцирање спроведено је у складу са Законом.

Поступајућу у законом прописаном року за сертификацију, Yugorogaz-Транспорт д.о.о. Ниш, поднео је у августу 2016. године Агенцији захтев за сертификацију по моделу независног оператора система, који је с обзиром на власничку структуру овог и матичног привредног друштва, третиран као захтев за сертификацију оператора транспортног система у вези са трећим земљама.

Својом одлуком из децембра 2016. године Агенција је условно сертифицивала Yugorogaz-Транспорт д.о.о. Ниш, као независног оператора система, уз обавезу, под претњом одузимања сертификата, да у року од годину дана усклади организацију и пословање на начин којим се испуњавају услови у погледу независности оператора система по траженом моделу, што подразумева предходно усклађивање потврђених међународних уговора закључених са Руском Федерацијом и ЕУ, односно земљама југоисточне Европе. Такође, оператору система наложено је да у истом року достави и десетогодишњи план развоја транспортног система, програм за обезбеђење недискриминаторног понашања и акт потписан са власником транспортног система којим се обезбеђују гаранције које ће омогућити финансирање развоја транспортног система.

Конечна одлука о сертификацији донета је по спровођењу законом утврђене процедуре, уз учешће надлежног тела које сагласно обавезама које произилазе из потврђених међународних уговора даје своје мишљење. Наиме, Одлуком Савета Агенције из јуна 2017. године Yugorogaz-Транспорт д.о.о. Ниш сертифициван је као независни оператор система уз обавезу, под претњом одузимања сертификата, да у року од годину дана усклади организацију и пословање на начин којим се испуњавају услови у погледу независности, достави Агенцији програм усклађености и доказ о набавци природног гаса за губитке настале у транспортном систему. Од свих наведених, први услов је изван компетенција Агенције и његово испуњење зависи искључиво од надлежних државних органа.

У складу Одлуком Савета Агенције од 13.07.2018.године Yugorogaz-Transport д.о.о. Ниш, остављен је додатни рок од годину дана за испуњавање услова сертификације моделу независног оператора система, уз обавезу да двомесечно извештава Агенцију о предузетим активностима у том смислу. По истеку наведеног рока Агенција ће донети одлуку у складу са законом.

4.3.2 Регулација цена

4.3.2.1 Трошкови прикључења на систем

Трошкове прикључења на транспортни систем утврђује ОТС, на основу елемената из захтева за прикључење и Методологије за одређивање трошкова прикључења на систем за транспорт и дистрибуцију природног гаса („Службени гласник РС“, бр. 42/16; важи од 01.05.2016.) коју доноси Агенција. Методологијом су утврђене врсте трошкова: пројектовање и прибављање потребне документације, набавка уређаја, опреме и материјала, извршење радова, као и начин обрачуна свих трошкова. ОТС је дужан да, при утврђивању трошкова прикључења у решењу за прикључење, користи цене коштања односно тржишне цене добара, радова и услуга.

Подносилац захтева за прикључење плаћа услугу прикључења ОТС. Трошкове услуге прикључења одређује ОТС према стварним трошковима индивидуалног прикључка и прописаном делу трошка који је на систему узроковало прикључење објекта подносиоца захтева.

ОТС је, по правилу, инвеститор односно власник изграђеног прикључка (прикључног вода, мерне и друге опреме, закључно до мерног места у објекту купца). Одступање од овог правила може да се јави у случају закупа система као и у случају независног оператора система где ОТС углавном није власник прикључка.

Како се прикључци на транспортном систему не могу типизирати и сваки је пројекат за себе, ОТС је дужан да поштује принципе јавности и недискриминације и да подносиоцу захтева, на његов захтев, предочи акта на основу којих се утврђује висина трошкова прикључења и начин утврђивања тих трошкова. Подносилац захтева мора да надокнади стварне трошкове прикључења и део трошкова за развој система изазваних овим прикључењем, који зависе од карактеристика тог прикључка.

4.3.2.2 Цене приступа систему

Цене приступа систему за транспорт природног гаса нису се мењале у 2018. години.

Табела 4-10: Просечна одобрена цена приступа систему за транспорт природног гаса¹⁴

Назив оператора транспортног система	дин/м ³	
	31.12.2017	31.12.2018
Србијасгас	2,70	2,70
Yugorosgaz-Транспорт	0,76	0,76

Актуелне цене и хронолошки преглед цена приступа систему за транспорт природног гаса могу се видети на интернет страници Агенције (www.aers.rs).

4.3.2.3 Цене нестандартних услуга

Закон о енергетици предвиђа да поред пружања услуга купцима и корисницима система које се наплаћују кроз цену приступа систему или кроз трошкове прикључења, оператор транспортног система на захтев купца, односно корисника система врши и услуге које нису обухваћене претходно наведеним ценама. Такође, врши и услуге по указаној потреби у циљу отклањања последица поступања купца или корисника система супротно прописима. Ове услуге, обзиром да су индивидуалне и да се повремено јављају на захтев купца или корисника система, називају се нестандартне услуге. У циљу надокнаде трошкова насталих пружањем истих, Yugorosgaz-Транспорт д.о.о. Ниш је утврдио ценовник за нестандартне услуге на који је Савет Агенције дао сагласност маја 2018.године. У њему су дефинисане све позиције нестандартних услуга и утврђене јединичне цене.

4.3.3 Приступ прекограничним капацитетима

Република Србија има две интерконекције са гасоводним системима суседних земаља (по једну улазну и излазну тачку), а то су гасоводи:

- Мађарска - Србија (Кишкундорожма) - улазна тачка и
- Србија – Босна и Херцеговина (Зворник) - излазна тачка.

Обе интерконекције су део транспортног система ЈП Србијасгас, док на транспортном систему Yugorosgaza а.д. нема гасовода повезаних са транспортним системима суседних земаља.

Према правилима о раду транспортног система ЈП Србијасгас која су донета 2013. године и још увек се примењују, прва годишња расподела капацитета је требала да буде организована почетком 2014. године за гасну годину која почиње у јулу 2014. године. Прва годишња расподела капацитета је одложена за 2015. годину, а затим за 2016. годину, али пошто није реализовано правно раздвајање оператора транспортног система од ЈП Србијасгас, сагласно овим правилима расподела није организована ни у 2018. години.

Припремљена су нова правила, усаглашена са Законом, у којима је промењена расподела капацитета на транспортном систему тако што треба да буде организована за гасну годину која почиње у октобру, али она

¹⁴ Просечна одобрена цена представља количник максимално одобреног прихода и одобрених количина природног гаса

ће моћи да се примењују када Транспортгас Србија д.о.о. почне да обавља делатност транспорта и управљања транспортним системом и добије сагласност Агенције на ова правила.

4.3.3.1 Додела капацитета на интерконективним водовима и управљање загушењима

Као што је наведено, обе прекограничне интерконекције су део транспортног система ЈП Србијагас и оператор транспортног система ЈП Србијагас у својим правилима о раду дефинише правила за расподелу свих транспортних, па и прекограничних, капацитета, као и правила за управљање загушењима. Последњом изменом Правила о раду транспортног система ЈП Србијагас било је предвиђено да прва расподела капацитета буде организована почетком 2016. године за гасну годину која почиње 1. јула 2016. године. Право на коришћење капацитета на интерконективним гасоводима додељује ЈП Србијагас, односно Транспортгас Србија д.о.о. Међутим, оператор транспортног система није организовао расподелу ни у 2018. години, у складу са правилима о раду транспортног система, због незавршеног раздвајања оператора од оснивача.

На улазној тачки Мађарска - Србија (Кишкундорожма), капацитете су користили: ЈП Србијагас, Газпром експорт, ХИП Азотара за сопствене потребе и Привредно друштва за производњу и транспорт гаса БХ-Гас д.о.о. Сарајево, а излазни капацитет на интерконектору ка Босни и Херцеговини: БХ-Гас, Газпром експорт и ЈП Србијагас. У 2018. години није било проблема са загушењем капацитета. И током зимских месеци је било довољно слободних капацитета на интерконекторима.

У 2018. години, улазни непрекидни капацитет на граници са Мађарском од 540.000 т³/час (13 милиона т³/дан, за потребе Србије и Босне и Херцеговине) био је просечно искоришћен 51,53% (у 2017. је био 51,57%), при чему треба имати у виду и да је потрошња природног гаса сезонски изразито неравномерна и да је искоришћеност капацитета знатно нижа у летњим месецима. Највећа дневно преузета количина у транспортни систем на граници са Мађарском је била 11,39 милиона т³/дан, од којих је 9,66 милиона т³/дан било за купце у Србији, а 1,73 милиона т³/дан за потребе Босне и Херцеговине. Са расположивим капацитетом интерконектора за потребе купаца природног гаса у Србији од 11 милиона т³/дан и степеном искоришћења интерконектора од 90%, могућ је годишњи увоз од око 3,6 милијарди т³, што је значајно више од 2,445 милијарди т³ колико је увезено у 2018. години, односно од 1,93 милијарди т³ колико је износио просечни годишњи увоз у периоду 2008-2018. година.

4.3.4 Транспортване количине природног гаса

У транспортни систем ЈП Србијагас је током 2018. преузето 3.075 милиона т³ природног гаса. Ове количине су транспортване за потребе: купаца, транзита за Босну и Херцеговину, складиштења, за надокнаду губитака природног гаса у транспортним и дистрибутивним системима и за потрошњу компресора. У Табели 4-11 у врсти Улаз у систем за потребе БиХ је 304 милиона т³. У БиХ је у току 2018. године испоручено 252 милиона т³, а преостале количине природног гаса су испоручене у складиште. Транспорт се одвијао поуздано и безбедно, уз даљински надзор и контролу параметара стања транспортног система из диспечерских центара који се налазе у Београду и Новом Саду.

У периоду 12-15. септембра 2018. године дошло је потпуног прекида транспорта из увоза, због радова на одржавању транспортног система у Украјини. Недостајуће количине природног гаса из увоза су надокнађене истискивањем из складишта током та четири дана.

Табела 4-11: Транспортване количине природног гаса у периоду 2015-2018.

Транспортовано	2015 милиона т ³	2016 милиона т ³	2017 милиона т ³	2018 милиона т ³	2018/2017 индекс
Производња на транспортном систему	422	388	366	327	89
Улаз у систем за потребе Србије	1.740	1.795	2.182	2.146	98
Улаз у систем за потребе БиХ	223	232	265	304	115
Укупно	2.386	2.415	2.813	2.777	99
Из складишта	113	254	227	298	131
Укупно	2.499	2.669	3.040	3.075	101

4.3.5 Балансирање

Према Закону, оператори транспортног система су одговорни за балансирање система природног гаса у Републици Србији. Оператор је дужан да набавља природни гас за потребе балансирања и обезбеђивања сигурног рада система и за надокнаду губитака у транспортном систему, на принципима минималних трошкова, транспарентности и недискриминације.

Корисници транспортног система су обавезни да, на дневном нивоу, предају у систем и преузму из система исте количине природног гаса. Као учесници на тржишту природног гаса, они морају да уреде своју балансну одговорност закључењем уговора о транспорту, којим се регулише финансијска одговорност за разлику између количине природног гаса предате на улазима у транспортни систем и преузете на излазима са транспортног система.

Балансирање система је у току 2018. године реализовано променом најаве количина природног гаса из увоза и коришћењем гаса из самог система (лајпака) у току дана, као и коришћењем природног гаса из складишта. Када су потребе за природним гасом на излазима са транспортног система веће од уговореног капацитета на улазима, оператор транспортног система може прекинути део капацитета на излазу купцима који имају могућност коришћења алтернативног горива, у циљу успостављања баланса у систему, али у току 2018. године за тим није било потребе.

Оператор транспортног система природног гаса је одговоран за успостављање и спровођење балансне одговорности учесника на тржишту и вођење регистра балансне одговорности, у складу са правилима о раду система за транспорт природног гаса и правилима о промени снабдевача. Правилима о раду транспортног система се утврђује обавеза ОТС да склапа уговор са снабдевачем који ће обезбедити природни гас за балансирање када је мањак гаса у систему, односно преузети гас када има вишка у систему. Примена балансне одговорности за кориснике транспортног система је требало да почне од 01. јула 2016. године, али то се није догодило, тако да корисници транспортног система у току 2016, 2017. и 2018. године нису сносили финансијске последице дебаланса. Оператор транспортног система је у току 2017. и 2018. године почео да израчунава дебаланс по корисницима система, као и да га финансијски обрачунава и о тим резултатима обавештава кориснике система. Дебаланс није наплаћиван, јер је циљ био да се корисници система упознају са последицама разлике између предатих количина на улазу и преузетих на излазу из транспортног система, како би дебаланс у наредном периоду био што мањи. Дебаланс се утврђује на дневном нивоу. На основу података оператора транспортног система из 2018. године корисници система су имали негативан дебаланс (мање су предавали на транспорт на улазима него што су преузимали на излазима) у износу од око 74,4 милиона m^3 природног гаса. Оператор транспортног система је у 2018. години утврдио позитиван дебаланс корисника система (више предавали на транспорт на улазима него што су преузимали на излазима) у износу од око 97,5 милиона m^3 природног гаса. Укупан дебаланс, који је збир позитивног и негативног дебаланса је износио око 172 милиона m^3 , што је 5,6% од укупно транспортованих количина. Износ дебаланса у 2018. години је нешто мањи него у 2017. години када је износио 183 милиона m^3 , али је и даље велики. Очекује се да се смањи како се буде повећавао број уграђених дневних мерила на излазима који их немају јер ће бити омогућено прецизније утврђивање дебаланса као и благовремени увид корисника система у стање свог дебаланса. Смањењу дебаланса ће допринети и могућност остваривања трговином природног гаса после гасног дана између корисника који су имали позитиван дебаланс са корисницима који имају негативни дебаланс током истог дана. Такође, примена наплате дебаланса ће сигурно утицати да корисници система боље планирају дневне најаве потреба за природним гасом што ће додатно смањити дебалансе.

4.4 Регулација оператора дистрибутивног система

Почетком 2018. године у Србији је 33 оператора дистрибутивног система обављало делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом природног гаса. Током 2018. је дошло до припајања предузећа Родгас а.д. предузећу Беогас д.о.о. тако да је на крају године 32 оператора обављало ову делатност. Лиценцу има још једно предузеће, које још увек није започело са обављањем делатности.

Доминантна карактеристика дистрибутивног сектора природног гаса је велика уситњеност, из чега произилази одсуство економије обима, што има за последицу веће трошкове коришћења ових мрежа. Генерално, нема довољно иницијативе у смеру укрупњавања дистрибуција.

Примењују се Методологија за одређивање цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса и Методологија за одређивање трошкова прикључења на систем за транспорт и дистрибуцију природног гаса, које је Агенција изменила и допунила у 2016. години ради усклађивања са Законом о енергетици. Током 2018. године ове методологије нису мењане.

4.4.1 Раздвајање оператора дистрибутивног система

Дистрибутивна предузећа у Србији су књиговодствено раздвојила делатности дистрибуције природног гаса и управљање дистрибутивним системом од снабдевања и других енергетских и делатности које нису енергетске. Осим рачуноводствено, оператор дистрибутивног система, који је део вертикално интегрисаног предузећа, мора бити независан и у погледу правне форме, организације и одлучивања од других делатности које нису повезане са делатношћу дистрибуције и управљања дистрибутивним системом.

Сагласно Закону (члан 257.) независност оператора дистрибутивног система осигурава се тако да лица која су одговорна за управљање оператором дистрибутивног система не могу учествовати у органима управљања вертикално интегрисаног предузећа који су директно или индиректно одговорни за делатност производње, преноса или снабдевања природним гасом, као и предузимањем мера које ће осигурати да лица одговорна за управљање оператором дистрибутивног система поступају стручно, како би се обезбедила њихова независност у раду. Исто тако, оператор дистрибутивног система треба да доноси одлуке, независно од вертикално интегрисаног предузећа, по питању средстава потребних за погон, одржавање и развој мреже, као и одлуке о текућем пословању, односно одлуке о изградњи или унапређењу дистрибутивне мреже, ако су у оквирима одобреног финансијског плана. Такође, оператор дистрибутивног система који је део вертикално интегрисаног предузећа, дужан је да донесе Програм усклађености за обезбеђивање недискриминаторног понашања, који садржи мере у циљу спречавања дискриминаторног понашања, начин праћења спровођења тих мера и обавезе запослених за постизање постављених циљева.

Према члану 259. Закона, наведене одредбе се не примењују на операторе дистрибутивног система на чији је систем прикључено мање од 100.000 крајњих купаца.

Делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом је на крају 2018. обављало 32 лиценцирана оператора дистрибутивног система. Поред оператора дистрибутивних система ЈП Србијагас и Yugorosgaz а.д, делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом обавља још 30 привредних друштава, од којих је највећи број у власништву општина и градова, део је у мешовитом, а део у приватном власништву. Пошто сви оператори дистрибутивног система имају мање од 100.000 прикључених крајњих купаца, они имају право да се баве и снабдевањем, на регулисаном и на слободном тржишту и нису обавезни да правно раздвоје оператора дистрибутивног система и снабдевача (у складу са чланом 259 Закона). ЈП Србијагас је у 2015. донео одлуку о оснивању зависног друштва за обављање делатности дистрибуције природног гаса – Дистрибуцијагас Србија д.о.о. Нови Сад, које још није отпочело са радом, због чега делатност дистрибуције природног гаса и на даље обавља ЈП Србијагас.

4.4.2 Регулација цена

4.4.2.1 Трошкови прикључења на систем

Трошкове прикључења на дистрибутивни систем утврђује ОДС, на основу захтева за прикључење и Методологије за одређивање трошкова прикључења на систем за транспорт и дистрибуцију природног гаса коју доноси Агенција („Службени гласник РС“, бр. 42/16; важи од 01.05.2016.). Методологијом су утврђене врсте трошкова: пројектовање и прибављање потребне документације, набавка уређаја, опреме и материјала, извршење радова, као и начин обрачуна свих трошкова. Такође, ОДС је дужан да користи цене коштања, односно тржишне цене добара, радова и услуга при утврђивању трошкова прикључења у решењу за прикључење. ОДС је дужан да поштује принципе јавности и недискриминације и да подносиоцу захтева, на његов захтев, предочи акта на основу којих се утврђује висина трошкова прикључења и начин утврђивања тих трошкова.

Подносилац захтева за прикључење плаћа услугу прикључења ОДС. Трошкове услуге прикључења одређује ОДС тако да она одговара просечним трошковима градње типског прикључка (односно стварним трошковима изградње осталих врста прикључака) и прописаном делу трошка који је на систему узроковало прикључење објекта подносиоца захтева.

Законом је дефинисано да је ОДС инвеститор, односно власник изграђеног прикључка (прикључног вода, мерне и друге опреме, закључно до мерног места у објекту купца).

Прикључци на ниском притиску су у Методологији груписани по типовима, па акт ОДС о висини трошкова прикључења типским прикључцима садржи и висину:

- трошкова изградње типског прикључка по категоријама типског прикључка;
- трошкова изградње прикључка за случај истовремене изградње мреже и типског прикључка по категоријама;
- јединичног варијабилног трошка и
- трошка дела система.

Уколико Агенција, на основу достављених података, као и података које може захтевати у складу са Законом, оцени да акт о висини трошкова прикључења ОДС није донео у складу са Методологијом, захтеваће да јој ОДС достави нови, усклађени акт у року од 30 дана од дана пријема писменог захтева Агенције.

Због релативно малог интересовања за прикључење на систем за дистрибуцију природног гаса, ОДС воде рачуна да трошкови прикључења буду тржишно прихватљиви и Агенција није добијала жалбе везане за прикључење на систем.

4.4.2.2 Регулација цене приступа дистрибутивном систему

Током 2018. године цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса нису се мењале. Просечна пондерисана одобрена цена приступа дистрибутивном систему за све дистрибутивне мреже у Србији на дан 31.12.2018. износила је 4,35 дин/м³. Разлика у ценама приступа систему за дистрибуцију природног гаса између појединих ОДС произилази из величине и карактеристика дистрибутивног система, структуре и броја купаца, старости мреже и других фактора.

Табела 4-12: Просечана одобрена цена приступа систему за дистрибуцију природног гаса¹⁵

Ред. број	Назив оператора дистрибутивног система	дин/м ³	
		31.12.2017.	31.12.2018.
1	7. Октобар, Нови Кнежевац	10,15	10,15
2	Беогаз, Београд	7,87	7,87
3	Београдске електране, Нови Београд	5,63	5,63
4	Чока, Чока	6,86	6,86
5	Други октобар, Вршац	6,91	6,91
6	Елгас, Сента	7,30	7,30
7	Гас - Феромонт, Стара Пазова	5,69	5,69
8	Гас - Рума, Рума	6,30	6,30
9	Гас, Бечеј	11,24	11,24
10	Гас, Темерин	8,71	8,71
11	Градитељ, Србобран	6,26	6,26
12	Градска Топлана, Зрењанин	7,33	7,33
13	Ингас, Инђија	5,96	5,96
14	Интерклима, Врњачка бања	7,03	7,03
15	Комуналац, Нови Бечеј	7,14	7,14
16	Ковин - Гас, Ковин	4,86	4,86
17	Лозница - Гас, Лозница	9,00	9,00
18	Нови Сад - Гас, Нови Сад	6,14	6,14
19	Полет, Пландиште	7,53	7,53
20	Ресава Гас, Свилајнац	6,49	6,49
21	Родгас, Бачка Топола	5,67	
22	Сигас, Пожега	12,56	12,56
23	Сомбор - Гас, Сомбор	5,87	5,87
24	Србијагаз, Нови Сад	3,80	3,80
25	Срем - Гас, Сремска Митровица	4,98	4,98
26	Стандард, Ада	8,87	8,87
27	Суботицагаз, Суботица	6,02	6,02
28	Топлана - Шабац, Шабац	6,43	6,43
39	Ужице-гас, Ужице	5,87	5,87
30	Врбас - Гас, Врбас	5,28	5,28
31	Yugorogaz, Београд	2,28	2,28
	ПРОСЕЧНО	4,36	4,35

Актуелне цене и хронолошки преглед промена цена приступа систему за дистрибуцију природног гаса могу се видети на интернет страници Агенције (www.aers.rs).

4.4.2.3 Цене нестандартних услуга

Закон о енергетици предвиђа да поред пружања услуга купцима и корисницима система које се наплаћују кроз цену приступа систему или кроз трошкове прикључења, оператор дистрибутивног система на захтев купца, односно корисника система врши и услуге које нису обухваћене претходно наведеним ценама. Такође, врши и услуге по указаној потреби у циљу отклањања последица поступања купца или корисника система супротно прописима. Ове услуге, обзиром да су индивидуалне и да се повремено јављају на захтев купца или корисника система, називају се нестандартне услуге. У циљу надокнаде трошкова насталих пружањем истих, Југоросгаз а.д. Београд, као оператор система за дистрибуцију природног гаса је утврдио ценовник за нестандартне услуге на који је Савет Агенције дао сагласност марта 2018.године. У њему су дефинисане све позиције нестандартних услуга и утврђене јединичне цене. Од свих осталих дистрибутера природног гаса се очекује да током 2019.године доставе Агенцији на сагласност одлуке о ценама нестандартних услуга.

¹⁵ BOSS Construction, Трстеник и Syrus Energy, Београд током 2017. примењују цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса у нивоу цена Србијагаз, Нови Сад.
Родгас, Бачка Топола је у 2018. години престао да обавља енергетску делатност.

4.4.3 Дистрибуирана количина природног гаса

Природни гас се преузима у дистрибутивне системе највећим делом из система за транспорт природног гаса. Неки дистрибутивни системи преузимају природни гас и из другог дистрибутивног система. Само мали део количина природног гаса се преузима из производње природног гаса повезане на дистрибутивни систем. У 2018. години само је ЈП Србијагас преузимао природни гас директно из производње. У табели 4-13 су приказане количине природног гаса које су преузете у системе за дистрибуцију природног гаса и дистрибуиране у периоду 2016-2018. година.

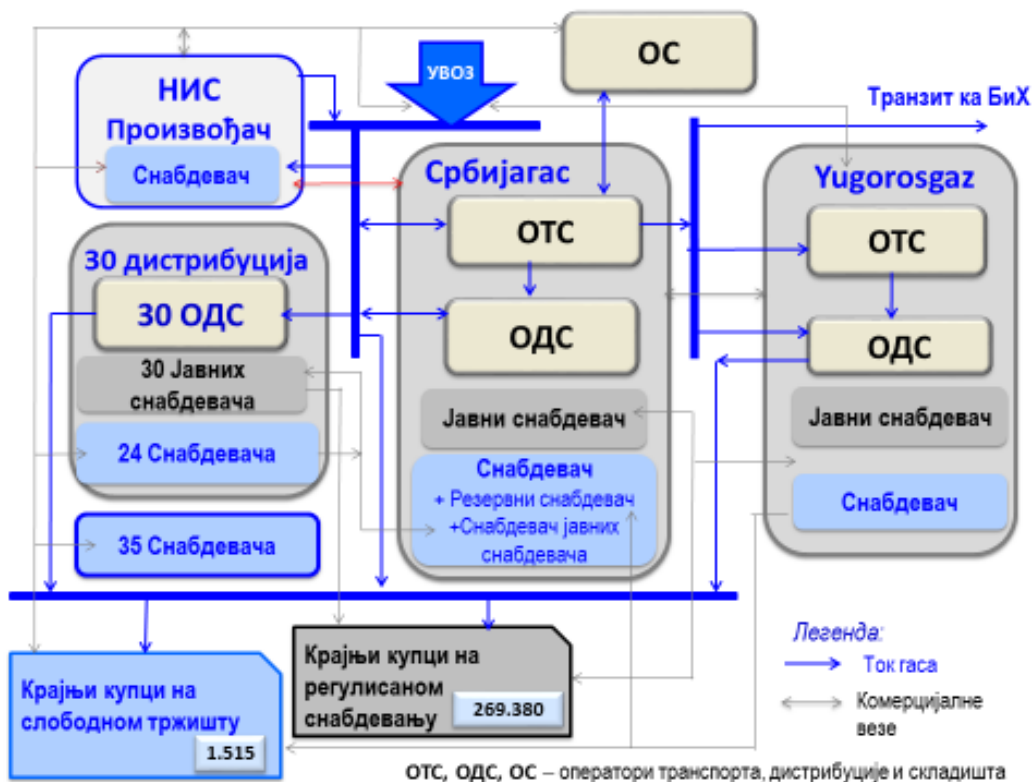
Табела 4-13: Дистрибуиране количине природног гаса у периоду 2016-2018.

	2016 милиона м3	2017 милиона м3	2018 милиона м3	2018/2017 индекс
Укупно дистрибуирано	1.474	1.523	1.506	98,88
преузето из транспортног система	1.371	1.416	1.396	98,59
преузето из дистрибутивних система	92	101	102	100,99
преузето од производње	11	6	8	133,33
губици	14	13	14	107,69
	0,95%	0,85%	0,93%	109,41

4.5 Тржиште природног гаса

У сектору природног гаса се развија само билатерално тржиште. Учесници на тржишту су:

- произвођач (1);
- снабдевачи (62);
- јавни снабдевачи (32);
- крајњи купци (269.380 на регулисаном снабдевању и 1.515 на слободном тржишту);
- ОТС (2);
- ОДС (33), од којих један не обавља делатност и
- оператор складишта (1).



Слика 4-4: Шема тржишта природног гаса

У складу са Законом, ЈП Србијагас је, као снабдевач на слободном тржишту, одређен и за снабдевача јавних снабдевача и за резервног снабдевача. На велепродајном тржишту учесници су трговали природним гасом по ценама које нису регулисане, док се на малопродајном билатералном тржишту снабдевање одвијало по нерегулисаним и регулисаним ценама, с обзиром да су у 2018. години сви купци, осим домаћинстава и малих купаца, природни гас морали да купују на слободном тржишту. Домаћинства и мали купци имали су могућност избора снабдевача на слободном тржишту, с тим да увек могу да се врате код јавног снабдевача.

Влада Републике Србије је својим решењем од 07.12.2018. одредила ЈП Србијагас за снабдевача који ће снабдевати јавне снабдеваче природним гасом до 01.07.2019. и који је обавезан да све јавне снабдеваче који то од њега затраже, снабдева природним гасом под истим условима и по истој цени. Начин промене ове цене је одредила Влада Републике Србије. Исти услови важе и за јавног снабдевача ЈП Србијагас.

4.5.1 Велепродајно тржиште

На велепродајном тржишту природног гаса куповина и продаја се одвијају директно између учесника на тржишту. Велепродајно тржиште природног гаса је у 2018. години било базирано на трговини између снабдевача и између снабдевача и произвођача природног гаса. На овом тржишту је у 2018. години учествовало три снабдевача (ЈП Србијагас, Кинг гас д.о.о. и Cestor Veks d.o.o.) и произвођач Нафтна индустрија Србије а.д.

4.5.1.1 Снабдевање снабдевача

Велепродајно тржиште природног гаса је, осим куповине гаса за потребе јавних снабдевача, било базирано на билатералним уговорима између самих снабдевача и између произвођача и снабдевача. Током 2018, на велепродајном тржишту су три компаније продавале природни гас снабдевачима и јавним снабдевачима за потребе крајњих купаца. Просечна пондерисана велепродајна цена по којој су снабдевачи продавали природни гас другим снабдевачима у 2018. години износила је 34,03 дин/м³ и виша је за 11,5% у односу на цену која је реализована у претходној години. Од тога, просечна пондерисана велепродајна цена по којој су снабдевачи продавали природни гас јавним снабдевачима у 2018. години износила је 33,12 дин/м³ и виша је за 8,4% у односу на цену која је реализована у претходној години.

4.5.1.2 Регионално повезивање

Оператор транспортног система у Мађарској је развио платформу за расподелу и закуп капацитета на интерконекторима коју су купили и оператори транспортног система у Румунији, Бугарској и Грчкој за све своје интерконекторе, а Аустрија и Хрватска за интерконекторе према Мађарској. Србија за сада не користи платформу за расподелу и закуп капацитета на интерконекторима коју је развио мађарски оператор транспортног система, али се то може очекивати у наредном периоду.

4.5.2 Малопродајно тржиште

Крајњи купци су у 2018. години на тржишту укупно набавили и потрошили 2.202 милиона м³. Поред тога, НИС је потрошио 265 милиона м³ из своје производње, ХИП Азотара је увезла и потрошила 51 милион м³, тако да ове количине нису биле на тржишту. На слободном тржишту је куповало 1.515 купаца, од којих је 17 било и на резервном снабдевању. Купцима на слободном тржишту је укупно испоручено 1.881 милиона м³ (од чега на резервном снабдевању 3,5 милиона м³), односно 85% укупно испоручених количина гаса крајњим купцима, а продавало им је 28 снабдевача (највише ЈП Србијагас, 89%). У 2018. години, право на регулисано јавно снабдевање су имала домаћинства и мали купци са годишњом потрошњом мањом од 100.000 м³ и чији су сви објекти прикључени на дистрибутивни систем и њима је испоручен 321 милион м³. Током 2018. је дошло до припајања предузећа Родгас а.д. предузећу Беогас д.о.о. тако да је на крају По регулисаним ценама, купце су после припајања предузећа Родгас а.д. предузећу Беогас д.о.о. крајем 2018. снабдевала 32 јавна снабдевача.

Количине природног гаса испоручене за потребе снабдевања на слободном тржишту и на регулисаном тржишту, приказане су у табели 4-14.

Табела 4-14: Укупна потрошња природног гаса (на слободном и на регулисаном тржишту)

	2017. милион м ³	2018. милион м ³	2018./2017. индекс
Потрошено на слободном тржишту	1.917	1.881	98
Потрошено на регулисаном тржишту	329	321	98

На основу података добијених од снабдевача и јавних снабдевача природног гаса, просечна пондерисана малопродајна цена остварена на слободном тржишту у 2018. години, укључујући и трошкове коришћења транспортног и дистрибутивног система, износила је 35,26 динара/м³ и виша је за 11% у односу на цену која је остварена у претходној години. Остварена просечна пондерисана малопродајна цена на регулисаном тржишту износила је 34,82 динара/м³ и виша је за 0,4% у односу на остварену цену у претходној години, а за купце из групе мала потрошња, која укључује и домаћинства, та цена је била 35,12 динара/м³ и виша је за 0,3% у односу на остварену цену у претходној години.

За резервно снабдевање крајњих купаца који немају право на јавно снабдевање, Влада Републике Србије је, у складу са Законом, за резервног снабдевача изабрала ЈП Србијагас. Просечна остварена малопродајна цена за резервно снабдевање је била 36,51 динара/ m^3 и за 2,7% је нижа у односу на остварену цену у претходној години.

У 2018. години, за потребе купаца само је 5 ОДС испоручило више од 30 милиона m^3 , а 20 оператора мање од 10 милиона m^3 .

Највећи део природног гаса, 1.778 милиона m^3 или 81% од укупно продатих количина, купцима је у 2018. години продао ЈП Србијагас. После ЈП Србијагас, највећу продају купцима имао је ДП Нови Сад Гас са 72 милиона m^3 , односно око 3,3% и Yugorosgaz а.д. са 51 милиона m^3 гаса, односно 2,4% укупних продатих количина у 2018. Појединачно учешће преосталих снабдевача у укупним количинама је око и мање од 2%. Количине природног гаса које су снабдевачи продали крајњим купцима (не укључује гас који је НИС произвео и потрошио за сопствене потребе као ни потрошњу ХИП Азотаре коју је самостално обезбедила из увоза) током 2017. и 2018. су приказане у табели 4-15.

Табела 4-15: Продаја природног гаса крајњим купцима у 2017. и 2018.

Ред. број	Назив снабдевача	2017. (000 m ³)				2018. (000 m ³)				2018./2017.			
		Домаћ.	Топлане	Индустрија и остали	Укупно	Домаћ.	Топлане	Индустрија и остали	Укупно	Домаћ.	Топлане	Индустрија и остали	Укупно
1	7. Октобар, Нови Кнежевац	755	0	305	1.060	784	0	300	1.084	104	0	98	102
2	Беогаз, Београд	12.766	0	6.520	19.286	13.796	364	14.525	28.685	108	0	223	149
3	Београдске електране, Нови Београд	2.974	0	572	3.546	2.905	0	831	3.736	98	0	145	105
4	Босс петрол, Трстеник	17	0	229	246	24	0	286	310	141	0	125	126
5	Чока, Чока	294	0	311	605	311	0	276	587	106	0	89	97
6	Други октобар, Вршац	8.687	0	14.463	23.150	8.481	0	13.728	22.189	97	0	95	96
7	Елгас, Сента	1.258	0	644	1.902	1.282	0	687	1.969	102	0	107	104
8	Гас - Феромонт, Стара Пазова	15.899	914	9.291	26.104	14.665	683	9.780	25.128	92	75	105	96
9	Гас - Рума, Рума	5.712	535	12.320	18.567	5.852	673	13.251	19.776	102	126	108	107
10	Гас, Бечеј	1.536	0	1.693	3.229	1.512	0	1.517	3.029	98	0	90	94
11	Гас, Темерин	5.726	0	1.700	7.426	6.006	0	1.855	7.861	105	0	109	106
12	Градигел, Србобран	1.262	0	1.205	2.467	1.293	0	1.015	2.308	102	0	84	94
13	Топлана, Зрењанин	13.707	0	3.741	17.448	14.318	0	3.573	17.891	104	0	96	103
14	Ингас, Инђија	8.207	0	10.676	18.883	8.340	0	10.321	18.661	102	0	97	99
15	Интерклима, Врњачка бања	845	0	1.463	2.308	836	0	1.535	2.371	99	0	105	103
16	Комуналац, Нови Бечеј	1.181	0	854	2.035	1.251	0	831	2.082	106	0	97	102
17	Ковин - Гас, Ковин	3.144	1.097	3.972	8.213	3.365	1.028	3.920	8.313	107	94	99	101
18	Лозница - Гас, Лозница	1.647	3.569	5.033	10.249	1.697	3.423	5.202	10.322	103	96	103	101
19	МЕТ, Београд	0	0	17.312	17.312	0	0	0	0	0	0	0	0
20	НИС, Нови Сад	0	0	1.893	1.893	0	0	3.824	3.824	0	0	202	202
21	New Елгоре Gas, Београд	0	0	20.403	20.403	0	0	17.091	17.091	0	0	84	84
22	Нови Сад - Гас, Нови Сад	45.293	636	26.745	72.674	45.801	586	26.158	72.545	101	92	98	100
23	Полет, Пландиште	1.813	0	2.818	4.631	1.779	0	2.697	4.476	98	0	96	97
24	Ресава Гас, Свилајнац	434	0	1.170	1.604	440	0	1.913	2.353	101	0	164	147
25	Родгас, Бачка Топола	1.146	0	7.562	8.708	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Сајрус енерџи, Београд	2.294	0	238	2.532	2.322	0	248	2.570	101	0	104	102
27	Сигас, Пожега	217	0	117	334	226	0	92	318	104	0	79	95
28	Сомбор - Гас, Сомбор	1.871	0	3.774	5.645	1.876	0	3.854	5.730	100	0	102	102
29	Србијегас, Нови Сад	79.089	534.176	1.185.793	1.799.058	81.002	505.457	1.191.917	1.778.376	102	95	101	99
30	Срем - Гас, Сремска Митровица	5.462	956	11.713	18.131	5.598	882	13.238	19.718	102	92	113	109
31	Стандард, Ада	726	0	1.075	1.801	721	0	1.295	2.016	99	0	120	112
32	Суботичагас, Суботица	9.689	0	13.856	23.545	9.728	0	14.074	23.802	100	0	102	101
33	Топлана - Шабац, Шабац	3.083	0	661	3.744	3.003	0	730	3.733	97	0	106	99
34	Ужице-гас, Ужице	987	5.960	695	7.642	1.445	4.687	1.945	8.077	146	79	280	106
35	Врбас - Гас, Врбас	1.797	0	2.744	4.541	1.841	0	4.359	6.200	102	0	159	137
36	Југоросгаз, Београд	800	27.514	22.048	50.362	905	26.346	24.549	51.800	113	96	111	103
37	CESTOR-VEKS, Крушевац	0	1.863	1.566	3.429	0	1.032	2.142	3.174	0	55	137	93
38	Elgas Energy Trading, Београд	0	0	30.220	30.220	0	0	17.389	17.389	0	0	58	58
39	King Gas, Краљево	0	1.037	361	1.398	0	1.527	939	2.466	0	147	260	176
	Укупно:	240.318	578.257	1.427.756	2.246.331	243.385	546.688	1.411.887	2.201.960	101	95	99	98

4.5.2.1 Продаја природног гаса на регулисаном тржишту

Током 2018. године цене природног гаса за јавно снабдевање нису се мењале. Просечна пондерисана одобрена цена природног гаса за све купце на јавном снабдевању у Србији, на дан 31.12.2018. је износила 31,98 дин/м³, а за малу потрошњу која укључује и домаћинства 35,36 дин/м³.

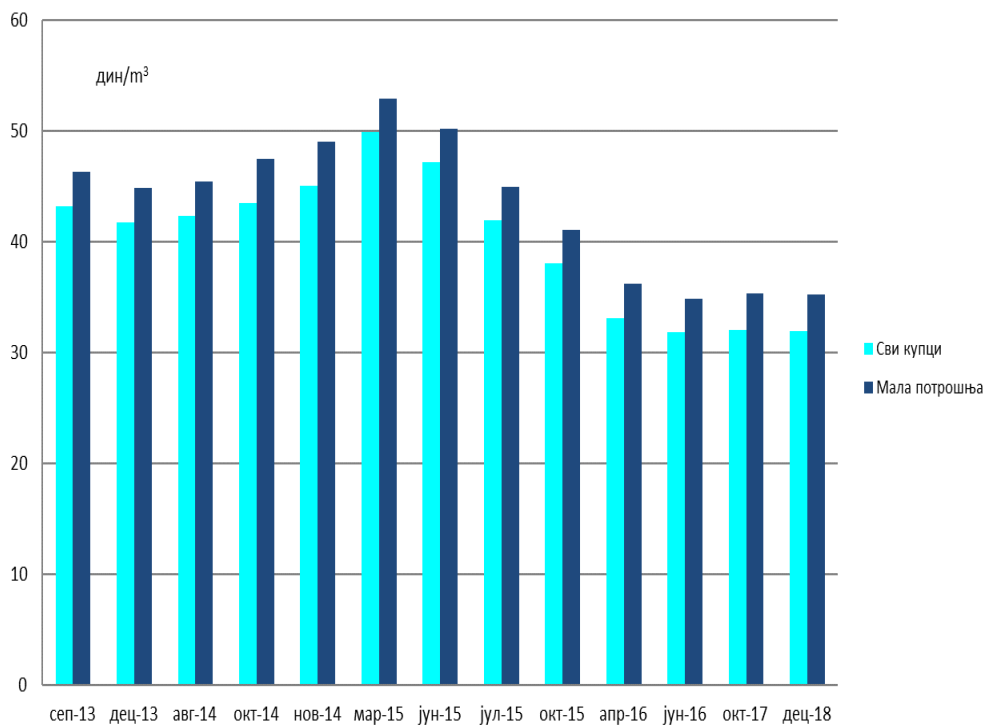
Табела 4-16: Просечна одобрена цена природног гаса за јавно снабдевање¹⁶

Ред. Број	Назив јавног снабдевача природног гаса	дин/м ³			
		Сви купци		Мала потрошња	
		31.12.2017.	31.12.2018.	31.12.2017.	31.12.2018.
1	7. Октобар, Нови Кнежевац	39,06	39,06	39,64	39,64
2	Беогаз, Београд	36,95	36,95	37,35	37,35
3	Београдске електране, Београд	33,48	33,48	34,16	34,16
4	Чока, Чока	36,33	36,33	38,88	38,88
5	Други октобар, Вршац	34,93	34,93	37,15	37,15
6	Елгас, Сента	35,76	35,76	35,90	35,90
7	Гас - Феромонт, Стара Пазова	33,56	33,56	34,42	34,42
8	Гас - Рума, Рума	37,82	37,82	38,66	38,66
9	Гас, Бечеј	41,74	41,74	42,01	42,01
10	Гас, Темерин	36,16	36,16	36,34	36,34
11	Градитељ, Србобран	35,06	35,06	36,67	36,67
12	Градска топлана, Зрењанин	37,33	37,33	37,65	37,65
13	Ингас, Инђија	33,39	33,39	35,00	35,00
14	Интерклима, Врњачка Бања	33,87	33,87	35,01	35,01
15	Комуналац, Нови Бечеј	35,58	35,58	36,37	36,37
16	Ковин - Гас, Ковин	32,91	32,91	36,06	36,06
17	Лозница - Гас, Лозница	39,82	39,82	39,82	39,82
18	Нови Сад - Гас, Нови Сад	34,04	34,04	35,03	35,03
19	Полет, Пландиште	36,06	36,06	38,35	38,35
20	Ресава Гас, Свилајнац	36,39	36,39	36,96	36,96
21	Родгас, Бачка Топола	37,43	-	38,25	-
22	Сигас, Пожега	44,89	44,89	45,13	45,13
23	Сомбор - Гас, Сомбор	36,76	36,76	37,19	37,19
24	Србијагас, Нови Сад	31,40	31,40	34,37	34,37
25	Срем - Гас, Ср. Митровица	32,41	32,41	34,21	34,21
26	Стандард, Ада	37,64	37,64	38,63	38,63
27	Суботицагас, Суботица	33,30	33,30	34,68	34,68
28	Топлана - Шабац, Шабац	33,88	33,88	33,96	33,96
29	Ужице-гас, Ужице	34,23	34,23	34,97	34,97
30	Врбас - Гас, Врбас	32,79	32,79	34,93	34,93
31	Yugorosgaz, Београд	28,63	28,63	30,89	30,89
	ПРОСЕЧНО	31,99	31,98	35,37	35,36

Актуелне цене и хронолошки преглед промена цена природног гаса за јавно снабдевање могу се видети на интернет страници Агенције (www.aers.rs).

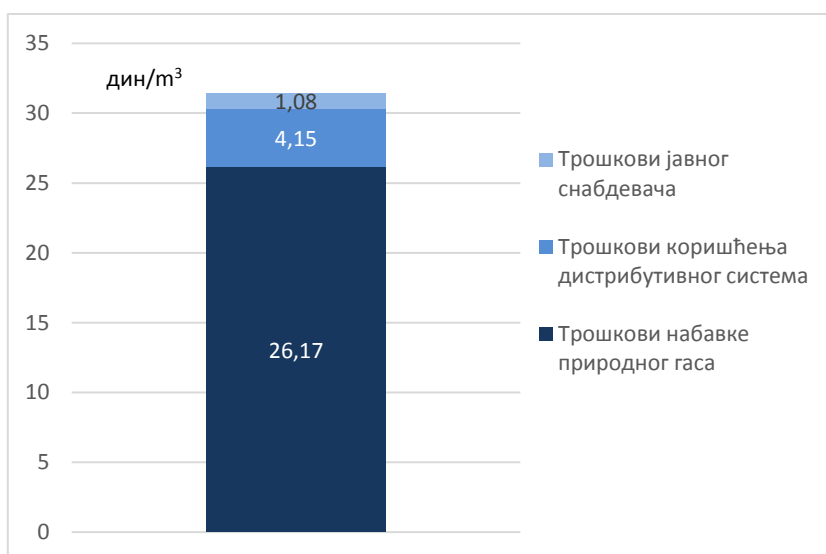
¹⁶ BOSS Construction, Трстеник и Syrus Energy, Београд током 2018. примењују цене природног гаса за јавно снабдевање у нивоу цена Србијагас, Нови Сад. Родгас, Бачка Топола је у 2018. години престао да обавља енергетску делатност.

На слици 4-5 је приказана промена просечне одобрене цене природног гаса за све купце који су имали право на јавно снабдевање и посебно за малу потрошњу која укључује и домаћинства.



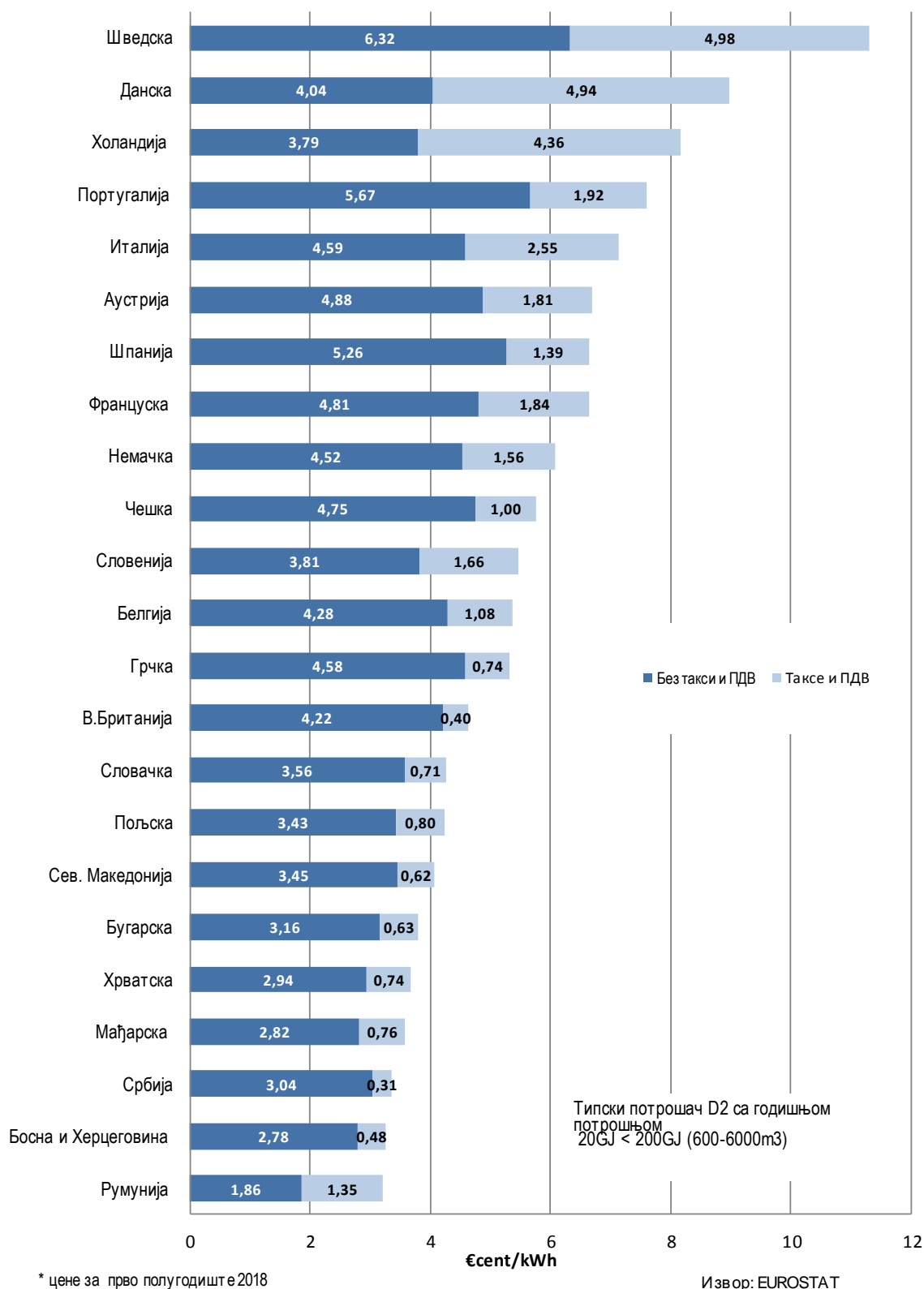
Слика 4-5: Промена просечне одобрене цене природног гаса за јавно снабдевање

У цени природног гаса за јавно снабдевање, код свих јавних снабдевача, доминантан удео имају трошкови набавке природног гаса. На дан 31.12.2018. године, трошкови набавке природног гаса учествују у укупној просечној одобреној цени јавних снабдевача са око 80%. На слици 4-6 је приказана структура просечне регулисане цене природног гаса за јавно снабдевање ЈП Србијагас од 31,40 дин/м³, која је примењивана 31.12.2018. године.



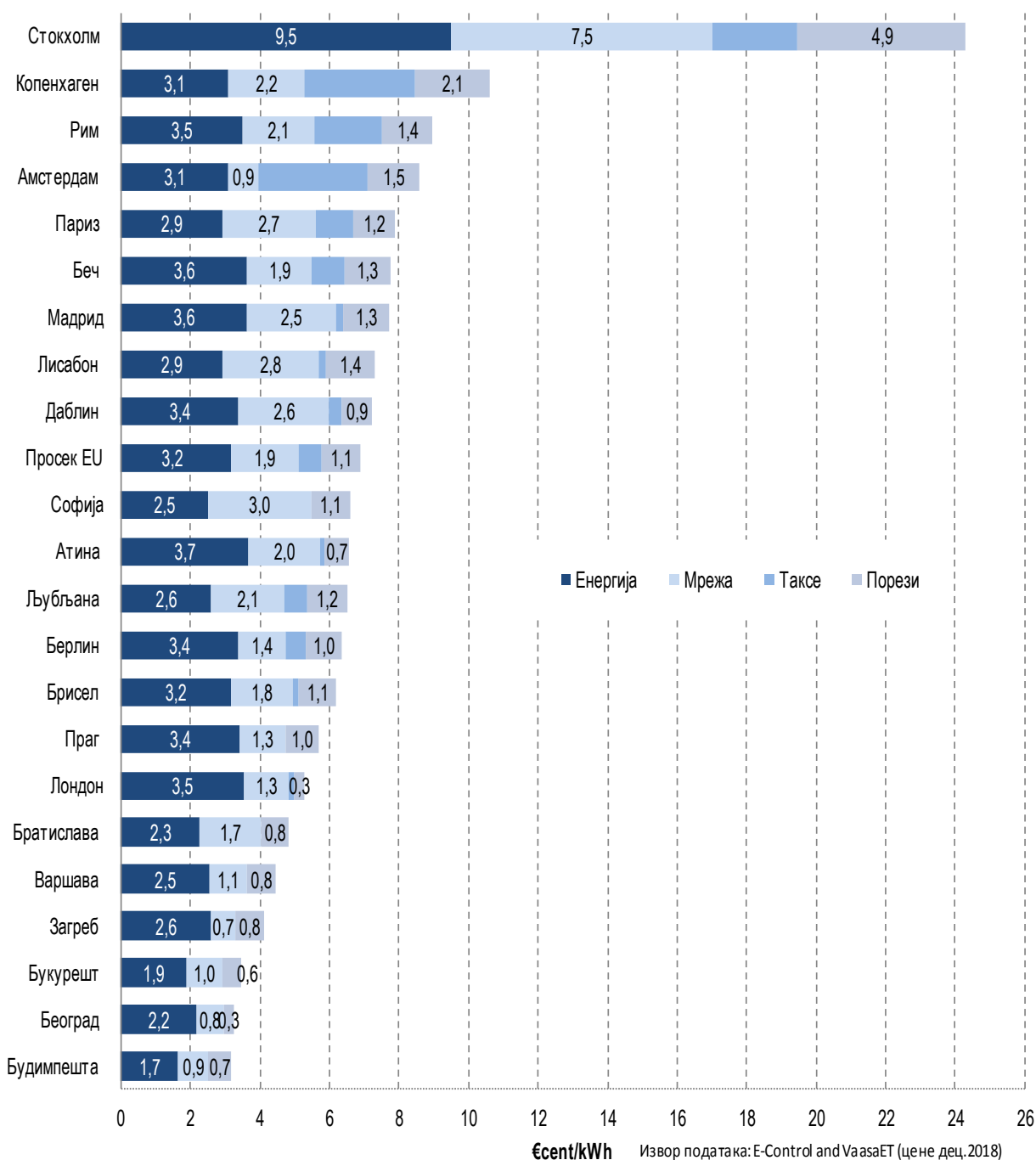
Слика 4-6: Структура просечне одобрене цене природног гаса за јавно снабдевање ЈП Србијагас на дан 31.12.2018.

На слици 4-7 је приказано поређење цена природног гаса у Србији и у другим земљама ЕУ и региона, за референтног купца из категорије домаћинство у првом полугодишту 2018. године.



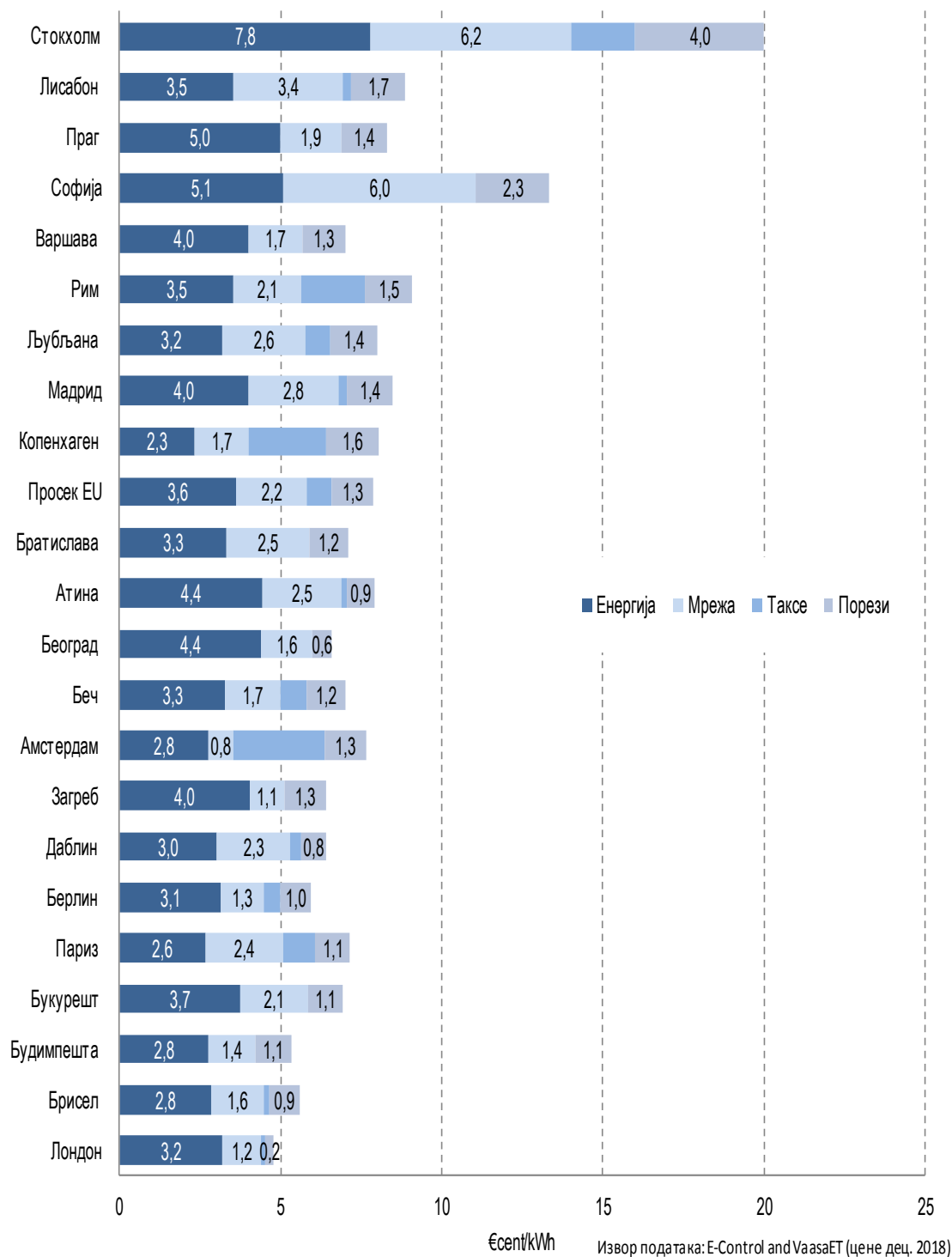
Слика 4-7: Цене природног гаса за домаћинства – прво полугодиште 2018.

На слици 4-8 је дата детаљнија структура елемената цене природног гаса за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2018. године. На основу приказане структуре цене природног гаса, може се видети да је учешће мрежних цена (које су предмет регулације) у укупној цени природног гаса за домаћинства у Србији међу најнижим и креће се око 24%, док европски просек износи око 28%, као и да је у Србији знатно ниже учешће трошкова пореза и такси.



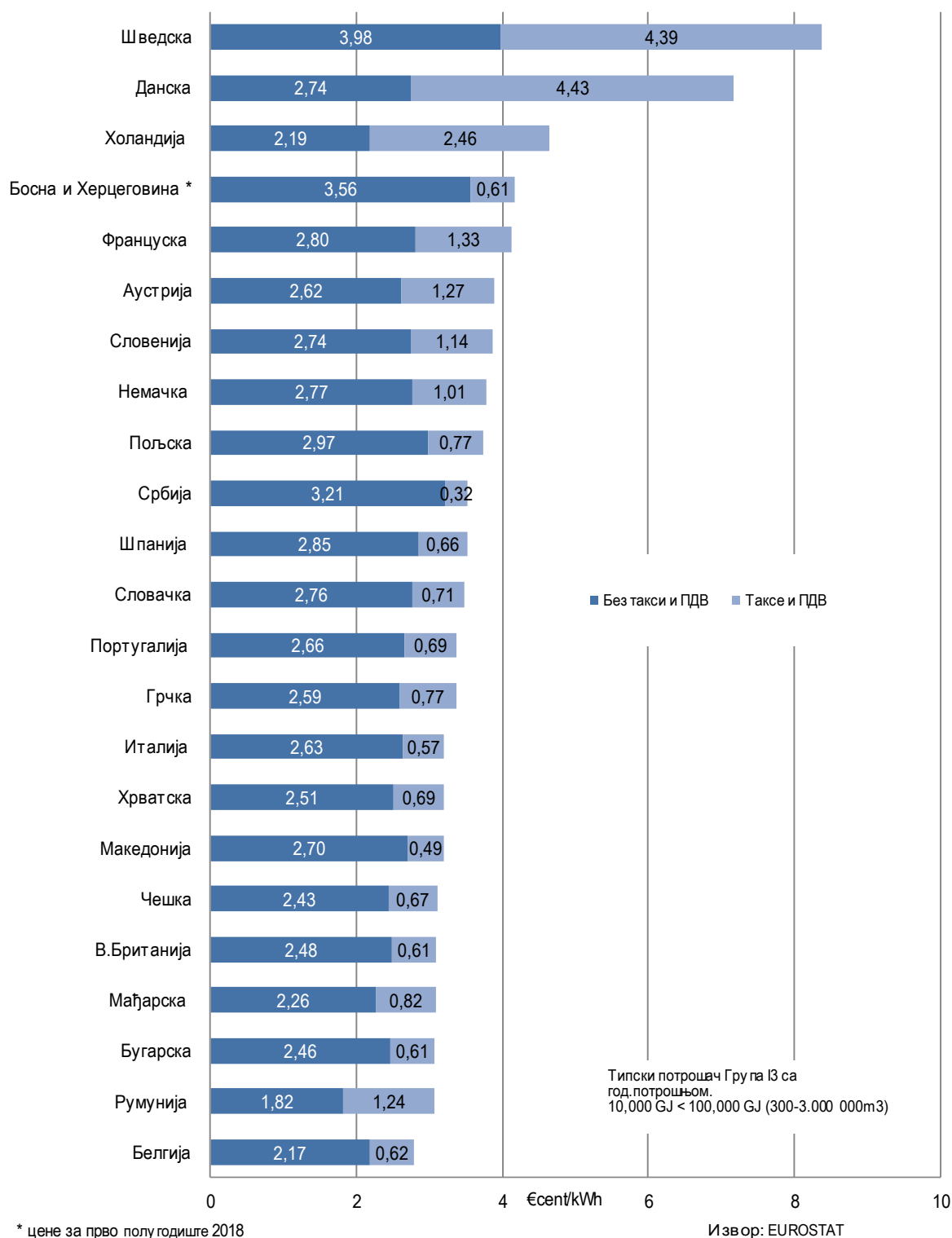
Слика 4-8: Структура цене природног гаса за домаћинства у појединим европским главним градовима у децембру 2018.

На слици 4-9 је дата структура продајне цене природног гаса за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2018. године сведене на паритет куповне моћи. На тај начин, код поређења цена узете су у обзир и разлике у зарадама и друштвеном стандарду и богатству које постоји између европских земаља. У овом случају, цене природног гаса за домаћинства у Београду су нешто ниже у односу на просечну цену у другим главним градовима у европским државама, што је превасходно последица различитог стандарда становништва по европским земљама.



Слика 4-9: Структура цене природног гаса за домаћинства у појединим европским главним градовима у децембру 2018. сведена на паритет куповне моћи

На слици 4-10 је приказано поређење цене природног гаса за референтног купца из категорије индустрија у Србији и другим земаљама из ЕУ и региона, у првом полугодишту 2018. године. Разлике цена добрим делом произилазе из различите пореске политике, односно различитих такси и пореза који оптерећују индустријске потрошаче.



Слика 4-10: Цене природног гаса за индустрију – прво полугодиште 2018.

4.5.2.2 Промена снабдевача

Правила о промени снабдевача су донета у јулу 2015. године. На основу искустава у примени, током 2016. године су припремљене измене и допуне ових правила која су усвојена почетком 2017. године. Овим правилима се уређују услови и поступак промене снабдевача који снабдева крајњег купца по уговору о потпуном снабдевању природним гасом. У циљу праћења спровођења овог поступка, Агенција је и за 2016. прикупила податке о променама снабдевача од ОТС и ОДС и анализирали тешкоће снабдевача и купаца у реализацији. Подаци о промени снабдевача на транспортном систему се односе на мерна места која се налазе на систему ЈП Србијагас, јер на транспортном систему Yugorgasgaz–Транспорт нема прикључених крајњих купаца.

На транспортном систему, од укупно 64 мерна места за крајње купце, током 2018. на једном мерном месту је промењен снабдевач. Предмет промене снабдевача је било 148 милиона m^3 природног гаса, што представља 16,6% од укупно испоручених количина купцима прикљученим на транспортни систем.

Већина ОДС је пријавила да на њиховим системима није било промене снабдевача. На дистрибутивном нивоу, укупан број места испоруке за крајње купце на крају 2018. је био 276.518, а од тог броја, снабдевач је промењен на 57 мерних места, на којима је испоручено 24,8 милиона m^3 , што је 1,7% количина природног гаса од укупно 2.202 милиона m^3 укупне потрошње на тржишту (без потрошње НИС-а из сопствене производње и потрошње ХИП Азотаре која није била на тржишту).

Укупно, на транспорту и на дистрибуцији, током 2018. је на 58 од укупно 276.581 мерних места за крајње купце промењен снабдевач, а од укупне потрошње на тржишту (без потрошње НИС-а из сопствене производње и потрошње ХИП Азотаре која није била на тржишту), предмет промене снабдевача је било 7,85% гаса.

4.6 Праћење и регулација квалитета испоруке и снабдевања

Законом је прописано да Агенција доноси Правила о праћењу техничких и комерцијалних показатеља и регулисању квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом. Савет Агенције је донео ова правила у децембру 2013, а ступила су на снагу почетком 2014. године. Правилима су прописани начин и рокови за прикупљање података од енергетских субјеката који се баве делатностима транспорта, дистрибуције и снабдевања природним гасом, ради успостављања система регулације квалитета испоруке и снабдевања.

Као технички показатељи квалитета испоруке, дефинисани су поузданост рада система и квалитет природног гаса, а као комерцијални показатељи квалитета испоруке односно снабдевања, благовременост извршавања прописаних обавеза од утицаја на квалитет испоруке и снабдевања природним гасом.

Овим правилима је предвиђено да енергетски субјекти податке о показатељима квалитета испоруке и снабдевања природним гасом прикупљају систематично и на исти начин, о чему извештавају Агенцију једном годишње.

Прикупљање података се спроводи на годишњем нивоу, почело је у 2015. години, настављено је и током 2016, 2017. и 2018, са циљем да се омогући да Агенција на основу достављених података и извештаја прати квалитет испоруке и снабдевања и пореди резултате енергетских субјеката који обављају исту енергетску делатност. Као и у претходним годинама, ни у 2018. нису сви енергетски субјекти обезбедили и Агенцији доставили тражене податке.

4.6.1 Непрекидност испоруке

Непрекидност испоруке природног гаса се одређује на основу броја и трајања прекида у испоруци природног гаса и прати се и на транспортном и на дистрибутивном систему. Податке о непрекидности испоруке на дистрибутивном систему је доставио 31 ОДС. На основу достављених података су израчунати годишњи показатељи непрекидности испоруке.

4.6.1.1 Непрекидност испоруке са транспортних система

Подаци о непрекидности испоруке на транспортним системима који се прате су:

- број планираних и непланираних прекида;
- трајање прекида и
- време најаве планираних прекида.

Оператори транспортних система природног гаса су током 2018. доставили податке о броју и трајању планираних и непланираних прекида, према узроцима који су довели до прекида, приказани су у табели 4-17.

Табела 4-17: Прекиди на транспортним системима према узроцима

ОТС	Узроци прекида					
	планирани прекиди		непланирани прекиди		виша сила	
	број прекида	укупно трајање прекида (мин)	број прекида	укупно трајање прекида (мин)	број прекида	трајање прекида
Србијагас	7	5.460	0	0	0	0
Yugorosgaz-Транспорт	0	0	0	0	0	0

На транспортном систему ЈП Србијагас је било само планираних прекида, који су укупно трајали 5.460 часова и сагласно правилима, као узрок су наведени планирани радови на санацији или измештању гасовода. На транспортном систему Yugorosgaz-Транспорт, није било догађаја који би довели до прекида у испоруци природног гаса.

4.6.1.2 Непрекидност испоруке са дистрибутивних система

Оператори дистрибутивних система природног гаса су за 2018. годину доставили податке о броју и трајању прекида, према узроцима који су довели до прекида дужих од 60 минута, на основу којих су и за планиране и за непланиране прекиде израчунати показатељи непрекидности испоруке SAIFI¹⁷ и SAIDI¹⁸. Приказани су подаци сумарно за све дистрибутивне системе за које су добијени подаци и максимални и минимални SAIFI и SAIDI који су остварени у појединачном дистрибутивном систему. Сумарни подаци о непрекидности испоруке са дистрибутивних система односе се на 183.591 од укупно 276.518 места испоруке, односно на 66,4% места испоруке.

Табела 4-18: Сумарни показатељи непрекидности на дистрибутивним системима за непланиране прекиде

Узрок прекида	Непланирани прекиди				
	Број прекида	SAIFI (број прекида/корисник)	SAIDI (мин/корисник)	Максимални остварени SAIFI	Максимални остварени SAIDI
Редукција са узводног система	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Истицање гаса	39	0,01	1,15	0,07	9,44
Трећа страна	230	0,06	9,37	1,00	154,62
Неодговарајући капацитет мреже	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Други разлози	1	0,00	0,02	0,00	0,18
Укупно	270	0,07	10,54	1,07	164,24

Као и у претходној години, подаци показују да није било непланираних прекида услед неодговарајућег капацитета мреже или због редукције на узводном систему, тако да је као и у претходном периоду, највећи број непланираних прекида у 2018. био услед деловања треће стране.

Табела 4-19: Сумарни показатељи непрекидности на дистрибутивним системима за планиране прекиде

Узрок прекида	Планирани прекиди				
	Број прекида	SAIFI (број прекида/корисник)	SAIDI (мин/корисник)	Максимални остварени SAIFI	Максимални остварени SAIDI
Узрок на повезаном систему	2	0,02	15,31	0,09	61,03
Административни прекид	2	0,01	0	0,46	0
Операторов прекид	62	0,06	27,36	1,00	540,00
Некатегорисани прекид	74	0,02	3,43	0,17	28,37
Укупно	140	0,11	46,11	1,72	629,4

Када се посматрају показатељи непрекидности SAIFI и SAIDI за планиране прекиде, израчунати на основу расположивих података, у погледу дужине трајања прекида по кориснику највећи утицај на кориснике су, као и претходне године, имали прекиди узроковани активностима оператора дистрибутивног система и прекиди са узроком на повезаном систему.

¹⁷ SAIFI (број прекида/месту испоруке) представља просечну учестаност прекида у испоруци природног гаса по кориснику, а рачуна се као количник кумулативног броја прекида у испоруци природног гаса и укупног броја корисника

¹⁸ SAIDI (минута/месту испоруке) представља просечно трајање прекида у испоруци природног гаса у минутима по кориснику, које се рачуна као количник кумулативног трајања свих прекида у испоруци природног гаса и укупног броја корисника

Сумарни подаци о непрекидности испоруке са свих дистрибутивних система за које су достављени подаци, и за планиране и за непланиране прекиде су дати у табели 4-20.

Табела 4-20: Сумарни показатељи непрекидности на дистрибутивним системима

Врста прекида	Сумарни показатељи непрекидности		
	Број прекида	SAIFI (број прекида/корисник)	SAIDI (мин/корисник)
Планирани прекиди	140	0,11	46,11
Непланирани прекиди	270	0,07	10,54
Укупно	410	0,18	56,65

4.6.2 Комерцијални квалитет

Правилима о праћењу квалитета су дефинисани и подаци које оператори система и снабдевачи морају да евидентирају како би се омогућило праћење комерцијалног квалитета.

Подаци који се прикупљају су груписани у четири области које описују комерцијални квалитет:

- 1) прикључење, обустава и искључење;
- 2) приступ систему;
- 3) мерење и обрачун и
- 4) корисничке услуге.

Током 2018. године су прикупљени подаци о комерцијалном квалитету, на годишњем нивоу, и још увек нису достигли жељени ниво поузданости и тачности. Од 32 ОДС (који су обављали делатност на крају 2018.), податке је доставило 31 оператор, који испоручују природни гас на 54,3% места испоруке (150.065 од 276.518).

4.6.2.1 Прикључење, обустава и искључење

Подаци који се односе на решавање захтева за прикључење су у збирном приказу дати у табели 4-21.

Табела 4-21: Захтеви за прикључење

Захтеви за прикључење			
Број	поднетих захтева		3.938
	решених захтева	којима се одобрава прикључење	3.869
		којима се одбија прикључење	59
		који су решени на други начин	10
		Укупно	3.926
		у року од 15 дана	3.855
%	решених захтева у односу на број поднетих захтева којима се одобрава прикључење у односу на број решених		99,7
	решених захтева у року од 15 дана		98,2
	Просечно време потребно за одлучивање по захтеву изражено у данима		11

Пошто се прикључак изгради и буду испуњени сви услови за прикључење, оператори имају рок од 15 дана да објекат прикључе на дистрибутивни систем. Подаци о прикључењу објеката су збирно дати у табели 4-22.

Табела 4-22: Прикључење објеката

Прикључење		
Број	прикључених објеката	3.743
	прикључених објеката у року од 15 дана	3.731
%	прикључених објеката у року од 15 дана	99,7
Просечно трајање у данима	потребно за прикључење од дана испуњења свих услова	6

4.6.2.2 Приступ систему

Како је од почетка 2015. године тржиште природног гаса отворено за све купце, могло се очекивати да ће снабдевачи купаца који су изашли на тржиште подносити захтеве за приступ системима на које су прикључени објекти тих купаца. Међутим, ОДС нису водили адекватну евиденцију о захтевима за приступ на начин да би се добили квалитетни и поуздани подаци о комерцијалном квалитету.

4.6.2.3 Мерење и обрачун

Основани приговори који су достављани на обрачун су, према узроцима били због: неисправног читавања 96%, неисправног обрачуна (енергетски део) 1%, неисправног фактурисања 1% и остало 2%, док приговора због неисправног мерења није било. Просечно време решавања приговора на обрачун је током 2018. било најкраће 1 дан, а најдуже 6 дана.

Укупан број поднетих захтева од стране корисника - крајњих купаца за ванредну контролу мерних уређаја је током 2018. износио 51 и све контроле су извршене. На тим контролама је уочено 13 неправилности (26% од извршених контрола) и све су отклоњене. Број извршених ванредних контрола мерних уређаја који је спроведен у прописаном року од 10 дана је 14 (28%).

4.6.2.4 Кориснички сервис

Иако су уложени напори да се организује прикупљање података и о овом аспекту комерцијалног квалитета, подаци о корисничким центрима још увек нису расположиви.

4.7 Сигурност снабдевања природним гасом

За обезбеђивање дугорочне сигурности снабдевања природним гасом, од велике је важности адекватно планирање развоја система. Транспортгас Србија д.о.о. и Yugorosgaz-транспорт д.о.о. су као оператори транспортног система дужни да сачине и доставе Агенцији на сагласност десетогодишње планове развоја транспортног система. У току 2018. године Транспортгас Србија д.о.о. није доставио Агенцији десетогодишњи план развоја транспортног система. Оператор транспортног система Yugorosgaz-транспорт д.о.о. је доставио десетогодишњи план развоја транспортног система у мају 2018. године. Агенција је организовала јавне консултације и изнела предлоге за унапређење овог плана, после чега је план коригован тако да је у септембру 2018. године Савет Агенције дао сагласност на План развоја транспортног система Yugorosgaz-транспорт д.о.о. за период 2018.-2027. година.

4.7.1 Прогноза потрошње природног гаса

Будућа потрошња природног гаса ће у великој мери зависити од његове цене. Уколико не дође до значајног пораста цене природног гаса, у наредним годинама би могло доћи до постепеног раста потрошње као што је био случај у 2018. години. Раст потрошње ће се омогућити прикључењем нових индустријских постројења и изградњом нових дистрибутивних мрежа у до сада негасификованим подручјима.

Значајнији раст потрошње ће бити подстакнут изградњом капацитета за производњу електричне енергије на природни гас, пре свега когенеративних постројења. Планирано је да ТЕ-ТО Панчево, снаге 190 MW електричне енергије, која ће користити природни гас, почне са радом у 2020. години.

4.7.2 Пројекти за повећање сигурности снабдевања

Сигурност снабдевања природним гасом је значајно повећана активирањем рада подземног складишта Банатски Двор, са максималним капацитетом истискивања које сада износи 5,1 милиона m^3 /дан.

У току су припреме за изградњу интерконектора са Бугарском, на бази Споразума о изградњи гасовода Ниш – Димитровград - Софија, који би значајно допринео повећању сигурности снабдевања. Споразум је потписан 2012. године, а Меморандум о разумевању између Владе Републике Србије и Владе Републике Бугарске је потписан у јануару 2017. године. Дужина овог гасовода би требало да буде око 150 km, а капацитет 1,8 милијарди m^3 годишње. За изградњу деонице гасовода у Републици Србији обезбеђена су неповратна средства из ИПА фондова Европске уније у износу од 49.6 милиона €. Очекује се да гасовод буде у функцији у 2022. години.

Газпромекспорт је у току 2017. године исказао заинтересованост за транспортом природног гаса од бугарско-српске границе до српско-мађарске границе. Гаспром и ЈП Србијагас су формирали предузеће ГАСТРАНС д.о.о. са циљем изградње овог гасовода. У фебруару 2018. године ГАСТРАНС д.о.о. је, са циљем да се осигура изградња гасовода, поднео Агенцији захтев за изузеће: од примене правила приступа треће стране, од власничког раздвајања и од регулисаних цена за коришћење гасовода. Агенција је у фебруару донела одлуку о начину и роковима за испитивање заинтересованости тржишта о коришћењу овог гасовода, тако да је ГАСТРАНС д.о.о. почетком марта објавио јавни позив за подношење необавезујућих понуда за резервацију капацитета. Пошто је у овој фази исказано интересовање за капацитетима гасовода, Агенција је почетком октобра 2018. године донела Решење о изузећу новог интерконектора за природни гас које је послато Секретаријату Енергетске заједнице на мишљење. За давање мишљења Секретаријат има четири месеца, после чега ће Агенција донети коначно решење о изузећу, на основу кога ће бити спроведена процедура за добијање обавезујућих понуда за резервацију капацитета. Према прелиминарним подацима, почетак изградње гасовода је планиран за прву половину 2019. године, а завршетак у две фазе - за излазе према Републици Србији у децембру 2019. године, а за излаз према Мађарској до октобра 2021. године. Изградњом овог гасовода инфраструктурни стандард снабдевања N-1 у Републици Србији ће бити задовољен, јер ће се са 33,8% повећати на 114%. За повећање сигурности снабдевања може бити значајно повезивање и са гасоводним системима других околних земаља, пре свега оним земљама које имају развијенију гасну инфраструктуру и додатне могућности обезбеђења природног гаса, као што су Румунија и Хрватска.

5. СИРОВА НАФТА, ДЕРИВАТИ НАФТЕ, БИГОРИВА И КОМПРИМОВАНИ ПРИРОДНИ ГАС

5.1 Структура сектора и капацитети

Усвајањем Закона о енергетици 2014. године, у складу са циљевима енергетске политике, подстакнут је развој конкуренције у сектору нафте, деривата нафте, биогорива и компримованог природног гаса у Републици Србији, како би се повећала ефикасност овог сектора кроз дејство тржишних механизма. У складу са овим Законом, лиценциране енергетске делатности из сектора нафте, деривата нафте, биогорива и компримованог природног гаса су:

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

5.1.1 Организациона и власничка структура нафтног сектора

Доминантни учесник на српском тржишту нафте и нафтних деривата је компанија Нафтна индустрија Србије а.д. (у даљем тексту: НИС) који се бави истраживањем, производњом, прерадом и продајом нафте, нафтних деривата и природног гаса. Вертикално интегрисана компанија НИС је од 2010. године на берзи, а њени власници су: руска компанија „Гаспром њефт“ са учешћем нешто већим од 56%, Република Србија са нешто мањим од 30%, док је око 14% у власништву великог броја малих акционара. НИС обавља рафинеријску прераду сирове нафте, поседује највећу малопродајну мрежу и највеће складишне капацитете за све врсте моторних горива и сирове нафте. У сектору малопродаје моторних и других горива, значајнији удео имају и компаније Лукоил, ОМВ, МОЛ Србија, ЕКО-Србија, Кнез Петрол, Петрол, а затим и мањи независни малопродајни системи Еуропетрол, пословни систем Михајловић, Арт Петрол, AVIA и други.

Транспорт нафте нафтоводима обавља ЈП Транснафта, које је у 2016. добило лиценцу за ову делатност за други десетогодишњи период.

У Републици Србији нема изграђене инфраструктуре за јавни транспорт деривата нафте продуктоводима, ван компанија које овај вид транспорта користе за своје потребе.

5.2 Капацитети за производњу и транспорт

5.2.1 Производња нафте, деривата нафте и биогорива

Делатност производње деривата нафте, поред процеса добијања деривата нафте рафинеријском прерадом сирове нафте, дегазолинажом или сепарацијом лаких утечњених угљоводоника, обухвата и све оне технолошке процесе који резултирају стандардизованим производима прописаног квалитета.

За производњу деривата нафте у Србији је до краја 2018. лиценцирано пет енергетских субјеката: НИС, који је у 2016. добио лиценцу за ову делатност за други десетогодишњи период, Стандард гас доо Нови Сад, Петрол ЛПГ доо из Београда, ВМЛ доо из Јакова и Energreen MTV доо из Новог Сада. У 2018. години, привредном друштву Хипол а.д. из Оџака је трајно одузета лиценца за ову делатност.

Такође, Законом је, као посебна делатност, дефинисана производња биотечности, тако да лиценцирана делатност производње биогорива сада обухвата процесе добијања стандардизованих моторних горива намењених за погон превозних средстава, а лиценцирана делатност производње биотечности, процесе добијања стандардизованих енергетских горива биопорекла намењених за грејање и хлађење.

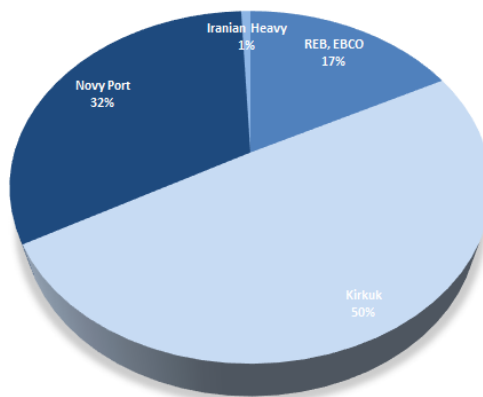
Право да намешавају биогорива са горивима нафтног порекла имају енергетски субјекти који располажу специфичним енергетским објектима за хомогенизацију ових флуида и који су прибавили лиценцу за обављање ове енергетске делатности. На идентичан начин, уведена је и делатност пуњења посуда течним нафтним гасовима који се користе за енергетске намене, као што су пропан и пропан-бутан смеша, као и пуњење посуда компримованим, односно утечњеним природним гасом.

За обављање делатности производње биогорива и производње биотечности, лиценциран је само енергетски субјекат Биогор Оил доо из Сукова. Исто привредно друштво је, уз НИС, једино лиценцирано и за енергетску делатност намешавања биогорива са горивима нафтног порекла. До краја 2018. лиценцирано је 16 енергетских субјеката за обављање делатности пуњења посуда течним нафтним гасовима који се користе за

енергетске намене, тако да је број енергетских субјеката који имају лиценцу за обављање те делатности током 2018. повећан за око 130%.

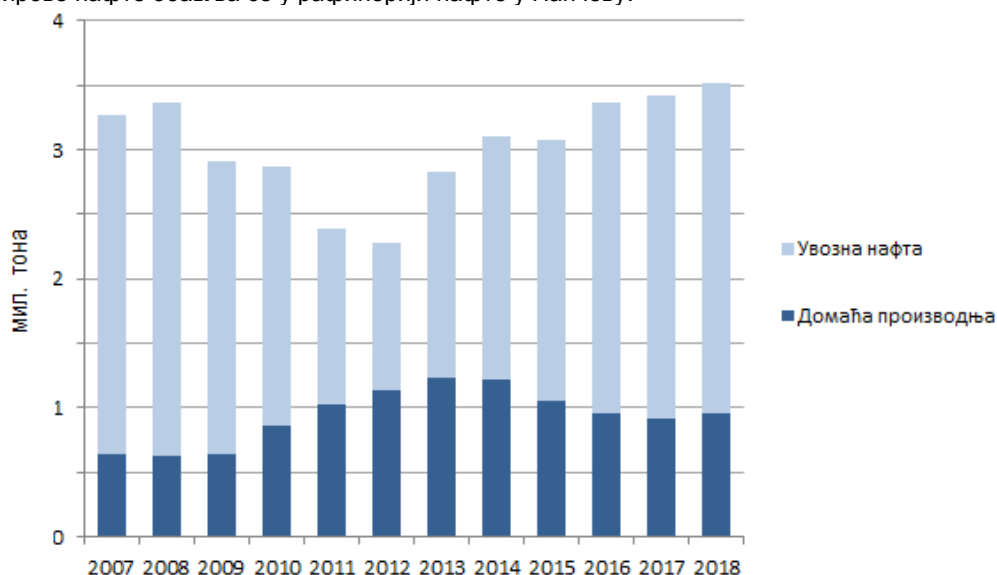
Према Закону о енергетици, деривати нафте и биогорива која се стављају на тржиште морају испуњавати услове утврђене прописима о квалитету течних нафтних горива и биогорива, као и техничким и другим прописима који се односе на промет деривата нафте и биогорива.

Производњу, увоз и рафинеријску прераду сирове нафте у Србији обавља искључиво НИС. Укупна потрошња сирове нафте и полупроизвода из домаће производње, увоза и залиха у 2018. години, у Србији је била око 3,633 милиона тона. Производњом сирове нафте бави се компанија НИС (блок Истраживање и производња) и то на 63 нафтна поља са 666 бушотина у експлоатацији у Србији. У Србији је у 2018. години произведено око 0,96 милиона тона сирове нафте (27% од укупне потрошње), а око 2,56 милиона тона (73%) је обезбеђено из увоза, претежно из Ирака (нафта типа Киркук) и Русије (нафте типа REB, EBCO и Novy Port).



Слика 5-1: Типови увезене сирове нафте у 2018.

Прерада сирове нафте обавља се у рафинерији нафте у Панчеву:



Слика 5-2: Рафинеријска прерада сирове нафте у Србији у периоду 2007-2018.

Рафинеријска прерада сирове нафте је, након завршеног првог циклуса модернизације Рафинерије Панчево у 2013. години (постројења за лаки хидрокрекинг и хидрообраду и обезбеђивања производње моторних горива искључиво „Еуро 5“ квалитета), у 2018. повећана за 2,86% у односу на претходну годину и тако другу годину за редом постигла десетогодишњи максимум. Рафинерија Панчево је 2017. добила ИПСС дозволу, (дозволу за интегрисано спречавање и контролу загађења животне средине) чиме је потврђено да је производни процес у овој рафинерији у потпуности усклађен са домаћим и европским стандардима у области заштите животне средине. Такође, у рафинерији Панчево, 2018. године је започета изградња постројења за дубоку прераду, чија се финализација очекује у трећем кварталу 2019. године, након чега ће се повећати удео деривата нафте који се тржишно боље валоризују, уз достизање квалитета свих произведених моторних и енергетских горива усклађених са Директивом (ЕЗ) 2016/802 о смањењу сумпора у течним горивима.

Домаћа производња сирове нафте је максимални ниво достигла у 2013. години. У односу на ову годину, производња сирове нафте у 2018. је била мања за 22,4%, али истовремено и око 4% већа у односу на 2017.годину, чиме је прекинут четворогодишњи тренд пада домаће производње сирове нафте. Увоз сирове нафте и полупроизвода наставио је да расте стопом од 2,44% у односу на 2017.годину. Удео домаће сирове нафте у укупној рафинеријској преради 2008. је био 18,6%, у 2012. око 49,5%, док је у 2018. био 27,2%, што је благо повећање у односу на претходну годину.

У Србији се производња деривата нафте, тачније течних нафтних гасова, осим у рафинерији у Панчеву, обавља и у погону НИС за стабилизацију, односно припрему природног гаса за транспорт у Елемиру (пропан, као и гасни кондензат), у погонима у Оџацима на којима производњу обављају Стандард гас и Energreen MTV (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. Производњу пропан-бутан смеше и аутогаса, засновану на намешавању компонената, компанија Петрол LPG обавља у погону у Смедереву, а компанија VML у погону у Јакову.

Деривати нафте, као крајњи производи, осим из рафинеријске прераде, обезбеђују се и из увоза и из залиха. У 2018. години, увезено је 0,987 милиона тона деривата, што је за око 2% мање него у 2017. години. Претежно су увозени евро дизел (квалитета усаглашеног са SRPS EN 590) и ТНГ, као и мање количине безоловног моторног бензина (квалитета усаглашеног са SRPS EN 228). У 2018. извезено је 0,792 милиона тона деривата, што је око 23% више у односу на претходну годину.

Укупна потрошња моторних горива у 2018. била је око 2,4 милиона тона, што је за 4,5% више него у претходној, 2017. години. У структури потрошње моторних горива, бензини су учествовали са 17,9%, гасна уља са 74,3%, а ТНГ-аутогас са 7,8%. Укупна потрошња бензина је повећана за 1%, у односу на 2017. годину, потрошња гасних уља - евро дизела и гасног уља 0.1 је већа за 6,5%, док је потрошња екстра лаког (ЕЛ) евро гасног уља мања за 2,2%, као и потрошња аутогаса, која је мања за 4,8%.

Ово је шеста година за редом како се бележи пад потрошње аутогаса, што је последица одустајања од коришћења овог алтернативног горива у возилима, због релативно већег повећања цене овог, у односу на остала горива, тако да се коришћење аутогаса исплати само за возила која годишње прелазе велики број километара. О потрошњи компримованог природног гаса за погон превозних средстава не постоје прецизни подаци. Такође, према јавно расположивим подацима, у Републици Србији укупно је регистровано око 2,5 милиона превозних средстава, од чега је свега 200 возила на електрични погон, тако да се може рећи да тај тип транспорта за сада не утиче на укупну потрошњу моторних горива.

Захтеви по питању квалитета деривата нафте који се налазе у промету, као и начин оцењивања усаглашености квалитета деривата са прописаним, уређени су правилником о техничким и другим захтевима за течна горива нафтног порекла, односно правилником о техничким и другим захтевима за течни нафтни гас. Овим правилницима је утврђен и начин обележавања инсталација које се користе за промет нафтних деривата.

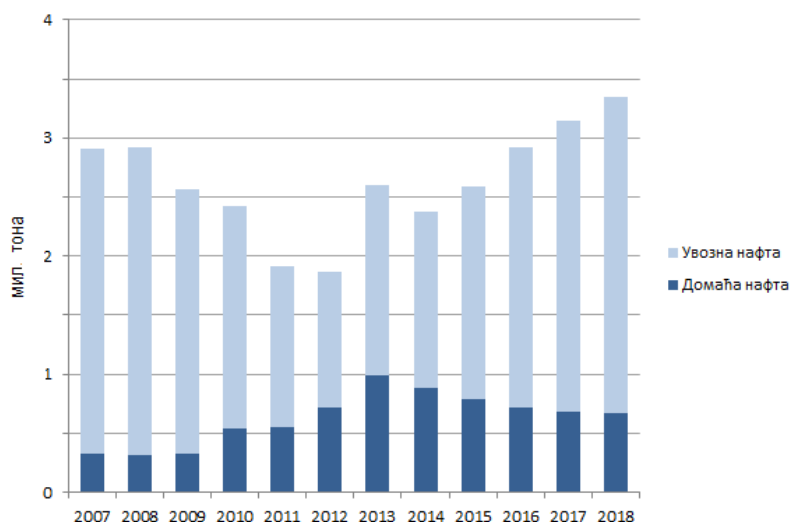
Уредбом о обележавању (маркирању) деривата нафте ("Службени гласник РС", број 51/15 и 5/17) ближе су утврђени услови, начин и поступак обележавања деривата нафте који се стављају на тржиште.

5.2.2 Транспорт нафте и деривата нафте

Транспорт нафте већим делом се обавља нафтоводом који почиње у јадранској луци Омишаљ, преко Сотина у Републици Хрватској, у Србију улази у Бачком Новом Селу на реци Дунав и даље се протеже преко Новог Сада, до рафинерије у Панчеву. Нафтовод од Омишља до Панчева је као јединствена функционална целина, пуштен у рад 1979. године. Делом нафтовода у Републици Хрватској, данас управља привредно друштво Јанаф, а делом нафтовода у Републици Србији, управља ЈП Транснафта. Осим деоница Сотин-Нови Сад, дужине 63km и деонице Нови Сад - Панчево, дужине 91km, саставни део овог система је и терминал у Новом Саду, опремљен пумпном и мерном станицом, на којој се налазе и два резервоара од по 10.000 m³ који се оперативно користе за транспорт сирове нафте, као и два резервоара од по 10.000 m³ који се користе за делатност складиштења сирове нафте.

Транспорт нафте нафтоводима је регулисана енергетска делатност за коју је лиценцирана ЈП Транснафта. Мањи део транспорта увозне сирове нафте се обавља баржама реком Дунав, а домаће сирове нафте и ауто цистернама од домаћих поља до рафинерије нафте (ови типови транспорта нису лиценциране енергетске делатности).

У периоду од 2005, када је основана ЈП Транснафта, до краја 2018, укупно је транспортовано око 36 милиона тона нафте. Транспорт нафте из увоза је био мањи у периоду првог циклуса модернизације рафинерије, у 2011. и 2012. години. У 2018. транспортовано је 0,67 милиона тона домаће и 2,682 милиона тона увозне нафте, што представља пад у транспорту домаће нафте од око 2,3% и раст транспорта нафте из увоза од око 9,2% у односу на претходну годину. У претходних десет година највећи транспорт домаће нафте остварен је 2013.године, када је био за 47% већи него 2018.године, док је најмањи транспорт увозне нафте остварен 2012. године, када је био за 57% мањи него 2018.године.



Слика 5-3: Транспортоване количине сирове нафте нафтоводом ЈП Транснафта у периоду 2007 – 2018.

Посматрајући временски период од када постоји регулација ове делатности (слика 5-3), у 2018. је транспортовано око 6,7% сирове нафте више него у претходној години чиме је другу годину за редом остварен десетогодишњи максимум у транспортованим количинама, што је првенствено последица наставка шестогодишњег тренда sukcesивног повећања увоза сирове нафте. У односу на 2012. годину, укупан транспорт сирове нафте нафтоводом 2018. повећан је за око 80%.

5.3 Регулација енергетског субјекта за транспорт нафте и нафтних деривата

5.3.1 Раздвајање енергетског субјекта за транспорт нафте и нафтних деривата

Транспорт нафте нафтоводима и планирани транспорт деривата нафте продуктоводима, као регулисане делатности од општег интереса, обавља ЈП Транснафта по регулисаним ценама и под прописаним и јавно објављеним условима на принципу недискриминације, одвојено од осталих енергетских и неенергетских делатности.

Не постоји обавеза правног раздвајања у случају цевоводног транспорта нафте. У случају ЈП Транснафте извршено је рачуноводствено раздвајање транспорта сирове нафте и других делатности за које овај енергетски субјекат има лиценцу (трговина нафтом и дериватима нафте, компримованим природним гасом и биогоривима, односно складиштење нафте, деривата нафте и биогорива).

5.3.2 Приступ систему за транспорт нафте и нафтних деривата

Приступ систему за транспорт нафте нафтоводом, прописан је Законом. Права и обавеза енергетског субјекта који обавља транспорт нафте нафтоводом, као и корисника система, ближе су уређене Правилима о раду транспортног система. Истим правилима прописане су и физичко-хемијске карактеристике сирове нафте која може да се транспортује цевоводним системом, технички услови за безбедно функционисање система, правила за поступке у случају хаварије, начин мерења, функционални захтеви и класе тачности мерила. ЈП Транснафта је 2010. године, уз сагласност Агенције, донела Правила о раду транспортног система. Ова Правила се примењују и након ступања на снагу Закона, без потребе за значајним изменама и допунама. У ЈП Транснафта је 2017. формирана комисија за праћење примене правила за транспорт нафте нафтоводима, која од тада размотрила потребу измене Правила. Како још увек нема продуктовода у јавној употреби, нема услова да буду донета одговарајућа правила.

Енергетски субјекти који обављају делатност транспорта нафте нафтоводом или делатност транспорта деривата нафте продуктоводом, према Закону о енергетици, дужни су да у плану развоја, који се доноси за период од пет година, утврде динамику изградње нових и реконструкције постојећих транспортних капацитета, изворе средстава и друге услове за развој транспортног система, као и програме и мере за смањење губитака у транспортном систему и одговорни су за остваривање плана развоја. Агенција даје сагласност на план развоја система за транспорт нафте нафтоводима и деривата нафте продуктоводима. У 2018. ЈП Транснафта није доставила Агенцији план развоја на сагласност.

У претходном петогодишњем плану развоја, када није постојала законска обавеза да Агенција даје сагласност, ЈП Транснафта је најавила фазну изградњу продуктовода, који би у крајњој фази омогућили транспорт деривата нафте од Сомбора, преко Новог Сада, Панчева, Смедерева и Јагодине до Ниша, укључујући и независну деоницу према Београду. Овом изградњом би се остварило цевоводно повезивање српских рафинерија са складишним инсталацијама, чиме би се омогућило безбедније, сигурније и еколошки прихватљивије снабдевање тржишта моторним горивима. Активности на припреми техничке документације за

деоницу продуктовода Панчево-Смедерево које су спровођене током 2015. године, биле су у завршној фази крајем 2016. године, када је и започет поступак добијања грађевинске дозволе, али овај пројекат ни у 2018. није добио енергетску дозволу као предуслов за прибављање грађевинске дозволе.

Међународни пројекат нафтовод Констанца – Трст (PEOP) је у фази мировања.

5.3.3 Цена приступа транспортном систему

Цена приступа систему за транспорт нафте нафтоводима ЈП Транснафта није се мењала у 2018. години.

Табела 5-1: Цена приступа систему

Транснафта	Деоница нафтовода	31.12.2017.	31.12.2018.
Тарифа „енергент“ (динара/t/100 km)	Сотин – Нови Сад	224,39	224,39
	Нови Сад – Панчево	156,46	156,46

Актуелне цене и хронолошки редослед цена приступа систему за транспорт нафте нафтоводима могу се видети на интернет страници Агенције (www.aers.rs).

5.4 Тржиште нафте и деривата нафте

Трговачке енергетске делатности у сектору деривата нафте и биогорива су првенствено уређене прописима из области трговине и из области енергетике. Тако је, поред традиционалне трговине моторним и другим горивима на станицама за снабдевање превозних средстава, Законом о енергетици као трговина на мало енергетским горивима, односно горивима која се не користе за погон превозних средстава, осим за погон спортских авиона, предвиђена је и лиценцирана делатност трговине горивима ван станица за снабдевање превозних средстава. На овај начин је уређено снабдевање спортских авиона авионским бензинима и директно снабдевање крајњих корисника енергентима за грејање и хлађење, као што су угља за ложење, биоугље за ложење, пропан, пропан-бутан смеша и друга. Истим прописима је уређена и делатност трговине нафтом, дериватима нафте, биогоривима и компримованим природним гасом, као традиционална велетрговачка делатност код које су за трговину појединим врстама енергената, осим општих квалитативних, прописани и посебни квантитативни услови, односно неопходни капацитети складишта чијим коришћењем се обавља ова врста трговине. Енергетски субјекти који имају ову лиценцу, имају право да обављају унутрашњу и спољну трговину енергентима за које су испунили прописане минимално техничке услове. Као специфична врста трговине на велико, за коју су, осим прописима из области трговине, додатно дефинисани посебни услови и прописима из области заштите од пожара, издвојена је делатност трговине горивима за пловила. Статус енергетског субјекта за обављање ове делатности могу да стекну искључиво привредна друштва која претходно имају остварен статус оператора лучких делатности на основу прописа којима се уређује лучко пословање и пловидба на унутрашњим водама (значајне измене и допуне Закона о пловидби и лукама на унутрашњим водама ступиле су на снагу 2018.). На овај начин је правно уређено снабдевање великих бродова унутрашње пловидбе и техничких пловних објеката у лукама на речним водотоковима Републике Србије.

У прописима из области трговине, делатност складиштења нафте, деривата нафте и биогорива, више није препозната као услуга у трговини, али је и даље лиценцирана енергетска делатност. Енергетски субјекти који имају лиценцу за ову делатност имају право да, коришћењем резервоара одговарајуће намене, пружају услугу складиштења енергената који припадају трговцима, крајњим купцима или Управи за резерве енергената, одређеној за формирање обавезних резерви нафте и деривата нафте.

Закон дефинише надлежности енергетског инспектора, чија је дужност, између осталог, и да проверава да ли енергетски субјекти који у обављању енергетске делатности испуњавају прописане услове за обављање тих делатности након исходавања лиценце, односно да врши надзор над обављањем енергетских делатности у складу са Законом, као и над објектима над којима у сектору нафте надзор не врши инспектор опреме под притиском. Прелазним и завршним одредбама Закона, дефинисано је да док се не обезбеде услови за рад енергетског инспектора, његове послове ће привремено обављати инспектор опреме под притиском, а најдуже годину дана од ступања на снагу Закона, али ни у 2018. ова инспекција није формирана.

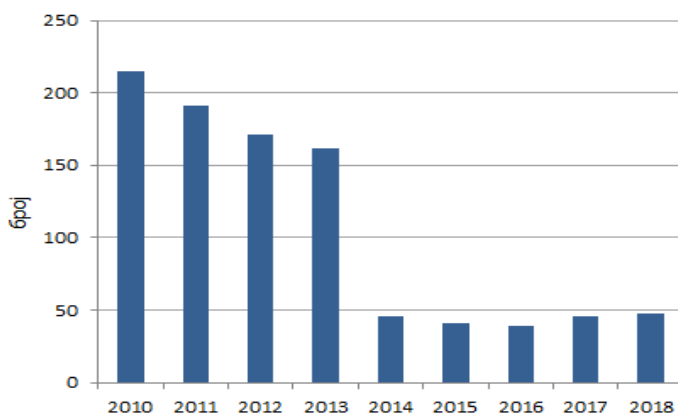
Увоз деривата нафте је слободан, а величина, као и неопходна структура складишних капацитета за сваку од врста деривата нафте и биогорива које трговци на велико увозе или прометују на српском тржишту, уређени су прописима који проистичу из закона којим се уређује трговина (Правилник о минималним техничким условима за обављање трговине дериватима нафте и биогоривом ("Службени гласник РС", број 68/13 и 81/15)). Истим прописима се утврђују и минимално технички услови за трговину моторним и другим горивима на станицама за снабдевање возила, трговину горивима за пловила и трговину горивима ван станица за снабдевање возила. У Србији је спроведена пуна либерализација ових енергетских делатности.

На развој тржишта нафте и деривата нафте је велики утицај имао Закон о робним резервама ("Службени гласник РС", број 104/13 и 145/14) којим су у домаће законодавство имплементирана Директива (ЕЗ) и 2009/119, везане за обезбеђивање минималних обавезних резерви нафте и деривата нафте.

Директива (ЕЗ) 2009/28, 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, још увек није имплементирана у домаће законодавство. Акционим планом за изградњу нових капацитета на бази обновљивих извора енергије, преузета је обавеза да се до 2020. године достигне 10% учешћа биогорива у моторним горивима, али је удео биогорива на тржишту деривата нафте у 2018. још увек био занемарљив.

5.4.1 Велепродајно тржиште

Закључно са 2018. годином, лиценцу за обављање делатности трговине нафтом, дериватима нафте, биогоривима и компримованим природним гасом има 48 енергетских субјеката, што је за свега две лиценце више него у претходној години, како је то приказано на слици 5-4. У периоду од 2010. до 2014. године доминантан разлог смањења броја лиценцираних енергетских субјеката за обављање ове делатности, било је поштравање прописа у области трговине, којима се утврђују минимални технички услови за обављање ове делатности, прво 2011, а затим и 2013. године, као и пуна примена ових прописа у 2014. години, када су лиценце за ову делатност најчешће одузимане на основу предлога тржишне инспекције. У другој фази, која обухвата 2015. и 2016. годину, настављен је благи годишњи тренд опадања броја лиценцираних енергетских субјеката за трговину, а затим и благи раст у 2017. и 2018. години, што је резултат природне флукуације броја енергетских субјеката који су присутни на тржишту нафте, деривата нафте, биогорива и компримованог природног гаса под задатим условима. Може се закључити да је број учесника на тржишту релативно стабилан у последњих пет година. У периоду од усвајања Закона о енергетици 2014. закључно са 2018. трајно је одузето 206 лиценци за обављање ове делатности, што је релевантан показатељ укрупњавања тржишта. Смањевање броја велетрговаца олакшава надзор и контролу, како учесника на тржишту, тако и квалитета моторних и енергетских горива која се на том тржишту пласирају.



Слика 5-4: Број активних лиценци за делатност трговине нафтом, дериватима нафте, КПГ и биогоривима

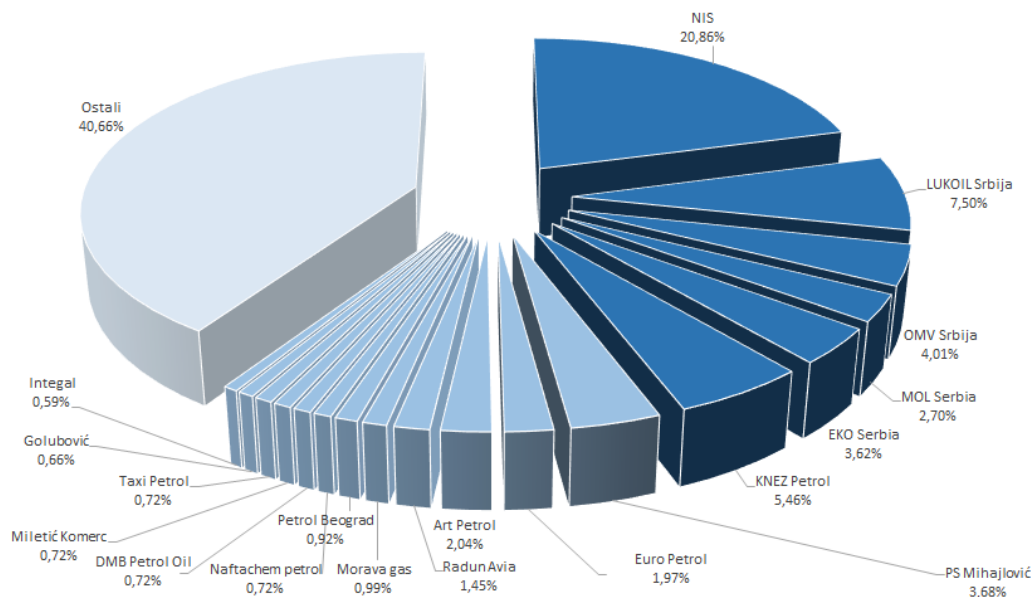
У последњем кварталу 2018. је због ниског водостаја реке Дунав смањен увоз деривата речним транспортом, што је претило да угрози сигурност снабдевања, пре свега, евро дизел гасним уљем. Ово указује да је потребно спровести прописе који уређују област робних резерви, како тржиште у оваквим и сличним ситуацијама не би осетило несташицу деривата нафте.

За енергетску делатност складиштење нафте, деривата нафте и биогорива број лиценцираних енергетских субјеката порастао је за два, а од 21 ималаца ове лиценце највеће складишне капацитете имају компанија НИС, а затим ЈП Транснафта, Митан oil и Naftachem.

5.4.2 Малопродајно тржиште

Законом о енергетици из 2014. је промењен назив делатности трговине на мало моторним и другим горивима на станицама за снабдевање превозних средстава, где се под моторним горивима, осим деривата нафте, подразумевају и биогорива, гасна уља и компримовани природни гас, а појам превозна средства, осим класичних друмских возила, обухвата и мала пловила. Продаја уља за ложење на станицама за снабдевање превозних средстава је забрањена од почетка 2015. године. У 2017. години ступио је на снагу и Правилник о техничким нормативима за безбедност од пожара и експлозија станица за снабдевање горивом превозних средстава у друмском саобраћају, мањих пловила, мањих привредних и спортских ваздухоплова ("Службени гласник РС", број 54/2017), којим су предефинисани технички нормативи за безбедно постављање, као и безбедност од пожара и експлозија за изградњу нових објеката и доградњу, адаптацију, реконструкцију и санацију постојећих објеката станица за снабдевање горивом превозних средстава у друмском саобраћају, мањих пловила, мањих привредних и спортских ваздухоплова, као и поступање и технички нормативи за уређаје, инсталацију и опрему, ради безбедног ускладиштавања и претакања горива на тим станицама.

До краја 2011. у Србији је било лиценцирано 370 енергетских субјеката за обављање ове делатности, највише их је било на крају 2016. године 470, док је на крају 2018. укупно 448 енергетских субјеката имало такву лиценцу, што је за 22 лиценце више него у 2017. Пораст броја лиценцираних субјеката за обављање ове делатности у периоду 2011-2016. у мањој мери је последица изградње нових станица за снабдевање превозних средстава, као и местимичне промене статуса интерних у јавне станице, а у већој мери наставак вишегодишњег тренда давања у закуп великог броја станица из система НИС и Лукоил новим закупцима, чиме се број учесника на тржишту повећао уз практично исти, односно благо увећан број станица за снабдевање возила, као и због појачане активности сектора контроле министарства надлежног за послове трговине. Резултат појачаног инспекторског надзора је да је већина учесника на овом тржишту, па и од оних који су до тада нелегално обављали делатност, поднела захтев за лиценцу. С друге стране, доминантан разлог који утиче на смањење броја учесника на малопродајном тржишту је укидање лиценци привредним друштвима која ову делатност обављају на једној или малом броју станица за снабдевање превозних средстава на њихов захтев због неекономичности. На оваквим станицама су, након промена правног основа коришћења, делатност углавном наставили да обављају енергетски субјекти који делатност обављају на већем броју станица, тако да је оптимизација трошкова пословања узрок укрупњавања тржишта.



Слика 5-5: Учешће компанија на малопродајном тржишту моторних горива према броју станица 2018.

На слици 5-5 приказано је учешће највећих компанија на малопродајном тржишту моторних горива у 2018. години. Приказани подаци се не односе на количине моторних горива које су пласиране на тржиште Републике Србије, већ на релативни удео који нафтне компаније заузимају на тржишту према броју станица за снабдевање горивом превозних средстава које користе на основу власништва или закупа објеката, не рачунајући станице других лиценцираних субјеката који су корисници франшизе робне марке ових компанија. Такође, на дијаграму су обједињени брендови који послују у оквиру исте пословне групе (нпр. станице које послују под брендом НИС Петрол и Газпром обједињени су у секцију НИС и сл.). Просечан број станица по енергетском субјекту у Републици Србији је 3,4. Међутим, ако се из статистике изузме пословна група НИС, која делатност обавља на више од 300 станица, тада овај фактор пада на 2,7, а ако се изузме и Лукоил, који користи више од 100 станица, тада просек пада на 2,4. На крају, уколико се из анализе изузму сви енергетски субјекти који имају више од десет станица, како је приказано на слици 5-5, тада је средњи број станица по енергетском субјекту 1,43. Овај просек се односи на 96,65% свих лиценцираних енергетских субјеката, који делатност трговине моторним горивима обављају на око 40% укупног броја малопродајних објеката у Републици Србији.

Раст броја трговаца компримованим природним гасом (КПГ), као и броја станица за снабдевање друмских возила овим енергентом, индикатор је експанзије употребе овог енергента као супституције за друге врсте моторних горива. До краја 2018. године издато је 8 лиценци за трговину на мало за 10 станица за снабдевање компримованим природним гасом и 11 лиценци за обављање делатности трговине на велико искључиво компримованим природним гасом, Тржиште овим енергентом одликује недостатак прописа и дефинисаних надлежности инспектора, немогућност праћења потрошње КПГ као моторног горива (део КПГ се користи у индустријске сврхе) и чињенице да ова врста моторног горива за сада није додатно оптерећена акцизама и порезима, за разлику од конкурентних моторних и енергетских горива.

За трговину горивима ван станица за снабдевање превозних средстава, лиценцу има пет енергетских субјеката, који се углавном баве трговином гасовитим енергетским горивима, али и трговином гасним уљем екстра лаким ЕЛ типа евро.

Трговином моторним горивима за погон спортских авиона се још не бави ни један енергетски субјекат.

6. ДЕЛАТНОСТИ ОД ОПШТЕГ ИНТЕРЕСА И ЗАШТИТА КУПАЦА

6.1 Делатност од општег интереса

Правни оквир за обављање делатности од општег интереса, односно пружање јавне услуге у енергетском сектору Србије, одређен је у два закона: Закону о енергетици и Закону о јавним предузећима.

Закон о јавним предузећима („Службени гласник РС,“ број 15/2016) уређује обављање делатности од општег интереса у више привредних области, од којих је једна и енергетика, док је утврђивање делатности од општег интереса у области енергетике, као и обавезе регулисаног снабдевања електричном енергијом (гарантовано снабдевање) и природним гасом (јавно снабдевање) уређено Законом о енергетици. Делатност производње електричне енергије није делатност од општег интереса. Такође, гарантовано снабдевање електричном енергијом није посебна делатност, већ само јавна услуга коју пружа снабдевач кога одреди Влада Републике Србије, у складу са Законом о енергетици. Закон о јавним предузећима дефинише да делатност од општег интереса обављају јавна предузећа, а могу их обављати и друштва капитала чији је једини власник јавно предузеће, Република Србија, аутономна покрајина или јединица локалне самоуправе, као и зависно друштво чији је једини власник то друштво капитала. Такође, ову делатност могу обављати и друга друштва капитала и предузетник, којима је надлежни орган поверио обављање те делатности у складу са Законом о јавним предузећима.

Главни циљ оснивања и пословања јавних предузећа је да се обезбеди трајно обављање, као и развој и унапређивање обављања делатности од општег интереса и редовно задовољавање потреба купаца производа и услуга, обезбеђивање техничко-технолошког и економског јединства система и усклађеност његовог развоја, стицање добити, као и остваривање другог законом утврђеног интереса.

Законом о енергетици из 2014. године, у енергетском сектору је дефинисано 29 енергетских делатности, од којих је 8 делатности од општег интереса. У области електричне енергије то су: пренос електричне енергије и управљање преносним системом и дистрибуција електричне енергије и управљање дистрибутивним системом. У области природног гаса: транспорт и управљање транспортним системом за природни гас, складиштење и управљање складиштем природног гаса, дистрибуција и управљање дистрибутивним системом за природни гас и јавно снабдевање природним гасом. У области нафте, то су: транспорт нафте нафтоводима и транспорт деривата нафте продуктовима.

6.2 Заштита купаца

Заштита купаца електричне енергије и природног гаса који користе услуге од општег економског интереса, обезбеђена је, у ширем смислу, Законом о заштити потрошача („Службени гласник РС“, бр. 62/14, 6/16-др.закон и 44/18-др.закон) који обезбеђује заштиту купцима који су физичка лица. У ужем смислу, заштита свих купаца обезбеђује се и Законом о енергетици и подзаконским актима донетим на основу овог закона, којима су ближе уређени: општи услови испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом, регулација цена услуга преноса и дистрибуције електричне енергије, односно транспорта и дистрибуције природног гаса и цена регулисаног снабдевања домаћинства и малих купаца, као и пружање управно правне заштите купцима у управним стварима прикључења објеката на систем и управним стварима одобравања приступа систему.

Праћење примене аката које доноси Агенција

Сагласно надлежностима утврђеним Законом о енергетици, Агенција је током 2018. године ценила правилност примене методологија које доноси и правилност образовања регулисаних цена приступа систему и регулисаних цена електричне енергије и природног гаса, што је услов за давање сагласности Агенције на акт о ценама приступа систему и акте о ценама гарантованог и јавног снабдевања. Приликом давања сагласности, Агенција је обезбеђивала да се цене које енергетски субјекти образују у складу са Законом о енергетици примене у року који је прописан законом који уређује заштиту потрошача и Законом о енергетици. Осим примене општих механизма заштите крајњих купаца, Агенција је анализирала правилност примене прописаних тарифа и у појединачним случајевима, поступајући по притужбама купаца и корисника система који су, у поднесцима упућеним Агенцији, оспоравали правилност исказивања прописаних тарифа или њихов износ приказан на рачунима снабдевача и оператора система, као и правилност разврставања купаца у групе и категорије купаца прописане методологијама које Агенција доноси и др.

6.2.1 Регулација цена снабдевања за домаћинства и мале купце

Као једна од мера заштите домаћинства и малих купаца, Законом о енергетици је обезбеђен снабдевач коме овакав крајњи купац увек може да се врати (универзални сервис) и да цена тог снабдевања буде регулисана. Тржиште електричне енергије и природног гаса је у Републици Србији отворено фазно, а право на регулисано гарантовано/јавно снабдевање, од 01.01.2015. године, имају само домаћинства и мали купци електричне енергије и природног гаса. Гарантованог/јавног снабдевача одређује Влада РС на начин, у поступку и роковима утврђеним Законом.

Гарантовани снабдевач електричном енергијом је, за целу територију Србије, ЈП ЕПС. До средине 2016, гарантовано снабдевање је обезбеђивало „ЕПС Снабдевање“ д.о.о. Београд, као зависно друштво које је ЈП

ЕПС основало марта 2013. године и које је, у јуну 2016, по основу статусне промене, припојено ЈП ЕПС-у, од када ЈП ЕПС наставља да снабдева домаћинства и мале купце по регулисаним ценама, са правима и обавезама гарантованог снабдевача, до његовог именованја од стране Владе РС. Статусна промена је регистрована 01.6.2016. године у Регистару привредних субјеката.

Јавним снабдевањем природним гасом се баве 32 јавна снабдевача, сваки на територији дистрибуције природног гаса са којом је у истом правном лицу (дистрибуције природног гаса појединачно имају мање од 100.000 корисника). У другој половини 2012. године, изменом оснивачког акта ЈП Србијагас и закључивањем уговора о поверавању обављања делатности јавног снабдевања природним гасом са више предузећа и друштава капитала, Влада РС је одредила енергетске субјекте који могу да обављају ову делатност. Укупно 33 енергетска субјекта су крајем 2012. и почетком 2013. године испунила услове и од Агенције добила лиценцу за обављање делатности јавног снабдевања природним гасом, али се овај број у 2018. години смањео на 32 јавна снабдевача због спајања два енергетска субјекта.

Сагласност на цене гарантованог и јавног снабдевања даје Агенција, у складу са Законом. Подзаконским актима је уређен и садржај рачуна за регулисано снабдевање.

6.2.2 Права крајњег купца на приступ подацима о сопственој потрошњи

Крајњи купац електричне енергије и природног гаса након отварања тржишта постао је заинтересован да он као и сви његови потенцијални снабдевачи за потребе припреме понуде снабдевања, имају могућност да на захтев добију све потребне податке о потрошњи купца на месту приморедјаје, иказане на једнозначан начин и у разумном року. Законом је предвиђено да купац може да власти било ког снабдевача (а не само тренутног), да од оператора затражи и добије податке о његовој потрошњи.

Одлуку о поступку остваривања права крајњег купца на приступ подацима о сопственој потрошњи електричне енергије и природног гаса, Агенција је донела у јулу 2016. године, сагласно свом овлашћењу из Закона о енергетици. Део ове одлуке чине и обрасци за приказивање података о потрошњи крајњег купца, како би заинтересованим снабдевачима били приказани исти подаци на исти начин.

Обавеза оператора је да бесплатно и у прописаном року, тражене податке прикаже једнообразно, у складу са прописаним обрасцем и достави их купцу и потенцијалном снабдевачу ако га купац одреди за примаоца података. Крајњим купцима је овим омогућено да добију међусобно упоредиве понуде од потенцијалних снабдевача, јер су сада оне одређене на бази поузданих података о потрошњи купца у дужем периоду (за последња 24 месеца), уз стандардизацију врсте података и начина њиховог приказивања.

Очекује се да ће овај поступак бити ефикаснији након шире примене напредних мерних система. Биће омогућен непосредни приступ подацима уз одговарајуће шифре за овлашћена лица, што већ функционише код Оператора преносног система електричне енергије.

6.2.3 Промена снабдевача

Правила о промени снабдевача („Службени гласник РС“, број 65/15) која су донета током 2015. године, уређују услове и поступак промене снабдевача у случају када крајњи купац има закључен уговор о потпуном снабдевању. Поступајући по притужбама које су поднете овој Агенцији током 2016. и 2017. године, непосредно од стране купаца који нису имали успеха у поступку промене снабдевача или поднетих преко новог снабдевача, Агенција је тражила изјашњења и давала упутства у циљу обезбеђења правилне примене ових правила у сваком конкретном случају. Током 2016. године, Агенција је у два навара организовала консултације са енергетским субјектима и на основу резултата ових консултација је припремила измене и допуне Правила, које су ступиле на снагу почетком 2017. године. Сагласно Законом утврђеним овлашћењима, Агенција је сачинила и обрасце којима даје упутство како купцима за покретање поступка тако и осталим учесницима за потребе правилне примене правила и ефикаснијег спровођења поступка. Новим изменама и допунама ових правила, дата је могућност да се поступак промене снабдевача на захтев купца који губи снабдевача, иницира и спроведе у року који може бити и краћи од 21 дан, чиме се учесницима у поступку налаже хитност у поступању у одређеном броју случајева, а све са циљем смањења броја купаца који би иначе били изложени вишим трошковима резервног снабдевања ограниченом на најдуже 60 дана. Доношење Одлуке о изменама и допунама Правила о промени снабдевача („Службени гласник РС“, број 10/17) омогућио је значајан напредак у евиденцији и уређивању база података оператора система о мерним местима крајњих купаца.

6.2.4 Општи услови и квалитет испоруке и снабдевања

Уредбом о условима испоруке и снабдевања електричном енергијом („Службени гласник РС“ број: 63/13) и Уредбом о условима за испоруку природног гаса („Службени гласник РС“ бр. 47/06, 3/10 и 48/10), које доноси Влада РС на основу Закона о енергетици, ближе се утврђују општи услови испоруке и снабдевања, као и: садржина уговора, права и обавезе учесника на тржишту: купаца, снабдевача и испоручилаца енергије, садржина рачуна за испоруку и рачуна за снабдевање, у зависности од услова снабдевања, затим услови под којима поједини купци не могу бити искључени са мреже у случају неизмирених финансијских обавеза за преузету енергију, као и други елементи прописани Законом.

Праћење квалитета испоруке и снабдевања и праћење квалитета електричне енергије и природног гаса, Агенција спроводи у складу са Правилима о праћењу техничких и комерцијалних показатеља и регулисању квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом, која је донела почетком 2014.

године. Агенција прикупља релевантне податке, анализира одговарајуће показатеља, ради на повећању квалитета података са енергетским субјектима и припрема периодичне извештаје, у складу са Законом. У наредној фази, биће прописани: начин одређивања захтеваних вредности појединих показатеља квалитета, начин оцењивања резултата добијених праћењем достигнутих у односу на захтеване вредности показатеља техничког и комерцијалног квалитета. О оствареним показатељима је детаљније писано у подпоглављима 3.6 и 4.6.

6.2.5 Решавање жалби и помоћ у поступку посредовања

Агенција обавља и поверене послове на управно-правној заштити купаца, решавајући по жалбама у складу са Законом о енергетици. Током 2018. године, Агенција је решавала по жалбама купаца изјављеним на акте оператора система о одбијању, односно недоношењу одлуке по захтеву за прикључење објекта на систем. Жалбе су најчешће улагане због недоношења решења од стране надлежног енергетског субјекта у првом степену (тзв. „ћутање управе“), али и због незадовољства у погледу утврђених техничких услова као и трошкова прикључења. У 2018. години изјављене су жалбе само на акта оператора дистрибутивног система електричне енергије, док жалби на акта оператора дистрибутивног система природног гаса, није било.

Решавајући по поднетим жалбама, Агенција је и у 2018. години углавном поништавала одлуке донете у првом степену због повреде процесног закона као и материјалних прописа. Имајући у виду да се број жалби у 2018. години повећао у односу на претходну годину, као и да је и даље присутан тренд поништавања великог броја решења донетих у првом степену због битних повреда поступка, указује се на потребу едукације стручног кадра који обавља управно-правне послове прикључења објекта на систем, посебно у погледу примене новог закона о општем управном поступку чија је пуна примена отпочела у 2017. години а што је један од разлога повећања броја усвојених жалби због битних повреда поступка у 2018. години.

Купци, осим права жалбе Агенцији у управним стварима прикључења на систем и приступа систему, имају и право на управно-судску заштиту против другостепених одлука Агенције донетих у жалбеном поступку. Број поднетих тужби Управном суду РС против одлука Агенције донетих у другом степену, смањен је у 2018. години у односу на претходну годину.

Агенција је и током 2018. године, као и током претходних година, сагласно свом делокругу, пружала сва потребна разјашњења и давала мишљења о примени прописа које доноси, поступала по притужбама у којима купци оспоравају правилност поступања енергетских субјеката у извршавању обавеза прописаних у складу са Законом о енергетици и поступала по другим поднесцима купаца и корисника система, било да су они физичка или правна лица.

Такође, у случају спора између енергетских субјеката или између енергетског субјекта и корисника система, који се решава у складу са законом којим се уређује посредовање, Агенција пружа странама у спору стручну помоћ и све податке којима располаже у циљу припреме документације потребне за поступак посредовања.

У 2018. години није било поступака посредовања у којима је на захтев страна у спору учествовала ова Агенција.

6.2.6 Посебни видови заштите енергетски најугроженијих купаца

Законом о енергетици су дефинисани услови и начин остваривања посебних видова заштите енергетски заштићених купаца из категорије домаћинство (услови за умањење месечне финансијске обавезе за крајње купце из ове категорије) на основу критеријума које ближе уређује Влада РС. Поред општих норми, које се односе на заштиту свих купаца електричне енергије и природног гаса, Законом је препозната и категорија „енергетски заштићеног купца“, што је шири појам од „енергетски угроженог купца“, јер обухвата, поред купаца који остварују права из области социјалне заштите, и купце који не морају да буду из ове категорије, али им живот или здравље могу бити угрожени обуставом или ограничењем испоруке електричне енергије или природног гаса.

Помоћ енергетски најугроженијим купцима у Републици Србији је током 2018. године пружана у складу са Уредбом о енергетски заштићеном купцу (ЕУК), коју је донела Влада РС 31. децембра 2015. године и која је ступила на снагу 01. јанара 2016. године. Током 2018. године донета је Уредба о изменама и допунама Уредбе о енергетски угроженом купцу, која је ступила на снагу 8. августа 2018. године. Циљ измена ове уребе, у односу на претходну, је да се кроз упрошћавање процедура стицања енергетски угроженог купца створе услови да се обухвати већи број потрошача и повећа ниво заштите угрожених категорија становништва.

Услови за стицање статуса енергетски угроженог купца

Уредбом су дефинисани критеријуми и: услови за стицање статуса енергетски угроженог купца, садржина захтева за стицање статуса оваквог купца и докази који се прилажу уз захтев, поступак, рокови, начин издавања и садржина решења о стицању статуса, садржина и обим права на умањење месечне обавезе плаћања, стицање статуса због здравственог стања, начин вођења евиденције о овим купцима, као и начин обезбеђивања средстава за заштиту енергетски угрожених купаца.

Финансијска средства за заштиту енергетски угрожених купаца се обезбеђују из буџета Републике Србије. Заштитом ових купаца на трошак буџета, стварају се претпоставке за бржи развој тржишта енергије.

Уредбом о енергетски заштићеном купцу је утврђено да статус енергетски угроженог купца остварује купац из категорије домаћинство (самачко или вишечлана породица) које живи у једној стамбеној јединици, са једним мерним местом на коме се мери потрошња електричне енергије, односно природног гаса, а које троши максималну количину електричне енергије или природног гаса у складу са овом уредбом, као и домаћинство чијем члану због здравственог стања обуставом испоруке електричне енергије или природног гаса може бити угрожено здравље или живот.

Право на стицање статуса енергетски угроженог купца имају само домаћинства која не поседују друге стамбене јединице, осим стамбене јединице која по структури и површини одговара потребама домаћинства.

Основни критеријуми за стицање статуса енергетски угроженог купца су:

- 1) укупан месечни приход домаћинства;
- 2) број чланова домаћинства и
- 3) имовно стање.

Укупни месечни приходи домаћинства, као услов за стицање статуса енергетски угроженог купца („Сл.гласник РС“ бр. 88/16), усклађују се два пута годишње, 1. априла и 1. октобра текуће године са индексом потрошачких цена у протеклих шест месеци, на основу података Републичког завода за статистику. У наредној табели је приказан максимални месечни приход са којим се може стећи статус енергетски угроженог купца до и после 01. децембра 2018. године, од када важе нови износи.

Табела 6-1: Укупан месечни приход као услов за стицање статуса енергетски угроженог купца у 2018.

За домаћинство са бројем чланова	Укупан месечни приход до динара	
	до 30. новембра	од 01. децембра
1	14.116,35	14.414,34
2-3	20.553,09	20.986,96
4-5	26.985,61	27.555,28
6 и више	33.935,92	34.652,31

Уредбом о енергетски заштићеном купцу, прописана је и садржина захтева за стицање статуса енергетски заштићеног купца, као и докази који се прилажу да би се тај статус стекао. Уколико је подносилац захтева лице које је корисник права на новчану социјалну помоћ и/или дечији додатак, онда он аутоматски стиче статус енергетски угроженог купца на основу акта надлежног органа којим му је утврђено једно од ових права.

Права енергетски угроженог купца

Енергетски угрожени купац може стећи право на умањење месечне обавезе за одређене количине:

- 1) kWh електричне енергије за све месеце и
- 2) m³ природног гаса за месеце: јануар, фебруар, март, октобар, новембар и децембар,

како је приказано у наредној табели:

Табела 6-2: Максимално право на умањење месечне обавезе за потрошене количине

За домаћинство са бројем чланова	Максимално право на умањење месечне обавезе за количине (МПУ)	
	Електричне енергије за све месеце	Придног гаса за: јануар, фебруар, март, октобар, новембар и децембар
	kWh	m ³
1	120	35
2-3	160	45
4-5	200	60
6 и више	250	75

На основу података за 2018. годину 20% енергетски угрожених купаца је припадало домаћинствима са 1 чланом, 31% су била домаћинства са 2-3 члана, 38% су имала 4-5 чланова, док је 11% домаћинстава имало 6 и више чланова.

Право на умањење месечног рачуна зависи и од остварене месечне потрошње сведене на 30 дана, у поређењу са количином за коју одређено домаћинство има максимално право на умањење (МПУ) из Табеле 6-2, на следећи начин:

Табела 6-3: Право на умањење месечног рачуна у зависности од потрошње

ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА		ПРИРОДНИ ГАС	
Остварена месечна потрошња сведена на 30 дана ОМП	Умањење рачуна за количину	Месечна потрошња сведена на 30 дана	Умањење рачуна за количину
$ОМП \leq 4 * МПУ$	МПУ ¹⁹	$ОМП \leq 2 * МПУ$	МПУ
$4 < ОМП \leq 6,5 * МПУ$	0,5 * МПУ	$2 < ОМП \leq 2,5 * МПУ$	0,5 * МПУ
$ОМП > 6,5 * МПУ$	0	$ОМП > 2,5 * МПУ$	0

У 2018. години 80,5% енергетски угрожених купаца имало је остварену потрошњу која му је омогућавала 100% право на умањење месечне обавезе, 4,5% енергетски угрожених купаца је имало право на умањење месечне обавезе за 50% док је 1,4% енергетски угрожених купаца остварило потрошњу која је већа од прописане, тако да нису остварили право на умањење месечне обавезе. На тај начин, од укупног броја енергетски угрожених купаца који су имали право и оних који су то право искористили, кретао се од 0,4% па до 3,7% посматрано по месецима. 13,7% енергетски угрожених купаца су имали рачун за испоручену електричну енергију мањи од израчунатог умањења месечне обавезе.

Енергетски угрожени купац има право на умањење месечног рачуна за износ у динарима добијен:

- 3) за електричну енергију - множењем количина у kWh за које има право на умањење са вишом дневном тарифом из зелене зоне за потрошаче из категорије „Широка потрошња са двотарифним мерењем“ увећаном за 10%, из ценовника о регулисаној цени електричне енергије за снабдевање домаћинства и малих купаца, на који је Савет Агенције за енергетику Републике Србије дао сагласност и који је у примени.
- 4) за природни гас - множењем количина у m³ за које има право на умањење са тарифом „енергент“ за потрошаче из групе домаћинства које снабдева ЈП Србијагас увећаном за 5%, из ценовника за јавно снабдевање ЈП Србијагас, на који је Савет Агенције за енергетику Републике Србије дао сагласност и који је у примени.

Уколико је месечни рачун мањи од израчунатог умањења месечне обавезе из ове уредбе, умањење ће бити обрачунато у висини стварног месечног рачуна.

Једна од новина у овој уредби је увођење статуса енергетски угроженог купца због здравственог стања. Статус енергетски угроженог купца коме, због здравственог стања, обуставом испоруке електричне енергије може бити угрожено здравље или живот, стиче се подношењем одговарајуће медицинске документације јединицама локалне самоуправе. Оператор дистрибутивног система електричне енергије не може обуставити испоруку електричне енергије ако члан домаћинства енергетски угроженог купца користи медицинску опрему неопходну за одржавање здравља, а за чији рад је неопходна електрична енергија.

Број енергетски угрожених купаца у 2018. години и остварено умањење рачуна

На основу података добијених од надлежних служби Министарства рударства и енергетике, односно енергетских субјеката, максималан месечни број енергетски угрожених купаца који су остварили умањење рачуна у 2018. години и годишњи износ динара који је за ове намене издвојен из буџета, био је:

Табела 6-4: Остварено право на умањење рачуна у 2018.

	Купци који су остварили право на умањење	
	број купаца	годишњи износ 000 динара
Електрична енергија	76.832	1.220.610
Природни гас	56	383
Укупно	76.888	1.220.993

Примена Уредбе о енергетски угроженом купцу је почела јануара 2016. године. Одлуком Уставног суда да домаћинства права угроженог купца остварују у управном поступку, умањење рачуна се више није могло остваривати на основу спискова из МРЗСП и уверења. Сва домаћинства су од првог јануара била дужна да пред локалним самоуправама поднесу захтев за стицање права угроженог купца, о чему се одлучује у

¹⁹ МПУ = Максимална потрошња електричне енергије из Уредбе

управном поступку, а статус се одобрава решењем. Отуда, број купаца који су остварили умањење рачуна за испоручену електричну енергију и природни гас је током 2018. године константно из месеца у месец растао и у делу електричне енергије он се кретао у распону од 60.006 у јануару до 76.832 у новембру.

На основу података добијених од ЈП „Електропривреда Србије“, број корисника бенифиција по Уредби за електричну енергију по месецима у 2018. години је био:

Табела 6-5: Преглед енергетски угрожених купаца (ЕУК) електричне енергије по месецима 2018. године

Месец у 2018.	Број ЕУК	Износ умањења рачуна за ел.енергију динара
Јануар	60.006	81.437.392,78
Фебруар	66.827	89.915.088,08
Март	71.260	96.345.990,52
Април	73.892	104.417.696,71
Мај	75.016	106.826.404,49
Јун	74.818	105.964.531,63
Јул	74.799	106.523.061,23
Август	75.150	106.692.896,69
Септембар	75.903	107.361.473,04
Октобар	76.707	108.126.717,04
Новембар	76.832	105.845.333,19
Децембар	76.604	101.154.085,81
УКУПНО		1.220.610.671,00

Укупан износ бенефита који су остварили енергетски угрожени купци електричне енергије у 2018. години је износио 1.220.610.671 динара. Овај износ обухвата износе рачуна за утрошену електричну енергију заједно са акцизом, ПДВ и таксом за јавни медијски сервис.

У периоду примене уредбе од јануара - децембра 2018. године, уочене су и сезонске осцилације које указују да један део ових купаца користи електричну енергију за грејање. Тако је у децембру месецу 2018, 74% свих домаћинстава која су стекла статус угроженог купца, испунила услов за 100% максималног права на умањење, још 8% су имали право на 50%, док је 4% домаћинства прекорачило границу потрошње и није добило умањење рачуна. Током децембра месеца, број домаћинстава који су имали умањање веће од висине рачуна чинили су 15% укупног броја домаћинстава која су остварила право на умањење рачуна. У летњим месецима, ова статистика је много боља јер је 84% свих домаћинстава која су стекла статус угроженог купца испунило услов за 100% максималног права на умањења, још 2% су имали право на 50%, док само 0,4% због прекомерне потрошње, није остварило право на умањење.

Број енергетски угрожених купаца електричне енергије у 2018. години који су остварили право на умањење рачуна је нижи од очекиваног. Према подацима из Анкете ЕУ о приходима и условима живота (SILC) у Србији је у 2017. години сваки четврти становник старији од 18 година био изложен ризику од сиромаштва. Анализе показују да је висок број домаћинстава која су изложена ризику од енергетског сиромаштва. Око 13,1% укупне популације не може да обезбеди одговарајућу температуру грејања у својим становима, што мерено преко просечног броја чланова домаћинства од 2,7, указује да преко 350.000 домаћинстава нису у стању да адекватно загреју домове. Такође, изражен је проблем неблаговременог плаћања рачуна за електричну енергију. Кашњење у измиривању обавеза за комуналне услуге је присутно код 18,1% укупне популације. Такође, 20,8% укупне популације живи у стамбеним просторијама којима прокишњава кров, имају влажне зидове или подове или код којих су иструлели прозорски рамови. На основу ова три показатеља и уважавајући исказани просек чланова по једном домаћинству, може се закључити да је између 550 – 600 хиљада домаћинстава изложено ризику од енергетског сиромаштва.

Изложеност ризику од сиромаштва није исто што и само сиромаштво (тзв. апсолутно сиромаштво). Мерено кроз апсолутно сиромаштво, стопа сиромаштва у Србији мерена по потрошњи у последње 2 – 3 године износи 8,5%, што значи да 8,5% становника Србије (око 600.000 становника) не може да задовољи ни основне потребе. По евиденцији надлежног министарства о броју породица који су корисници социјалне помоћи и корисници дечијег додатка са стањем децембру 2018. године, овај број се креће око 250.000 – 300.000

домаћинстава²⁰ за која се може рећи да се налазе у ситуацији енергетске угрожености. Међутим, уколико би се овом броју додали и појединци са најнижим пензијама, самостални хранитељи породица, примаоци туђе неге и помоћи, као категорије које су најчешће и највише изложене ризику од енергетског сиромаштва, онда би овај број појединаца и породица био знатно већи и, на основу неких сагледавања и анализа података из претходних година, могло би се рећи да се он креће у распону од 300 – 400.000 домаћинстава²¹.

Табела 6-6: Преглед броја примаоца новчане социјалне помоћи у 2018.

Број чланова породице	Број породица	Укупно лица	Износ 000 динара
1	39.436	39.436	318.128
2	21.724	43.448	223.735
3	12.342	37.026	150.748
4	14.015	56.060	196.865
5	7.308	36.540	118.613
6 и више	5.735	34.410	106.632
Укупно	100.560	246.920	1.114.721

Табела 6-7: Преглед броја примаоца дечијег додатка у 2018.

За дете		Број	Износ 000 динара
Прворођено		143.722	419.387
Другорођено		125.028	359.741
Трећорођено		52.297	150.988
Четворођено		16.640	48.168
Укупно	деце	337.687	978.284

²⁰ Овај број узима у обзир и постојање преклапања породица која примају накнаде по оба основа.

²¹ У Србији је у децембру 2018. било 1.715.152 пензионера са просечном месечном пензијом од 26.324 динара. Од тог броја, 178.400 је пољопривредних пензионера са просечном пензијом од 11.240 динара. При томе 27,7% пензионера (око 480.000) прима пензију која је мања од 15.000 динара, а 59,4% пензионера (преко 1.000.000) има мању пензију од просечне.
(<http://www.pio.rs/images/dokumenta/statistike/2018/RF%20PIO%20Statisticki%20mesecni%20bilten%20-%20decembar%202018.pdf>)

ИЗВЕШТАЈ О РАДУ И
ФИНАНСИЈСКОМ ПОСЛОВАЊУ
АГЕНЦИЈЕ

7. ИЗВЕШТАЈ О РАДУ АГЕНЦИЈЕ

7.1 Основни подаци о Агенцији

7.1.1 Оснивање и делокруг рада Агенције

Агенција за енергетику Републике Србије (Агенција) је основана Законом о енергетици из 2004. године којим је наше законодавство у области енергетике усклађено са тадашњим прописима ЕУ.

Агенција за енергетику је регистрована у Трговинском суду у Београду 16. јуна 2005. године, а отпочела је са радом 1. августа исте године, када су се стекли услови за финансирање.

По закону о енергетици из 2011. и 2014. године, Агенција наставља са радом као регулаторно тело, основано у циљу унапређивања и усмеравања развоја тржишта енергије и природног гаса на принципима недискриминације и ефикасне конкуренције, кроз стварање стабилног регулаторног оквира, као и за обављање других послова утврђених законом.

Законом о енергетици из децембра 2014. године су домаћи прописи за област енергетике усклађени са 3. енергетским пакетом прописа о унутрашњем тржишту енергије и правним тековинама ЕУ. Значајно је ојачана улога Агенције и проширене су јој надлежности.

Најважније надлежности Агенције за енергетику по групама послова су:

Сертификација и лиценцирање

- сертификација оператора преносног / транспортног система и
- издавање и одузимање лиценци, вођење регистра лиценци и доношење акта о висини трошкова издавања лиценци.

Регулација цена

- доношење методологија за одређивање цена:
 - приступа мрежним енергетским системима;
 - регулисаног снабдевања електричном енергијом и природним гасом;
 - прикључења на мрежне системе и
 - методологије за обрачун неовлашћено утрошене електричне енергије;
- одобравање регулисаних цена;
- одређивање цена регулисаних помоћних услуга;
- праћење примене методологија и одобрених регулисаних цена;
- одређивање висине накнаде купцу по основу одступања од прописаног квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом и
- припрема извештаја о потреби даљег:
 - регулисања цена снабдевања електричном енергијом домаћинстава и малих купаца;
 - регулисања цене закупа резерве снаге за системске услуге секундарне и терцијарне регулације и
 - неопходности одржавања резервног снабдевања.

Надзор над тржиштем енергије

- доношење правила и других аката:
 - правила о промени снабдевача;
 - правила о квалитету испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом;
 - акт о висини трошкова за издавање лиценци за обављање енергетских делатности;
 - акт о начину вођења поступка и изрицању мера, као и вођењу регистра изречених мера;
 - акт о изузећу за нове интерконективне далеководне и гасну инфраструктуру;
 - поступак остваривања права на приступ подацима о сопственој потрошњи купаца;
 - упутства, препоруке и смернице за примену аката из надлежности Агенције;
- давање сагласности на правила:
 - о раду преносног и дистрибутивног система електричне енергије
 - о раду транспортног, дистрибутивног и складишног система природног гаса;
 - о раду тржишта електричне енергије;
 - за расподелу прекограничних преносних капацитета;
 - о објављивању кључних тржишних података;
- давање сагласности на остала акта:
 - вишегодишње планове развоја преносног, транспортног и дистрибутивног система;
 - процедуру прикључења на преносни систем;
 - програме усклађености за обезбеђивање недискриминаторног понашања оператора система;

- планове преузимања мерних уређаја од стране оператора дистрибутивних система;
- акт оператора преносног система о висини накнаде за гаранцију порекла;
- акт оператора система о ценама нестандартних услуга;
- давање мишљења о плановима имплементације напредних мерних система;
- надзор над извршавањем обавеза лиценцираних енергетских субјеката и функционисањем тржишта и
- допринос усклађивању поступка размене података за најважније тржишне процесе у региону.

Решавање жалби и заштита купаца

- решавање жалби:
 - због одбијања приступа систему и
 - на акт оператора система по захтеву за прикључење или због недоношења таквог акта;
- разматрање поднесака у вези са неизвршавањем обавеза оператора система и снабдевача;
- пружање стручне помоћи и података странкама које спорове решавају путем посредовања;
- изрицање мера и вођење регистра изречених мера;
- покретање прекршајних и поступака за привредни преступ;
- испитивање околности и иницирање поступака пред надлежним органима ради повреде конкуренције и ограничавања тржишта и
- предузимање мера како би се корисницима система и купцима учиниле доступним листе са практичним информацијама о њиховим правима.

Међународна сарадња

- Агенција сарађује са регулаторним телима других држава, као и са другим међународним органима и организацијама у складу са законом и потврђеним међународним уговорима и одлукама Савета у циљу:
 - развоја регионалног и пан-европског тржишта електричне енергије и природног гаса;
 - подстицања оперативних споразума који омогућавају оптимално управљање мрежама;
 - постизања једнаких услова за све учеснике на тржишту;
 - промовисања спајања организованих тржишта електричне енергије;
 - заједничких расподела права на коришћење прекограничних преносних капацитета;
 - стварања услова за адекватан ниво прекограничних капацитета у региону и између региона;
 - координисане примене мрежних правила и правила за управљање загушењима;
 - доприноса компатибилности размене података и
 - унапређења сопственог рада, у складу са позитивним међународним искуствима и стандардима.

Агенција обезбеђује недискриминаторан приступ системима, као и ефективну конкуренцију и ефикасно функционисање тржишта електричне енергије и природног гаса.

У извршавању ових послова, Агенција прати:

- ефикасно раздвајање рачуна лиценцираних енергетских субјеката;
- постојање међусобног субвенционисања енергетских субјеката који се баве различитим енергетским делатностима у оквиру истог енергетског субјекта;
- извршење обавеза енергетских субјеката прописаних Законом;
- примену правила за расподелу прекограничних преносних капацитета у сарадњи са регулаторним телима других држава;
- објављивање података од стране оператора преносног и транспортног система у вези са прекограничним капацитетима и коришћењем система;
- примену механизма за отклањање загушења у преносном, односно у транспортном систему;
- услове и трошкове за прикључење на преносни или дистрибутивни систем нових произвођача електричне енергије, да би се гарантовала објективност, транспарентност и недискриминација, посебно имајући у виду трошкове и користи од различитих технологија за производњу електричне енергије из обновљивих извора и комбиноване производње електричне и топлотне енергије;
- време које је потребно операторима система да прикључе објекат на систем, односно отклањање квара у случају прекида испоруке;
- начин коришћења резерви у систему;
- ниво транспарентности и конкуренције, у сарадњи са органима надлежним за послове конкуренције;
- функционисање организованог тржишта електричне енергије, као и поштовање принципа транспарентности и недискриминаторности од стране оператора организованог тржишта;
- ниво и ефективност отварања тржишта и конкуренције у трговини на велико (између снабдевача) и на мало (снабдевање крајњих купаца);

- услове приступа складишту, лајнпаку и коришћења других помоћних услуга у сектору природног гаса;
- поштовање мера заштите потрошача утврђених овим законом и
- реализацију планова развоја.

7.1.2 Организација Агенције

Агенција за енергетику Републике Србије је самостална у предузимању организационих и других активности којима се обезбеђује обављање законом утврђених послова. Према Закону, орган Агенције је Савет Агенције (у даљем тексту: Савет) који доноси све одлуке о питањима из надлежности Агенције већином гласова од укупног броја чланова Савета, осим ако законом и Статутом није другачије прописано.

Савет има председника и четири члана. Председник Савета заступа и представља Агенцију, руководи радом Савета, одлучује о питањима из делокруга рада Агенције утврђеним у члану 54. Закона, организује рад и руководи радом Агенције, предлаже одлуке и друга акта која доноси Савет и стара се о њиховом извршавању, има овлашћења директора у пословима везаним за остваривање права и обавеза запослених и обавља друге послове у складу са законом, Статутом и овлашћењима Савета.

Савет доноси Статут, акт којим се уређује унутрашња организација и начин рада Агенције, Пословник о раду и друге опште акте у складу са законом. На Статут Агенције сагласност даје Народна Скупштина Републике Србије.

Организациона структура Агенције је успостављена на основу елабората консултантске куће KPMG, одобреног од стране Министарства надлежног за енергетику. Организација Агенције је успостављена тако да може ефикасно и рационално да ради и послује. У том смислу, рад Агенције се одвија у оквиру четири сектора, са утврђеним делокругом рада, уз успостављање потребног степена међусобне координације у обављању комплексних послова за које је надлежно више сектора.

Основне организационе јединице су:

- Сектор за енергетско-техничке послове;
- Сектор за економско-финансијске послове;
- Сектор за правне послове и
- Сектор за организационе и опште послове.

7.1.3 Независност и одговорност

Агенција је самосталан правни субјект и независна је 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. Независност Агенције не доводи у питање њену сарадњу са другим националним телима и спровођење опште политике коју доноси Влада по питањима која нису у вези са овлашћењима и дужностима Агенције.

Председник и чланови Савета одговарају Народној скупштини за рад Агенције и за свој рад и најмање једном годишње подносе јој извештај о раду. Извештај о раду садржи податке о раду Агенције у претходној години, о њеном финансијском пословању и о стању у енергетском сектору Републике Србије у оквиру надлежности Агенције.

Независност Агенције у односу на извршну власт, огледа се и у томе што, према Закону, председника и чланове Савета Агенције по основу јавног конкурса бира Народна скупштина Републике Србије, из реда истакнутих стручњака из области енергетике. За председника и чланове Савета могу се бирати лица која су држављани Републике Србије и која имају високо стручно образовање техничке, правне или економске струке и најмање 10 година радног искуства у области енергетике. За председника и члана Савета не могу бити бирани: посланици у Народној скупштини, као ни посланици у скупштини аутономне покрајине, одборници, друга изабрана и постављена лица, нити функционери у органима политичких странака; власници или сувласници у енергетским субјектима; лица којима су брачни другови, деца или сродници у правој линији независно од степена сродства или побочни сродници закључно са другим степеном сродства, власници или сувласници у енергетским субјектима; лица која су правоснажно осуђена за кривична дела против злоупотребе службене дужности, корупцију, превару или за друга кривична дела која их чине неподобним за обављање функције на коју се бирају.

Избор за председника и чланове Савета АЕРС, први пут у складу са одредбама новог Закона, започет у 2017. години, окончан је у марту 2018.године. Сагласно томе, нови чланови Савета АЕРС започели су свој мандат у марту 2018.године.

Агенција има посебне сопствене изворе финансирања, утврђене Законом, независне од државног буџета. Агенција се финансира из прихода које остварује по основу обављања послова регулације, из дела регулисаних прихода од приступа систему утврђених методологијама које доноси, по основу издавања лиценци за обављање енергетских делатности, као и других прихода које оствари у обављању послова из своје надлежности у складу са законом. Агенција може остварити средства и из донација, осим из донација енергетских субјеката или са тим субјектима повезаних лица.

Агенција, сагласно члану 61. Закона, доноси финансијски план којим се утврђују укупни приходи и расходи, укључујући и резерве за непредвиђене издатке, као и елементе за целовито сагледавање политике зарада и запослености у Агенцији, којима се обезбеђује одговарајући стручни кадар. Сагласност на финансијски план даје Народна скупштина. Финансијски план се подноси Народној скупштини најкасније до краја октобра текуће године за наредну годину и, по добијању сагласности Народне скупштине, објављује се у "Службеном гласнику Републике Србије". Агенција редовно и у законском року доставља свој годишњи финансијски план Народној скупштини.

Значајан помак у постизању потпуне операционализације задатака националног регулатора прописаних Трећим пакетом прописа ЕУ о унутрашњем тржишту енергије, који подразумевају шире и софистицираније ангажовање Агенције, остварен је у мају 2018. године када је Народна скупштина Републике Србије усвојила Финансијски план Агенције за 2018.годину. Недего потом, у децембру 2018.године усвојен је и Финансијски план Агенције за 2019. годину, што је створило основ за даље унапређење рада Агенције, њене организационе структуре и броја запослених.

Годишњи обрачуни прихода и расхода Агенције подлежу ревизији овлашћеног ревизора. Извештај ревизора се, такође, доставља Народној скупштини. Уколико се годишњим обрачуном прихода и расхода утврди да су укупно остварени приходи Агенције већи од укупно остварених расхода, разлика средстава се преноси у финансијски план као приход за наредну годину, с тим што се извори и висина прихода за наредну годину усклађују са реалним трошковима Агенције за ту годину, одобреним од Народне скупштине.

Остваривање пуне независности регулаторног тела је и једна од обавеза на путу прикључивања Републике Србије Европској унији и предмет је мониторинга Европске комисије у процесу приступања Европској унији. Индикаторе независности Агенције за енергетику у оквиру извршавања обавеза из Уговора о енергетској заједници ("Службени гласник РС", број 62/06), Берлинског процеса и CESEC иницијативе прати и Секретаријат Енергетске заједнице. Место и улога Агенције за енергетику у правном систему Републике Србије, утврђени су Законом о енергетици, којим су транспоноване и одредбе европског права енергетике (тзв. 3. пакета прописа о унутрашњем тржишту енергије ЕУ) које се односе на функционалну, персоналну и финансијску независност регулаторног тела.

ПОКАЗАТЕЉИ НЕЗАВИСНОСТИ ЕНЕРГЕТСКИХ РЕГУЛАТОРНИХ ТЕЛА

Разлози за преношење неких надлежности економске регулације у секторима електричне енергије и природног гаса са државних органа на независна регулаторна тела су различити, али је заједнички именитељ настојање да се отклоне ризици који проистичу из несавршености тржишта (постојање природног и/или фактичког монопола у сектору), отклањање учених слабости централизованог (државног) управљања енергетским сектором (подстицање конкуренције) и јачање кредибилитета сектора у очима потенцијалних инвеститора. Сходно томе, циљеви већине енергетских регулаторних тела су заштита потрошача и заштита инвеститора, а главни механизми којима се то остварује су регулација цена, прописивање правила и надзор над поступањем учесника на тржишту.

Постоји значајна узајамна повезаност циљева, функција и активности Агенције са регулаторним телима за електричну енергију и природни гас у земљама ЕУ, што је последица имплементације правних тековина ЕУ (директива и уредби) за сектор енергетике. Законом о енергетици из 2014. године, у правни систем Републике Србије су транспоноване и одредбе којима се стриктно прописује независност регулатора, и то:

- функционална независност;
- персонална независност и
- финансијска независност.

Функционална независност

Независно регулаторно тело мора имати слободу избора инструмената којима спроводи послове из своје надлежности. Није дозвољено да регулатор прима инструкције од државних институција или енергетских субјеката (предузећа), као ни одобравање или поништавање одлука регулатора од стране извршне власти.

Персонална независност

Персонална независност регулаторног тела се остварује кроз:

- утврђивање стриктних критеријума за постављање (стручност, одсуство конфликта интереса) и смењивање (нпр. правоснажна осуда за кривично дело, повреда правила о сукобу интереса) носилаца управљачке функције (у Србији - Савет Агенције);
- успостављање ротације носилаца управљачких функција, тако да се свим члановима управе мандат не завршава у исто време, чиме се обезбеђује и раздвајање процеса избора регулатора од политичког циклуса избора и
- аутономија у обезбеђивању људских ресурса - организација и кадровска питања морају бити у искључивој надлежности регулатора. Регулаторно тело мора имати аутономију у одлучивању о пријему и отпуштању запослених, као и о броју запослених.

Финансијска независност

Финансијска независност регулаторног тела се остварује кроз:

- потпуну независност од државног буџета (решење утврђено Законом о енергетици) или јасну раздвојеност буџета регулатора у односу на остале буџетске кориснике у оквиру државног буџета;
- аутономију у расподели одобрених средстава. То значи да искључиво регулаторно тело може одлучивати о томе како ће се одобрени буџет трошити, те да регулатор не сме тражити нити примати инструкције о трошењу свог буџета. Решење прописано Законом о енергетици да Народна скупштина одобрава Финансијски план Агенције није у супротности са принципом независности регулаторног тела, с тим да је, по мишљењу стручних служби Европске комисије, улога законодавне власти (парламента) да одобри глобалну финансијску алокацију (а не појединачне буџетске ставке), која ће омогућити регулаторном телу да своје законом поверене послове обавља на ефикасан и ефективан начин.

7.2 Активности Агенције у 2018. години

Радам Агенције управља Савет Агенције који је у 2018. години одржао 47 седница (8 у старом и 39 у новом сазиву), на којима су донете одлуке, сагласности, решења и друга акта у области: регулације цена, издавања лиценци за обављање енергетских делатности, успостављања и спровођења надзора над тржиштем електричне енергије и природног гаса, унутрашње организације Агенције и других послова из надлежности Савета.

7.2.1 Лиценцирање енергетских субјеката

Послови који се односе на издавање лиценци енергетским субјектима за обављање енергетских делатности, које Агенција обавља као поверене послове, су управно-правни послови и обухватају:

- издавање лиценци за обављање енергетских делатности;
- измене издатих лиценци;
- одузимање, укидање и доношење решења о престанку лиценци по сили закона;
- праћење испуњености прописаних услова енергетских субјеката за све време важења лиценце и вођење регистра издатих и одузетих лиценци.

Услови за издавање и одузимање лиценци и вођење регистра издатих лиценци, прописани су Законом о енергетици и Правилником о лиценци за обављање енергетске делатности и сертификацији (Службени гласник РС, број 87/15), којим се уређују услови за издавање лиценци за обављање енергетских делатности и сертификацију, које доноси министарство надлежно за енергетику. Ово су основни прописи које Агенција примењује у поступку издавања лиценци. Правилник о лиценци за обављање енергетске делатности и сертификацији (са прописаним обрасцима и доказима које је неопходно поднети уз захтев за издавање лиценце за обављање енергетске делатности) објављен је на интернет страници Агенције.

Регистар издатих лиценци је јаван и осим у штампаном облику у писарници Агенције, води се и у електронском облику и доступан је на интернет страници Агенције (www.aers.rs).

У циљу извршавања ових послова, Агенција, сагласно својим законским овлашћењима, доноси акт о висини трошкова за издавање лиценци за обављање енергетских делатности, на који сагласност даје Министарство финансија и који се објављује у „Службеном гласнику РС“ и којим се утврђује трошак који Агенција има у процесу утврђивања испуњености услова за обављање енергетских делатности за сваку енергетску делатност посебно, а који сноси подносилац захтева за лиценцу. Овај Акт је објављен на интернет страници Агенције.

Савет Агенције у управном поступку доноси решење којим издаје лиценцу за обављање одговарајуће енергетске делатности. По наступању коначности решења којим је издата лиценца за обављање енергетске делатности, Агенција је уноси у регистар лиценци.

По врстама енергетских делатности, Савет Агенције је у току 2018. године издао лиценце за 10 енергетских делатности, од 25 за које се, сагласно Закону о енергетици из 2014. године, издају лиценце:

Агенција је у 2018. години примила 132 захтева за издавање лиценце, што са 2.081 захтева примљених у периоду 2006 - 2017. чини укупно примљених 2.213 захтева.

У 2018. години, настављена је обрада непотпуних захтева из претходне, као и захтева за примљених у тој години и до краја године Савет Агенције је донео решења о издавању 137 нових лиценци, док је у 31 предмету поступак окончан одбацивањем захтева, у 8 предмета одбијањем захтева, у једном предмету поступак је обустављен, по сили закона је престало да важи 3 лиценце, у 7 предмета лиценце су трајно одузете и у 14 предмета, решења о издавању лиценце су укинута по захтевима енергетских субјеката. Крајем 2018. године, било је укупно 1292 важеће лиценце.

Захтеви који се подносе Агенцији су у највећем броју случајева били без потпуне документације, па су на захтев Агенције допуњавани и исправљани, а код неких енергетских субјеката и више пута. По отклањању утврђених недостатака и комплетирању документације, захтеви су били предмет поновне оцене ради провере испуњености услова за издавање лиценце. У поступку обраде је, из наведених разлога, из претходне године пренето 44 захтева.

Почев од 2008. године, поднет је и велики број захтева за измену решења којима је издата лиценца за обављање енергетских делатности, посебно у нафтном сектору - за обављање трговине моторним и другим горивима на станицама за снабдевање возила, а највише због промене објеката у којима се обавља делатност. У току 2018. године, Савет Агенције је донео 87 решења којима су измењена првобитна решења о издавању лиценце за обављање ове делатности.

Агенција нема надлежности над енергетским субјектима који нису испунили услове за издавање лиценци. У 2018. години, Агенцији није достављен ни један налаз надлежног инспектора који би послужило као основ за подношење пријава за привредни преступ против правног лица које је обављало енергетску делатност без лиценце.

Број примљених захтева и издатих лиценци у 2018. години (неки захтеви су из претходне године, а лиценца је издата у 2018.) по делатностима, дат је у табели 7-1.

Табела 7-1: Поднети захтеви и одобрене лиценце у 2018. по делатностима

Ред. бр.	Делатност	Поднето захтева	Одобрено лиценци
1.	Производња електричне енергије	6	7
2.	Комбинована производња електричне и топлотне енергије	2	2
3.	Пренос електричне енергије и управљање преносним системом	0	0
4.	Дистрибуција електричне енергије и управљање дистрибутивним системом	0	0
5.	Дистрибуција електричне енергије и управљање затвореним системом	2	0
6.	Снабдевање електричном енергијом	5	4
7.	Снабдевање на велико електричном енергијом	12	7
8.	Управљање организованим тржиштем електричне енергије	0	0
9.	Транспорт и управљање транспортним системом за природни гас	0	0
10.	Складиштење и управљање складиштем природног гаса	0	0
11.	Дистрибуција и управљање дистрибутивним системом за природни гас	2	3
12.	Снабдевање природним гасом	0	0
13.	Јавно снабдевање природним гасом	0	0
14.	Производња деривата нафте	0	0
15.	Транспорт нафте нафтоводима	0	0
16.	Транспорт деривата нафте продуктоводима	0	0
17.	Складиштење нафте, деривата нафте и биогорива	5	4
18.	Трговина нафтом, дериватима нафте, биогоривима и компримованим природним гасом	12	8
19.	Трговина горивима ван станица за снабдевање превозних средстава	1	1
20.	Пуњење посуда за течни нафтни гас, компримовани и утечњени природни гас	8	9
21.	Трговина моторним и другим горивима на станицама за снабдевање превозних средстава	77	92
22.	Трговина горивима за пловила	0	0
23.	Производња биогорива	0	0
24.	Производња биотечности	0	0
25.	Намешавање биогорива са горивима нафтног порекла	0	0
	Укупно	132	137

Актуелни регистар лиценцираних енергетских субјеката по делатностима се налази на интернет страници Агенције (www.aers.rs).

7.2.2 Регулација цена

У домену регулације цена, Савет Агенције је у децембру 2018. године изменио методологије којима се у складу са Законом одређује образовање регулисаних цена енергетских субјеката и то: Методологију за одређивање цене приступа систему за пренос електричне енергије, Методологију за одређивање цене приступа систему за дистрибуцију електричне енергије и Методологију за одређивање цене електричне енергије за гарантовано снабдевање. Све методологије објављене су у децембру у Службеном гласнику РС, број 99/18.

Савет Агенције је у 2018. години дао сагласност на следеће одлуке о ценама:

- за природни гас
 - сагласност на одлуку о цени нестандартних услуга ЈУГОРОСГАЗ-а.д. Београд, у марту;
 - сагласност на одлуку о цени нестандартних услуга ЈУГОРОСГАЗ-Транспорт д.о.о. Ниш, у мају;
 - 2 сагласности операторима дистрибутивног система на одлуку о цени приступа систему за дистрибуцију природног гаса и цени природног гаса за јавно снабдевање, у новембру и децембру и
- У септембру 2018. године, Савет Агенције је усвојио извештај о потреби регулисања цена закупа резервне снаге за системске услуге секундарне и терцијарне регулације, неопходности

одржавања резервног снабдевања електричном енергијом и потреби регулисања цена електричне енергије за гарантовано снабдевање.

- Савет Агенције је у децембру 2018.године донео и Одлуку о ценама закупа резерве снаге за системске услуге секундарне и терцијарне регулације и цене помоћних услуга за 2018.годину.

Сва наведена акта, осим у „Службеном гласнику Републике Србије“ доступна су и на интернет страници Агенције.

Сталне активности Агенције везане за регулацију цена су биле:

- обезбеђивање стручне помоћи енергетским субјектима у вези примене методологија за одређивање цена, као и праћење њихове правилне примене;
- праћење примене методологија за одређивање трошкова прикључења на систем за пренос и дистрибуцију електричне енергије, односно транспорт и дистрибуцију природног гаса и решавање по жалбама купаца, чиме се обезбеђује неопходан ниво њихове заштите и непосредно се доприноси правилној примени методологија у пракси;
- обезбеђивање стручне подршке енергетским субјектима при раздвајању њихових средстава и трошкова по делатностима, као и контрола раздвојености рачуна;
- праћење и анализа података добијених од енергетских субјеката о оствареним трошковима и регулисаним ценама;
- полугодишње праћење и поређење остварених цена електричне енергије и природног гаса у региону и Европи и
- анализа решења и предлога решења у регулацији цена и припрема предлога измена и унапређења постојеће регулативе.

7.2.3 Надзор над тржиштем електричне енергије и природног гаса

Законом је предвиђено да се, у циљу правилног функционисања тржишта, донесу, односно ускладе са новим Законом, сва Законом предвиђена правила. Савет Агенције је у 2012. донео Правила о промени снабдевача („Службени гласник РС“, број 93/12), а у 2015. је донео нова, ради усклађивања са Законом из 2014, која су измењена и допуњена 2017.године.

Правила о праћењу техничких и комерцијалних показатеља и регулисању квалитета испоруке електричне енергије и природног гаса, Савет Агенције је донео крајем 2013. и у току 2017. године се старао о њиховој примени.

У марту 2016.године, Савет је донео Правилник о начину вођења поступка и изрицању мера и вођењу регистра изречених мера, који се примењује на оне учеснике на тржишту који не извршавају своје обавезе прописане Законом.

У јулу 2016. године, Савет Агенције је донео Одлуку о поступку остваривања права крајњег купца на приступ подацима о сопственој потрошњи електричне енергије и природног гаса.

Остала правила доносе енергетска предузећа, након прибављене сагласности Агенције.

Током 2018. године, Савет Агенције је дао сагласност на следећа правила:

- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета оператора преносног система EMC АД, у новембру;
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на српско-мађарској граници за 2019. годину („Уговор између оператора преносног система Републике Мађарске – MAVIR Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd. и оператора преносног система Републике Србије - EMC АД Београд о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступа прекограничним преносним капацитетима за 2019. годину“), у новембру;
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на српско - румунској граници за 2019. годину („Уговор између оператора преносног система Републике Румуније – С.Н.Т.Е.Е. TRANSELECTRICA – S.A. и оператора преносног система Републике Србије - EMC АД Београд о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступа прекограничним преносним капацитетима за 2019. годину“), у новембру;
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на српско-бугарској граници за 2019. годину („Уговор између оператора преносног система Републике Бугарске – Електроенергиен Системен Оператор ЕАД и оператора преносног система Републике Србије - EMC АД Београд о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступа прекограничним преносним капацитетима за 2019. годину“), у новембру;
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на српско-хрватској граници за 2019. годину („Уговор између оператора преносног система Републике Хрватске – Хрватски оператор приеносног система ХОПС и оператора преносног система Републике Србије - EMC АД Београд

о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступу прекограничним преносним капацитетима за 2019. годину“), у децембру;

- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на граници Србије и Босне и Херцеговине за 2019. годину („Анекс I Уговора између независног оператора преносног система у Босни и Херцеговини – НОС БиХ и оператора преносног система Републике Србије - ЕМС АД Београд о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступу прекограничним преносним капацитетима за 2019. годину“) у новембру и
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на српско-македонској граници за 2019. годину („Уговор између оператора преносног система Републике Македоније – Македонски електропреносен систем оператор а.д. и оператора преносног система Републике Србије - ЕМС АД Београд о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступу прекограничним преносним капацитетима за 2019. годину“), у новембру.

Током 2018. године, Агенција је пратила примену раније донетих правила кроз анализу потреба и иницијатива за измене и допуне ових правила и учешћем у раду комисија за праћење њихове примене.

У области електричне енергије, активне комисије за праћење примене правила су :

- у ЈП ЕМС за Правила о раду преносног система и Правила о раду тржишта и
- у ЈП ЕПС за Правила о раду дистрибутивног система.

У свим формираним комисијама, као посматрач, учествује и по један представник Агенције.

У току 2018.године Савет Агенције је дао сагласност и на следеће планове:

- План развоја транспортног система ЈУРОСГАЗ-Транспорт доо, Ниш за период 2018-2027, у септембру;
- План преузимања мерних уређаја, мерно разводних ормана, односно прикључних водова, инсталација и опреме у мерно разводном орману и других уређаја у објектима постојећих купаца, односно произвођача на дистрибутивном систему ЕПС Дистрибуција доо Београд, у новембру;
- План преузимања мерних уређаја, мерно-регулационих станица на дистрибутивном систему ЈП Срем гас, у новембру.

За надзор над тржиштем енергије су од изузетне важности и програми за обезбеђивање недискриминаторног понашања, које, у складу са законом, треба да донесу оператори дистрибутивних система који су део вертикално интегрисаног предузећа, а које одобрава Агенција. У јуну 2016 Савет Агенције је дао сагласност на Програм усклађености за обезбеђивање недискриминаторног понашања оператора дистрибутивног система ЕПС Дистрибуција доо Београд, као и сагласност на услове за именовање и трајање мандата лица одговорног за праћење усклађености оператора дистрибутивног система, а у јулу 2017. године сагласност на Годишњи извештај о спровођењу програма усклађености за обезбеђење недискриминаторног понашања за 2016.годину, поднетог од стране лица одговорног за праћење усклађености.

Поступајући по захтеву привредног друштва ГАСТРАНС д.о.о. Нови Сад, од фебруара 2018. године, за изузеће нове гасне инфраструктуре, Савет Агенције је у складу са чланом 288. Закона о енергетици (у који је пренет члан 36. Директиве 2009/73/ЕК, који регулише режим изузећа треће стране за нову гасну инфраструктуру), у септембру донео Одлуку о правилима и механизмима за управљање транспортним капацитетима привредног друштва ГАСТРАНС д.о.о. Нови Сад, а у октобру 2018.године, Прелиминарну одлуку о изузећу. Ова одлука је послата Секретаријату Енергетске заједнице за добијање мишљења, који има рок од четири месеца за давање истог, након чега ће Агенција наставити поступак у складу са Законом.

7.2.4 Одлучивање по жалбама

Послови одлучивања по жалбама (другостепени управни поступак), које Агенција, према Закону, обавља као поверене послове, обухватају одлучивање по жалбама изјављеним против:

- акта оператора система по захтеву за прикључење на систем, односно ако оператор система не донесе одлуку по захтеву за прикључење на систем;
- акта оператора система о одбијању приступа систему и
- акта енергетског субјекта за транспорт нафте нафтоводима или енергетског субјекта за транспорт деривата нафте продуктоводом о одбијању приступа систему.

У поступку решавања по жалбама купаца, односно корисника система, Агенција настоји да се обезбеди неопходан ниво њихове заштите и непосредно доприноси правилној примени методологија и других прописа.

У 2018. години, примљено је укупно 367 поднесака који су се углавном односили на рад и поступање енергетских субјеката из различитих домена њиховог пословања, од којих су 211 жалбе које Агенција решава у управном поступку, као поверене послове, а 156 имају карактер различитих притужби физичких и правних лица или захтева за давање мишљења о примени прописа из надлежности Агенције.

Агенција је све примљене притужбе обрадила и доставила одговоре њиховим подносиоцима, уз прослеђивање предмета када је то потребно, надлежним државним органима на даљи поступак.

Што се тиче жалби за чије решавање је у другом степену надлежна Агенција, у 2018. години је обрађено свих 211 примљених жалби које су поднете из разлога прописаних Законом и то:

- због недоношења решења од стране надлежног енергетског субјекта у првом степену по захтеву за прикључење објекта купца или произвођача на систем за дистрибуцију електричне енергије или природног гаса (тзв. „ћутање управе“);
- на решења оператора дистрибутивног система електричне енергије или природног гаса којима се одбија захтев за прикључење на систем и
- на решења оператора дистрибутивног система електричне енергије којима се одобрава прикључење на систем, али се купци жале на трошкове прикључења, или техничке услове под којима је одобрено прикључење, или су жалбе поднете на процесне одлуке енергетских субјеката за дистрибуцију електричне енергије о обустави поступка или одбацивању захтева.

Све жалбе су изјављене на акта оператора дистрибутивних система електричне енергије, док жалби изјављених на акте оператора дистрибутивног система природног гаса, није било.

У циљу смањења броја жалби и уједначавања праксе оператора дистрибутивног система електричне енергије у поступцима по захтевима за прикључење објеката правних или физичких лица на електроенергетску мрежу, Агенција је наставила са праксом да почетком године анализира све примљене жалбе и утврди најчешће разлоге за поништавање решења о прикључењу у поступцима вођеним по жалбама. Да би се смањио број незаконитих решења донетих од стране привредног друштва за дистрибуцију електричне енергије, и у 2018. години су организовани састанци са овим енергетским субјектом, на којима је Агенција указала на најчешће повреде процесних, али и материјално-правних прописа, који доводе до доношења незаконитих решења, као и на законом прописане обавезе енергетских субјеката у поступку прикључења.

Тренд пораста броја жалби је настављен је у 2018. години, па ће Агенција и у наредном периоду наставити рад са стручним лицима оператора дистрибутивног система електричне енергије, односно природног гаса, који одлучују по захтевима за прикључење на систем.

Од оснивања Агенције, закључно са 2018. годином, поднето је 76 тужби Управном суду РС против одлука Агенције донетих у другом степену (Табела 7-2)

Табела 7-2: Број тужби поднетих Врховном/Управном суду РС против одлука Агенције донетих у другом степену

Година	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	укупно
Број тужби	4	2	9	12	7	4	8	7	6	11	5	76

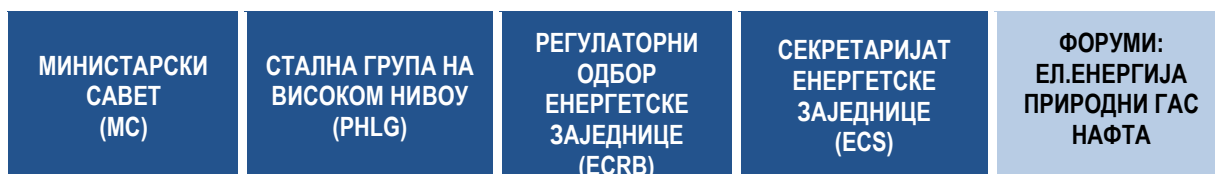
7.2.5 Међународне активности

У складу са Законом о енергетици, потврђеним међународним уговорима и одлукама Савета, Агенција сарађује са регулаторним телима других држава, као и са другим међународним органима и организацијама.

7.2.5.1 Атински процес и Регулаторни одбор Енергетске заједнице (ECRB)

Потписивањем и ратификовањем „Уговора о оснивању Енергетске заједнице“ 25. октобра 2005. године у Атини, који је ступио на снагу 01. јула 2006. године, земље југоисточне Европе (и УНМИК за АПКМ) и ЕУ су започеле процес стварања Енергетске заједнице (ЕнЗ) са циљем проширења унутрашњег тржишта енергије ЕУ на регион југоисточне Европе. Уговор је закључен на период од 10 година, а одлуком Министарског савета од 24. октобра 2013. његово трајање је продужено до 2026. године. Такође, на основу одлука Министарског савета, кроз имплементацију 3. енергетског пакета у Закон, уведене су неке надлежности Секретаријата ЕнЗ у уређењу националног енергетског сектора.

Уговором о оснивању ЕнЗ је дефинисан и институционални оквир потребан за њено функционисање: Министарски савет, Стална група на високом нивоу, Регулаторни одбор ЕнЗ, Секретаријат ЕнЗ, Форум за електричну енергију и Форум за гас. Накнадно је установљен Форум за нафту.



Слика 7-1: Институције Енергетске заједнице

У складу са обавезама које проистичу из Уговора о оснивању ЕнЗ, Агенција активно учествује у раду институција ЕнЗ²², водећи при томе рачуна о заштити интереса купаца, као и о положају и циљевима електроенергетске и гасне привреде Републике Србије уз координацију са државним органима у оквиру надлежности утврђених законом. Агенција учествује у раду Регулаторног одбора ЕнЗ који је саветодавно тело Министарског савета ЕнЗ са могућим извршним функцијама, као и у раду Форума за електричну енергију и Форума за природни гас.

Агенција је дала запажен допринос разради организације и начина функционисања регионалног и паневропског тржишта електричне енергије и природног гаса, кроз активно учешће у раду институција ЕнЗ и стручних тимова основаних у оквиру тих институција. Представник Агенције председава Радном групом за електричну енергију Регулаторног одбора ЕнЗ (ECRB EWG-) од – 2007-2018. године, а неколико представника Агенције председава и подгрупама ECRB-а. Ефикасност рада ових тела би се могла унапредити ажурнијом припремом и благовременим достављањем материјала за њихове седнице.

Агенција је у 2018. години учествовала у следећим активностима регулаторног одбора ЕнЗ (ECRB):

Стратешке и заједничке активности

- сарадња са удружењима регулаторних тела из области енергетике - Агенцијом за сарадњу енергетских регулаторних тела (Agency for Cooperation of Energy Regulators - ACER), Саветом европских регулаторних тела за енергетику (Council of European Energy Regulators - CEER), Регионалном асоцијацијом регулаторних тела за енергетику (Energy Regulators Regional Association - ERRA) и Медитеранским регулаторним телима за енергетику (Mediterranean Regulators - MedReg).

Електрична енергија

- подршка и праћење активности интеграције тржишта електричне енергије у југоисточној Европи и његовог функционалног интегрисања у паневропско тржиште електричне енергије; саставни део ове активности су: редовно праћење актуелности и процеса везано за интеграцију тржишта електричне енергије у ЕУ; одржавање заједничких радионица ACER и ECRB везано за Уредбу ЕУ САСМ; координисани регулаторни допринос раду управљачког комитета за интеграцију тржишта дан-унапред у оквиру иницијативе WB6; хармонизован регулаторни преглед правила Канцеларије за координисане аукције за расподелу прекограничних преносних капацитета на интерконективним далеководима (SEE CAO) и припрема заједничког предлога правила за усвајање у ECRB; израда извештаја о трговачким активностима на дугорочном veleпродајном тржишту електричне енергије у Уговорним странама и са земљама чланицама ЕУ; израда извештаја о стању унутардневног veleпродајног тржишта електричне енергије и унутардневној алокацији прекограничних преносних капацитета у Уговорним странама; израда коментара на предлоге адаптираних верзија Уредбе ЕУ бр.1227/2011 за примену „лаког“ REMIT у Уговорним странама Енергетске заједнице и Методологије за координисани прорачун прекограничних капацитета у Уговорним странама Енергетске заједнице, начина именовања номинованог оператора тржишта у Уговорним странама као предуслова за спајање тржишта електричне енергије Уговорних страна са тржиштима ЕУ-MRC (Multi Regional Coupling) у оквиру „ране“ примене Уредбе ЕУ бр.1222/2015 у Уговорним странама Енергетске заједнице, а које је израдио Секретаријат Енергетске заједнице уз помоћ ангажованих консултаната.
- анализа баланских механизма у региону југоисточне Европе и сагледавање могућности њиховог унапређивања: преглед постојећих механизма за обрачун дебаланса и координисани допринос пројектима интеграције баланских тржишта у оквиру Берлинског процеса и
- праћење функционисања тржишта електричне енергије у Енергетској заједници: праћење прекограничне трговине електричном енергијом у југоисточној Европи, сагласно Смерницама за надзор тржишта Југоисточне Европе²³, коришћењем базе података за надзор тржишта и веб интерфејса; израда полугодишњих извештаја о праћењу тржишта; израда препоруке о интерпретацији индикатора праћења тржишта; преглед стања развоја veleпродајних тржишта електричне енергије сагласно ЕУ пракси (коришћењем индикатора ACER за оцену стања на veleпродајном тржишту електричне енергије).

Природни гас

- израда анализе тарифа за транспорт природног гаса у региону применом тарифне методологије предвиђене Регулативом 460 са практичном применом на примерима Републике Србије и Украјине;
- израда анализе примене захтева из Регулативе 312/2014 која се односи на правила балансирања која се примењују у уговорним странама Енергетске заједнице;
- извештај о статусу примене захтева трећег енергетског пакета који се односе на транспарентност;
- израда извештаја о статусу велетржишта природног гаса у Енергетској заједници;
- прикупљање и достављање података о велетржишту за потребе израде извештаја АЦЕР о надзору велетрговине и
- учешће у раду гасне регионалне иницијативе југ-југоисток (Gas Regional Initiative South South- East; GRI SSE) Европске Уније. Крајем 2016. године, АЕРС је постала копредседавајуће регулаторно тело ове регионалне иницијативе.

²² Трошкове учешћа представника Агенције у раду институција Енергетске заједнице надокнађује Секретаријат Енергетске заједнице

²³ Овај пројекат подржао је USAID кроз финансирање консултантске помоћи

Малопродајно тржиште електричне енергије и природног гаса и заштита купаца

- израда извештаја о капацитету регулатора да прате малопродајна тржишта електричне енергије и природног гаса у Енергетској заједници;
- израда извештаја о функционисању малопродајних тржишта електричне енергије и природног гаса у Енергетској заједници;
- процедуре достављања жалби, режавање спорова и подизање свести купаца у циљу промоције тржишта електричне енергије што је био заједнички рад са представницима радних група за заштиту потрошача CEER i MedReg;
- подршка и достављање података ACER за потребе израде Годишњих извештаја ACER;
- упоредни преглед методологија за одређивање тарифа у дистрибутивним системима за електричну енергију и природни гас које се примењују у уговорним странама Енергетске заједнице;
- упоредни преглед квалитета испоруке и снабдевања природним гасом.

Инфраструктура

Представници Агенције учествују у активностима радних група за пројекте од интереса за Енергетску заједницу (тзв. PESC групе), основане сагласно одредбама одлуке Министарског савета Енергетске заједнице о усвајању Уредбе ЕУ о трансевропским енергетским мрежама²⁴ (Уредба 347/2013- тзв. ТЕН-Е уредба), а чији је циљ израда предлога листе приоритетних гасних и електроенергетских инфраструктурних пројеката. Након усвајања листе од стране Министарског савета²⁵, ови пројекти се квалификују за олакшице у погледу издавања дозвола, као и регулаторне и финансијске подстицаје (у мери у којој су одредбе ТЕН-Е уредбе пренесене у домаће законодавство).

Нова регулатива Енергетске заједнице

Представници Агенције учествују у активностима ад-хок радних група, чији је циљ давање стручних мишљења о регулаторним аспектима предлога нових аката институција Енергетске заједнице (пре свега оних којима се адаптирају ЕУ мрежна правила за електричну енергију и природни гас).

7.2.5.2 Берлински процес - иницијатива „Западни Балкан 6“ (WB6)

Саставни део тзв. Берлинског процеса, иницираног на Самиту за Западни Балкан августа 2014. године, чине и активности везане за енергетски сектор које се односе на финансирање приоритетних регионалних инфраструктурних пројеката кроз ИПА вишекориснички програм, као и спровођење реформских мера (тзв. „меке мере“) којима се подстиче развој регионалног тржишта електричне енергије. Најважнији заједнички реформски циљеви ове иницијативе су интеграција дневних (spot) тржишта електричне енергије (тзв. „market coupling“), интеграција баланских тржишта и максимизација користи од постојеће канцеларије за координисане аукције (преносних капацитета на интерконекторима) Југоисточне Европе.

Агенција за енергетику, у оквиру својих надлежности, доприноси спровођењу активности предвиђених овом иницијативом, као што су: функционално раздвајање оператора дистрибутивног система, сертификација оператора преносног система, остваривање сарадње са Агенцијом за сарадњу енергетских регулаторних тела (ACER), спајање дневних (spot) тржишта електричне енергије („market coupling“) са суседним тржиштима и др.

Потписивањем „Меморандума о разумевању о развоју тржишта електричне енергије на Западном Балкану и успостављању оквира за даљу сарадњу“ 26. априла 2016. године, министарства, регулаторна тела, оператори преносног система и берзе електричне енергије из региона су се сагласиле да ће, кроз израду и спровођење Програма интеграције дневних тржишта електричне енергије и Програма прекограничне сарадње у погледу балансирања, остварити спајање дневних тржишта са бар једним суседом до 1. јула 2018. године, односно успоставити сарадњу у прекограничној размени баланских услуга до 31. децембра 2018. године. Сагласно одредбама Меморандума WB6 (Анекси 1 и 2), 2016. године конституисани су Програмски управљачки комитет за интеграцију дневних тржишта (PSC DAMI - Programme Steering Committee for Day-ahead Market Integration) и Програмски управљачки комитет за прекогранично балансирање (PSC XB - Programme Steering Committee for Cross-border balancing) чија је улога програмско (пројектно) управљање процесима спајања дневних и баланских тржишта електричне енергије у региону и шире, а у којима учествују и представници Агенције.

7.2.5.3 CESEC (Central and South Eastern Europe Gas Connectivity) иницијатива

CESEC иницијатива је покренута Меморандумом о разумевању између потписница из Западног Балкана, Црноморског региона и ЕУ са циљем координисања подршке прекограничним трансевропским гасним инфраструктурним пројектима (којима се диверсификује снабдевање региона гасом) и хармонизације релевантних прописа. Од 2017. године област деловања CESEC иницијативе проширена је и на области тржишта електричне енергије, енергетске ефикасности и обновљивих извора енергије.

Активностима CESEC управља Група на високом нивоу (CESEC High Level Group, HLG), чији су циљеви убрзање завршетка пројеката изградње интерконективних ценовода који се суочавају са тешкоћама у

²⁴ Одлука бр. D/2015/09/MC-EnC од 16.10.2016. године

²⁵ Важећа листа приоритетних инфраструктурних пројеката усвојена је Одлуком Министарског савета бр. D/2018/11/MC-EnC од 29.11.2018. године.

спровођењу, идентификација и подршка изградњи ограниченог броја инфраструктурних пројеката у централној и југоисточној Европи, идентификација препрека остварењу ових пројеката (нпр. препреке регулаторне природе, режим издавања дозвола, техничке и финансијске препреке), као и спровођење акционог плана који укључује пројектно - специфичне техничке, финансијске и регулаторне мере, са циљем да се те препреке уклоне.

Агенција за енергетику, у оквиру својих надлежности, доприноси спровођењу активности предвиђених овом иницијативом, као што су: сертификација оператора транспортног система, операционализација механизма расподеле капацитета на интерконективним тачкама и механизма управљања загушењима, остваривање сарадње са Агенцијом за сарадњу енергетских регулаторних тела (ACER), регионална интеграција тржишта гаса, и др.

7.2.5.4 Учесће у асоцијацијама регулатора у енергетици

Агенција је члан Савета европских енергетских регулатора (Council of European Energy Regulators - CEER), телу чија је мисија да кроз сарадњу независних енергетских регулатора доприноси формирању јединственог, конкурентног и ефикасног тржишта енергије у Европи. Генерална скупштина CEER примила је Агенцију у својству посматрача у ово тело на седници одржаној 12. децембра 2018. године у Бриселу.

Агенција је пуноправни члан ERRA (Energy Regulators Regional Association), струковног удружења регулатора чији је циљ унапређивање сарадње, размена искустава и изградња капацитета чланица. ERRA удружује регулаторе из југоисточне и источне Европе, из земаља бившег СССР-а, NARUC – удружење регулатора САД, као и регулаторе неких земаља Азије и Африке. У циљу изградње капацитета и размене искустава са другим националним регулаторним телима у више области теорије и праксе регулације (регулација цена, конкуренција и тржиште енергије, лиценцирање, итд.), као и сагледавања могућности њихове примене у Србији, представници Агенције су у 2018. години учествовали у активностима ERRA Комитета председавајућих, Комитета за лиценце и тржиште и Комитета за тарифе и цене.

Агенција је члан и један од оснивача Сталног саветодавног форума националних регулаторних тела балканских земаља (Саветодавни форум). Саветодавни форум, у којем учествују Регулаторна комисија за енергетику и водопривреду Републике Бугарске (EWRC), Регулаторно тело за енергетику Републике Грчке (RAE), Агенција за енергетику Републике Србије (АЕРС), Регулаторна комисија за енергетику Северне Македоније (ERC) и Регулаторна агенција за енергетику Црне Горе (REGAGEN) ће, преко Одбора регулатора или ad hoc група, у оквиру својих надлежности обезбедити оквир за разговоре, размену искустава и, када буде могуће, израду заједничких ставова и препорука о регулаторним питањима у области тржишта електричне енергије, природног гаса, воде и отпадних вода у региону.

7.2.5.5 Европске интеграције

Представници Агенције су учествовали у раду Одбора за спровођење Споразума о стабилизацији и придруживању - Пододбор за транспорт, енергетику, заштиту животне средине, климатске промене и регионални развој, на којима су представили стање спровођења обавеза из њене надлежности, а које се односе на регулаторна питања у енергетском сектору и регионалне интеграције.

Представници Агенције учествују и у раду Подгрупе за енергетику Стручне групе координационог тела за припрему и преговоре о приступању Србије ЕУ (ПГ 15 - Енергетика).

У јулу 2018. године започео је пројекат техничке помоћи Агенцији из програма ИПА 2014, чији је циљ усклађивање регулаторних механизма Агенције са Трећим пакетом прописа о унутрашњем тржишту енергије ЕУ. Вредност пројекта је око 1.5 милиона евра, а трајање 18 месеци.

8. ИЗВЕШТАЈ О ФИНАНСИЈСКОМ ПОСЛОВАЊУ АГЕНЦИЈЕ

Финансијско пословање Агенције за 2018. годину се одвијало у складу са одобреним Финансијским планом за 2018. годину од стране Народне скупштине „Сл.гласник РС“ број 42 /01.06.2018.

Планом су утврђени укупни приходи и расходи Агенције, укључујући и резерве за непредвиђене издатке, као и елементи за целовито сагледавање политике зарада и запослености. Агенција је, у складу са обавезама из Закона о енергетици, у октобру 2017. године Народној скупштини доставила на сагласност Финансијски план за 2018. годину, који је одобрен и усвојен у мају 2018.

У овом извештају је приказано планирано и остварено коришћење средстава по наменама, из прихода добијених, у складу са Законом о енергетици и Финансијским планом, из накнаде за трошкове издавања лиценци, дела тарифе за приступ и коришћење система - регулаторне накнаде, донација и рефундација и финансијских и осталих прихода.

Табела 8-1: Укупни приходи Агенције у 2018.

динара				
Ред.бр.	Приходи	Остварено 2017	План 2018	Остварено 2018
1	Приход од лиценци	34.750.000	34.850.000	22.438.000
2	Приход од регулаторне накнаде	161.679.956	164.910.829	164.910.832
3	Пренети вишак прихода из претходне године	0	19.036.058	0
4	Приход од донација и рефундација	2.063.284	2.058.520	3.065.121
5	Финансијски и остали приходи	62.475	85.063	586.797
6	Наплаћена исправљена потраживања	33.571.872	33.571.872	33.571.872
	УКУПАН ПРИХОД	232.127.588	243.321.718	224.572.622

НАПОМЕНЕ О ПРИХОДИМА:

Приходи од накнада за трошкове издавања лиценци у 2018. години су обрачунати према Одлуци о висини трошкова за издавање лиценци за обављање енергетских делатности, на коју је сагласност дало Министарство финансија ("Службени гласник РС" бр.13/2016) и по којој је одређена висина накнаде за издавање лиценце за поједине енергетске делатности. Ова накнада се утврђује једнократно, односи се на цео период важења лиценце од 10 година и наплаћује приликом подношења захтева.

У складу са тим, обрачунати су приходи од накнада за трошкове издавања лиценци за 2018. годину у укупном износу од 22.438.000 динара. Од тог износа, део прихода који се односи на укупно 130 поднетих и плаћених захтева за издавање лиценце за обављање енергетске делатности, износи 19.587.000,00 динара, а део који се односи на укупно 58 захтева за измене раније издатих решења износи 2.851.000,00 динара.

У 2018. години је приход од накнада за трошкове издавања лиценци значајно мањи у односу на планирани, као и према оствареном претходне 2017. године и то за 35% номинално. Разлог томе је смањење броја поднетих захтева за издавањем лиценци и измена постојећих решења са 281 у 2017. на 188 у 2018. години.

Приходи од регулаторне накнаде, односно од дела тарифе за приступ и коришћење система за пренос електричне енергије, транспорт природног гаса и транспорт нафте нафтеводима, у 2018. години је износио 164.910.832 динара, што чини 74% укупног прихода Агенције, а 88 % пословних прихода 2018. године. Накнада се обрачунава квартално током године у складу са Методологијом и дефинисаним процедурама и зависи од висине максимално одобреног прихода енергетских субјеката и датума од када се примењују одобрене одлуке енергетских субјеката о ценама.

У обрачуну регулаторне накнаде нема промена обрачунатих износа у 2018. години у односу на план за 2018. годину, с обзиром на то да у овом периоду није било корекција цена преноса електричне енергије и транспорта природног гаса и нафте.

Приходи од рефундација се формирају у висини документованих трошкова службених путовања, а у овом случају то су рефундације дела трошкова службених путовања у иностранство од стране Секретаријата ЕнЗ из Беча у износу од 2.840.289 динара (по основу Уговора о оснивању ЕнЗ покрива трошкове смештаја и превоза за учеснике одређених састанака ове институције).

Због повећаног учешћа запослених у активностима радних група ЕнЗ, иако је због промена курса евра ефекат девизно-динарског прерачуна углавном негативан, приходи по овом основу су значајно већи у односу на план 2018. као и остварење у 2017. години, тако да покривају око 64 % укупних расхода везаних за службена путовања у иностранство у 2018. години.

Приход од донација обухвата обрачун неотписане, а расходване вредности дела опреме – намештаја добијене из донације ЕУ у 2005. години, у укупном износу од 224.832 динара, који се приходује на терет примљене донације у опреми.

Финансијске приходе у износу од 500.525,00 динара чине приходи по основу остварене камате на депозит по виђењу у пословној банци BANCA INTESA, која се обрачунава месечно на стање динарских средстава на рачуну Агенције .

Остали непословни и ванредни приходи и рефундације запослених, остварени су у укупном износу од 86.271 динара.

Приход од наплаћених исправљених потраживања у 2018.години у износу од 33.571.872 динара, чине исправљена потраживања 2017. године за регулаторну накнаду ЈП Србијагас, а која су наплаћена у 2018. години.

Табела 8-2: Укупни расходи Агенције у 2018.

Ред. број	Расходи	Остварено 2017.	Планирано 2018.	Остварено 2018.
				динара
1	Трошкови материјала, горива и енергије	3.702.628	4.379.484	3.661.110
1.1	- трошкови материјала (режијски, канцеларијски, разно)	1.392.432	1.885.765	1.196.833
1.2	- трошкови горива и енергије	2.310.196	2.493.720	2.464.277
2	Трошкови зарада, накнада зарада и остали лични расходи	120.685.866	143.641.353	132.950.986
2.1	- трошкови зарада и накнада зарада (брutto)	93.375.365	110.171.171	104.749.711
2.2	- трошкови доприноса на терет послодавца	16.714.190	19.838.401	18.489.252
2.3	- накнаде по осталим уговорима	1.042.842	1.095.326	1.059.568
2.4	- остали лични расходи и накнаде	9.553.469	12.536.455	8.652.455
3	Трошкови производних услуга	27.075.608	28.811.936	27.274.535
3.1	- трошкови транспортних услуга	1.852.116	1.963.779	1.915.527
3.2	- услуге одржавања	1.723.325	2.450.835	2.257.750
3.3	- закупнине	20.475.746	20.841.523	19.969.101
3.4	- реклама и рекламни материјал	161.981	203.500	199.956
3.5	- остале услуге	2.862.440	3.352.299	2.932.200
4	Амортизација и резервисање	3.451.176	3.393.275	3.290.786
5	Нематеријални трошкови	15.074.998	24.464.077	21.825.939
5.1	- непроизводне услуге	3.661.724	14.511.299	9.265.656
5.2	- репрезентација	293.770	305.321	304.955
5.3	- премије осигурања	322.728	398.291	342.188
5.4	- платни промет	236.176	219.207	278.231
5.5	- чланарине	434.018	930.000	413.045
5.6	- трошкови пореза и накнада	417.606	476.630	445.905
5.7	- остали нематеријални трошкови (садржи умањење зарада за 10%)	9.708.980	7.623.329	10.775.958
	ПОСЛОВНИ РАСХОДИ	169.990.276	198.966.823	189.003.356
6	Финансијски и остали расходи	33.877.466	38.631.594	33.647.217
	УКУПНИ РАСХОДИ	203.867.742	243.321.718	222.650.573
7	Финансијски резултат - вишак прихода над расходима	28.259.846	0	1.922.049
	СВЕГА РАСХОДИ=ПРИХОДИ	232.127.588	243.321.718	224.572.622

НАПОМЕНЕ О РАСХОДИМА:

У 2018. години обрачунати расходи износе укупно 222.650.573 динара и мањи су од укупно планираних расхода за 2018. за 8%, а већи од укупно остварених расхода у 2017. за 9 %.

Све главне позиције остварених расхода су у нивоу или испод износа планираних за 2018. годину.

Трошкови материјала, горива и енергије су за 16% мањи од плана и налазе се на нивоу остварења у 2017. години. Од тога, трошкови материјала у 2018. години су мањи за 37% у односу на план за 2018. и за 14% мањи у односу на остварење претходне 2017. године, због крајње рационалног трошења и штедње разног канцеларијског и осталог режијског материјала.

Трошкови горива за службена возила и електричне енергије су у остварењу на нивоу планираних (99 %) , али у односу на претходну 2017. су већи за 7%, због раста цена енергената – горива за возила. Утрошена количина горива на годишњем нивоу са поређењем 2018/2017. је готово иста, али просечна цена утрошеног горива је у 2018. према 2017. години већа за 7% (2017=147 дин/литар; 2018=158 дин/литар).

Трошкови зарада, накнада зарада и осталих уговора и личних расхода су за 7% мањи од планираних величина, а за 10% већи од остварења у 2017. години. Трошкови обрачунатих бруто зарада и накнада зарада запослених , укључујући и доприносе послодавца, су у укупном износу за 5% мањи од планираних за 2018. годину, а за 11% већи од остварених у 2017. години. У 2017. је било просечно запослених према стању на крају месеца 40 сарадника, а у 2018. 45 сарадника.

Кроз обрачунате зараде у 2018. су обухваћене и посебне накнаде члановима Савета Агенције којима је престао мандат у периоду март-јун 2018. сходно одредбама Закона о енергетици (члан 43. закона) и Закона о раду (члан 76. закона), што је додатно повећало масу исплаћених зарада у 2018. години.

Трошкови уговора о привременим пословима и омладинске задруге су у нивоу планираних за 2018. као и остварених у претходној 2017. години, што значи да се ангажовања по том основу нису повећала.

Остали лични расходи обухватају трошкове службених путовања у земљи и иностранству (превоз, хотелски смештај, дневнице), превоз на посао и остале накнаде и трошкове запослених, отпремнине за пензију и јубиларне награде. Ови трошкови у укупном износу су мањи за око 9 % у односу на 2017. а од планираних су мањи за 30%.

Један од највећих проблема са којима се већ више година суочава Агенција је недостатак квалитетних кадрова (укупно 11 запослених је напустило Агенцију од почетка њеног рада) и спорији пријем нових и неопходних кадрова. Ова појава је свакако последица вишегодишњег знатно споријег раста зарада у Агенцији у односу на јавни и приватни сектор у области енергетике, што се у условима ограниченог пријема запослених, одражава и на динамику обављања послова додељених Агенцији. Током 2018. године, у Агенцији су ангажована 3 нова сарадника, тако да је на крају 2018. Агенција имала укупно 45 стално запослених, укључујући и чланове Савета.

Табела 8-3: Квалификациона структура стално запослених

Стручна спрема	Стање 31.12.2017.		План 2018.		Стање 31.12.2018.	
	број	учешће у %	број	учешће у %	број	учешће у %
Доктори наука	3	7,1	3	5,9	5	11,1
Магистри	2	4,8	2	3,9	2	4,5
Висока стручна спрема	32	76,2	41	80,4	33	73,3
Виша стручна спрема	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Средња стручна спрема	4	9,5	4	7,8	4	8,9
Нижа стручна спрема	1	2,4	1	2,0	1	2,2
Укупно	42	100,0	51	100,0	45	100,0

За Агенцију је карактеристична и виша просечна старост запослених, тако да је просечан радни стаж запослених на дан 31.12.2018. био 23 године. Оваква старосна структура запослених је и очекивана, имајући у виду природу високо специјализованог посла којим се Агенција бави, као и одговарајуће захтеве за искуством приликом пријема запослених.

Табела 8-4: Структура запослених по радном стажу

Радни стаж	Стање 31.12.2017.		План 2018		Стање 31.12.2018	
	број	учешће у %	број	учешће у %	број	учешће у %
do 5 god.	1	2,38	3	5,88	1	2,22
od 6 - 10 god.	0	0	5	9,80	1	2,22
od 11 - 15 god.	6	14,28	7	13,73	8	17,78
od 16 - 20 god.	9	21,43	10	19,61	6	13,33
od 21 - 25 god.	10	23,81	9	17,65	13	28,90
od 26 - 30 god.	4	9,52	4	7,84	5	11,11
od 31 - 35 god.	8	19,05	8	15,69	5	11,11
> 35 god.	3	7,14	5	9,80	6	13,33
Укупно	42	100,00	51	100,00	45	100,00

Трошкови производних услуга су у укупном износу мањи од планираних за 2018. годину за 5%, али у поређењу са 2017. годином су номинално порасли за 1%.

Највећи раст има ставка одржавања рачунарске опреме и софтвера и то за 55% у односу на претходну 2017. због обнове постојећих софтверских лиценци које се користе у Агенцији, а сама набавка је планирана тако да је у оквирима плана 2018.

То повећање је делом настало и због промене начина евидентирања дела трошкова одржавања пословног простора, које је раније било обухваћено трошковима закупа, а сада је раздвојено, тако да није ни дошло до стварног повећања трошкова одржавања пословног простора.

Закупнине пословног простора, због уговорене валутне клаузуле, стабилног курса евра и динарског прерачуна као и поменутог раздвајања евидентирања дела трошкова одржавања од самог закупа пословног простора, номинално су приближно исте као и у претходном периоду, односно за 4% су ниже према плану за 2018. и 2% мање према остварењу 2017. године.

Остале услуге обухватају разне комуналне услуге ЈКП (префактурисани трошкови од стране закуподавца), путарине и паркинг, заштиту на раду, услуге штампања и огласа, које су укупно нешто веће него 2017. године (2%), али су за 13% испод планираног износа за 2018.

Трошкови амортизације опреме и софтвера су обрачунати сходно одговарајућој рачуноводственој политици и важећим стопама, а укупан износ је приближан планираном.

Нематеријални трошкови обухватају консултантске, здравствене услуге, трошкове стручног образовања, претплата, котизација, ревизијске контроле, службеног оглашавања, електронског информисања, осигурања лица и опреме, банкарских провизија, чланарина, разних осталих пореза, такси и доприноса.

Нематеријални трошкови су на нивоу од 89% у односу на планиране, а већи су за 45% у односу на остварене 2017. године, јер је 2018. реализовано и раније очекивано ангажовање страних консултаната у вези са учешћем Агенције у ИПА пројектима. По том основу је извршено суфинансирање првог дела пројекта са учешћем од 10% и у износу од 5.988.026,98 динара. Средства су планирана и уплаћена Министарству финансија РС, које је уговорна страна у овом пројекту.

Осим трошкова стручног усавршавања, који су реализовани у нивоу од 41 % планираних средстава, остали трошкови су слични као претходне године и у нивоу планираних.

За „остале нематеријалне трошкове“ на име умањења обрачунатих зарада запослених, у складу са Законом о привременом умањењу основица запослених у јавном сектору, укупно је обрачунато и умањено у исплати запосленима и уплаћено у Буџет РС 10.703.588 динара што је 11 % више него претходне 2017.године.

Финансијски и остали расходи (исправка потраживања, ванредни расходи) су за 13% мањи од планираних за 2018. а налазе се на нивоу остварених у 2017. години. Извршена је исправка вредности ненаплаћених потраживања за регулаторну накнаду на дан 31.12.2018. године у укупном износу од 33.571.872 динара, на основу Правилника о рачуноводству и рачуноводственим политикама. Исправка по овом основу чини 18% обрачунатог прихода од накнада за трошкове издавања лиценци и обрачунате регулаторне накнаде. Овај податак указује да је ризик по основу наплате потраживања увек присутан, због сталних промена у пословању енергетских субјеката, што је и досадашње искуство, а реално је очекивати да ће се наставити и у наредном периоду.

Финансијски резултат. Агенција је на дан 31.12.2018. исказала вишак прихода над расходима у износу од 1.922.049 динара, који није предмет расподеле већ се кумулира као добит претходних година.

Сходно томе, ради обезбеђења континуираног и поузданог рада Агенције, кумулирани реализовани вишак прихода над расходима из ранијих година као и 2018. године, је адекватна резерва и у оперативно расположивим новчаним средствима и једини облик билансне ставке „Капитал“. Тиме се постиже одређена сигурност у пословању Агенције у условима када у датим законским оквирима не постоје никакви други извори финансирања на које се може рачунати у пословању Агенције.

Сопствена улагања у опрему и софтвер. Агенција је из сопствених средстава набављала опрему у периоду 2007 – 2017. године, како је наведено у Табели 8-5, а такође је реализовала набавке током 2018. године, увек у складу са планом набавки и јавних набавки и то углавном ради замене дела отписаних основних средстава, пре свега рачунарске опреме.

Табела 8-5: Набавка разне опреме и софтвера у Агенцији

Набавка	динара							
	2007-2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.
Путничка возила	4.913.209	2.126.167	0	0	0	0	0	2.694.000
Рачунарска опрема, софтвер, мрежа	11.655.537	2.544.052	2.478.749	2.387.880	2.877.402	3.636.630	4.149.332	2.890.247
Канцеларијски намештај и разна опрема	2.152.575	392.217	239.964	444.800	0	887.342	321.121	584.781
Телефони, телефонска централа, контрола приступа	880.011	120.694	137.525	446.060	287.172	399.968	301.494	206.520
Видео надзор, мрежа	1.060.207	0	0	0	0	0	0	0
Укупно	20.661.539	5.183.130	2.856.238	3.278.740	3.164.574	4.923.940	4.771.947	6.375.548

Неотписана-садашња вредност материјалне и нематеријалне имовине на дан 31.12.2018. године износи 15.087.309 динара, што чини 59% набавне вредности активних, неотписаних средстава, али 29% набавне вредности свих средстава у употреби без обзира на степен отписаности, што указује на висок степен амортизованости и потребу редовног праћења употребљивости опреме и њеног обнављања.

Од укупно 855 ставки опреме са софтверима које су у употреби у Агенцији, књиговодствено неотписаних је 506 ставки.

Сходно законској обавези, у складу са Законом о енергетици, извршена је ревизија годишњег финансијског извештаја за 2018. годину од стране овлашћеног ревизора. По мишљењу ревизора „финансијски извештај приказује истинито и објективно, по свим материјално значајним питањима, финансијски положај Агенције за енергетику Републике Србије, Београд, на дан 31. децембра 2018. године, као и резултат пословања и токове готовине за годину која се завршила на тај дан, у складу са рачуноводственим прописима важећим у Републици Србији“.

Садржај табела

Табела 1-1: Енергетика Србије (без АПКМ) – неки показатељи за период 2011 - 2017. година.....	5
Табела 3-1: Капацитети за производњу електричне енергије у 2018. (без АПКМ).....	13
Табела 3-2: Подаци о преносном систему ЕМС АД на крају 2018. (без АПКМ).....	14
Табела 3-3: Дужина водова у власништву ОДС на крају 2018. (без АПКМ).....	15
Табела 3-4: Производња и потрошња електричне енергије у периоду 2009 – 2018. (без АПКМ).....	16
Табела 3-5: Кретање годишњег нивоа просечних одобрених цена приступа преносном систему.....	19
Табела 3-6: Тарифе за приступ преносном систему од 01.3.2017. године.....	19
Табела 3-7: Остварене просечне цене приступа преносном систему.....	19
Табела 3-8: Укупан годишњи износ за обезбеђење системских и помоћних услуга.....	21
Табела 3-9: Средње месечне вредности НТС за смер улаза у Србију у 2018.....	22
Табела 3-10: Средње месечне вредности НТС за смер излаза из Србије у 2018.....	22
Табела 3-11: Подаци о спроведеним месечним аукцијама за доделу 50% расположивих прекограничних преносних капацитета у 2018.....	23
Табела 3-12: Подаци о заједничким годишњим аукцијама прекограничних преносних капацитета у 2018.....	24
Табела 3-13: Подаци о заједничким месечним аукцијама прекограничних преносних капацитета у 2018.....	24
Табела 3-14: Прекограничне и интерне трансакције у тржишној области Србије од 2009-2018.....	25
Табела 3-15: Улазне и излазне пријављене прекограничне трансакције по границама за 2018.....	25
Табела 3-16: Приходи од алокација прекограничних капацитета у 2018.....	25
Табела 3-17: Основни показатељи остварења плана преноса (без АПКМ).....	26
Табела 3-18: Транзит електричне енергије по месецима у току 2018. (физички токови).....	26
Табела 3-19: Пренета енергија, максимално оптерећење и губици (без АПКМ).....	26
Табела 3-20: Кретање годишњег нивоа просечних одобрених цена приступа дистрибутивном систему – укупно Србија (без АПКМ).....	29
Табела 3-21: Остварене просечне цене приступа дистрибутивном систему.....	29
Табела 3-22: Дистрибуиране количине електричне енергије у периоду 2009 – 2018.....	30
Табела 3-23: Број учесника на тржишту са правом пријаве дневних планова рада од 2009. до 2018.....	32
Табела 3-24: Ниво концентрације тржишта електричне енергије у Србији у 2018.....	37
Табела 3-25: Структура потрошње електричне енергије у периоду 2009-2018.....	38
Табела 3-26: Број мерних места у 2017. и 2018.....	39
Табела 3-27: Остварене просечне годишње регулисане цене за крајње купце (без ПДВ и такси).....	39
Табела 3-28: Остварене просечне годишње малопродајне цене на слободном тржишту за крајње купце (без ПДВ и такси).....	44
Табела 3-29: Структура остварене просечне годишње малопродајне цене на слободном тржишту за крајње купце.....	45
Табела 3-30: Остварене просечне годишње цене резервног снабдевања за крајње купце (без ПДВ и такси).....	46
Табела 3-31: Укупно остварене просечне годишње цене за регулисано тржиште, слободно тржиште и резервно снабдевање (без ПДВ и такси).....	46
Табела 3-32: Преглед и структура остварених просечних годишњих цена по активностима (без ПДВ и такси).....	47
Табела 3-33: Промена снабдевача по мерним местима у 2018.....	47
Табела 3-34: Показатељи непрекидности испоруке у преносној мрежи за период 2009 - 2018.....	52
Табела 3-35: Захтеви за прикључење по напонским нивоима и укупно у 2018.....	55
Табела 3-36: Прикључење објеката/мерних места по напонским нивоима у 2018.....	56
Табела 3-37: Откупне цене за повлашћене произвођаче електричне енергије.....	59
Табела 3-38: Структура и остварене цене електричне енергије (без ПДВ и такси) преузете од повлашћених произвођача у 2018.....	60
Табела 3-39: Износ накнаде за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије у периоду 2013-2018.....	60
Табела 3-40: Износ прикупљене накнаде за подстицај повлашћених произвођача.....	60
Табела 3-41: Електрична енергија преузета од повлашћених произвођача у периоду 2014-2018.....	60
Табела 3-42: Планирана и реализована вредност инвестиција у развој преносне мреже према типу активности за 2018.....	62
Табела 3-43: Планирана и реализована вредност инвестиција у развој преносне мреже према напонском нивоу за 2018.....	63
Табела 4-1: Производња природног гаса у Србији у периоду 2010 - 2018.....	66
Табела 4-2: Дужина транспортне мреже у Србији у периоду 2010 - 2018.....	66
Табела 4-3: Значајне техничке карактеристике транспортног система.....	66
Табела 4-4: Дужина дистрибутивне мреже у Србији у периоду 2013 - 2018.....	68
Табела 4-5: Дужина дистрибутивних мрежа и број места испоруке стање на крају 2018.....	68
Табела 4-6: Планови преузимања и реализација планова преузимања МУ/МРС.....	69
Табела 4-7: Извори снабдевања и остварена потрошња природног гаса у 2017. и 2018.....	70
Табела 4-8: Број места испоруке на крају 2017. и 2018.....	71
Табела 4-9: Структура потрошње у 2017. и 2018.....	71
Табела 4-10: Просечна одобрена цена приступа систему за транспорт природног гаса.....	73
Табела 4-11: Транспортване количине природног гаса у периоду 2015-2018.....	74
Табела 4-12: Просечана одобрена цена приступа систему за дистрибуцију природног гаса.....	77
Табела 4-13: Дистрибуиране количине природног гаса у периоду 2016-2018.....	78
Табела 4-14: Укупна потрошња природног гаса (на слободном и на регулисаном тржишту).....	79
Табела 4-15: Продаја природног гаса крајњим купцима у 2017. и 2018.....	81
Табела 4-16: Просечна одобрена цена природног гаса за јавно снабдевање.....	82
Табела 4-17: Прекиди на транспортним системима према узроцима.....	89
Табела 4-18: Сумарни показатељи непрекидности на дистрибутивним системима за непланиране прекиде.....	89
Табела 4-19: Сумарни показатељи непрекидности на дистрибутивним системима за планиране прекиде.....	89
Табела 4-20: Сумарни показатељи непрекидности на дистрибутивним системима.....	90
Табела 4-21: Захтеви за прикључење.....	90
Табела 4-22: Прикључење објеката.....	90
Табела 5-1: Цена приступа систему.....	96
Табела 6-1: Укупан месечни приход као услов за стицање статуса енергетски угроженог купца у 2018.....	102
Табела 6-2: Максимално право на умањење месечне обавезе за потрошене количине.....	102
Табела 6-3: Право на умањење месечног рачуна у зависности од потрошње.....	103
Табела 6-4: Остварено право на умањење рачуна у 2018.....	103
Табела 8-1: Укупни приходи Агенције у 2018.....	121
Табела 8-2: Укупни расходи Агенције у 2018.....	122
Табела 8-3: Квалификациона структура стално запослених.....	123
Табела 8-4: Структура запослених по радном стажу.....	124

Садржај слика

Слика 1-1: Упоредни показатељи за Србију и Европску унију у 2016. години	5
Слика 1-2: Структура финалне потрошње (без неенергетске потрошње) у 2016. години	6
Слика 2-1: Продаја електричне енергије на слободном и регулисаном тржишту у 2018.	8
Слика 2-2: Продаја природног гаса на слободном и регулисаном тржишту у 2018. години	10
Слика 3-1: Организациона структура електроенергетског сектора	12
Слика 3-2: Структура производних капацитета у 2018. (без АПКМ)	14
Слика 3-3: Производња, увоз и бруто потрошња у Србији у 2018. (без АПКМ)	15
Слика 3-4: Структура производње у 2018. (без АПКМ)	16
Слика 3-5: Структура цене преноса (€/MWh) у 2018.	20
Слика 3-6: Остварена просечна годишња цена приступа дистрибутивном систему у 2018.	29
Слика 3-7: Шема тржишта електричне енергије у 2018.	31
Слика 3-8: Количине електричне енергије по активностима снабдевача током 2017. и 2018.	32
Слика 3-9: Увоз, извоз и транзит снабдевача у 2018.	36
Слика 3-10: Куповина/продаја између снабдевача, односно између снабдевача и ЈП ЕПС у 2018.	37
Слика 3-11: Структура потрошње електричне енергије у Србији у периоду 2009-2018. (без АПКМ)	38
Слика 3-12: Цене електричне енергије за домаћинства – прва половина 2018.	40
Слика 3-13: Структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2018.	41
Слика 3-14: Структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2018. сведена на паритет куповне моћи	42
Слика 3-15: Цене електричне енергије за индустрију - прва половина 2018.	43
Слика 3-16: Просечно трајање прекида напајања	53
Слика 3-17: Узроци непланираних прекида и њихово учешће у неиспорученој енергији услед непланираних прекида у 2018.	53
Слика 3-18: SAIFI и SAIDI за период 2014 - 2018.	54
Слика 3-19: Учесће узрока непланираних прекида у SAIFI и SAIDI за 2018.	54
Слика 3-20: Разлози за корекцију обрачуна и њихов удео у укупном броју коригованих обрачуна у 2018.	56
Слика 4-1: Организациона структура сектора природног гаса на крају 2018.	65
Слика 4-2: Транспортни систем природног гаса Републике Србије	67
Слика 4-3: Структура финалне потрошње природног гаса у Србији у 2018.	71
Слика 4-4: Шема тржишта природног гаса	78
Слика 4-5: Промена просечне одобрене цене природног гаса за јавно снабдевање	83
Слика 4-6: Структура просечне одобрене цене природног гаса за јавно снабдевање ЈП Србијагас на дан 31.12.2018.	83
Слика 4-7: Цене природног гаса за домаћинства – прво полугодиште 2018.	84
Слика 4-8: Структура цене природног гаса за домаћинства у појединим европским главним градовима у децембру 2018.	85
Слика 4-9: Структура цене природног гаса за домаћинства у појединим европским главним градовима у децембру 2018. сведена на паритет куповне моћи	86
Слика 4-10: Цене природног гаса за индустрију – прво полугодиште 2018.	87
Слика 5-1: Типови увезене сирове нафте у 2018.	93
Слика 5-2: Рафинеријска прерада сирове нафте у Србији у периоду 2007-2018.	93
Слика 5-3: Транспортоване количине сирове нафте нафтоводом ЈП Транснафта у периоду 2007 – 2018.	95
Слика 5-4: Број активних лиценци за делатност трговине нафтом, дериватима нафте, КПГ и биогоривима	97
Слика 5-5: Учесће компанија на малопродајном тржишту моторних горива према броју станица 2018.	98
Слика 7-1: Институције Енергетске заједнице	117

Скраћенице и страни изрази

ACER	Европска агенција за сарадњу енергетских регулатора (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
АПКМ	Аутономна покрајина Косово и Метохија
Benchmarking	Упоредна анализа сличних (показатеља, предузећа, активности...)
CEER	Савет европских енергетских регулатора (Council of European Energy Regulators)
БиХ	Босна и Херцеговина
DAMAS	Информациони систем ЈП ЕМС
ДС	Дистрибутивни систем
ЕнЗ	Енергетска заједница
ECRB	Регулаторни одбор ЕнЗ
ECRB WG	Радне групе Регулаторног одбора ЕнЗ
ННИ	Herfindahl-Hirschman индекс – показатељ за ниво концентрације тржишта
ITC Agreement	Вишегодишњи пан-европски уговор оператора преносних система о међусобној надокнади трошкова коришћења суседних преносних мрежа
ЈИЕ	Југоисточна Европа
ЕМС АД	Електромережа Србије, акционарско друштво
ЈП ЕПС	Јавно предузеће Електропривреда Србије
mtoe	Милион тона еквивалентне нафте
NTC	Нето вредност прекограничног преносног капацитета (Net Transfer Capacities)
REMIT	Уредба о интегритету и транспарентности тржишта енергије на велико, No 1227/2011 Европског Парламента и Савета
Smart Grid	Напредна („паметна“) електрична мрежа опремљена дигиталним уређајима за мерење, даљинско прикупљање и дистрибуцију података и информација о понашању свих корисника мреже и управљање системом, у циљу побољшања поузданости и ефикасности система
МРЕ	Министарство рударства и енергетике
НИС	Нафтна индустрија Србије, А.Д.
ПД	Привредно друштво
РС	Република Србија
РСТ	Руско-српска компанија за трговину (Russian – Serbian Trading Corporation)
УНМИК	Привремена управа Уједињених нација на Косову (УНМИК - United Nations Interim Administration Mission in Kosovo), основана од стране Савета безбедности резолуцијом 1244 (1999)

Конверзиони фактори за јединице енергије

	kJ	kcal	kWh	kg en*
1 kJ	1	0,2388	0,000278	0,000024
1 kcal	4,1868	1	0,001163	0,0001
1 kWh	3 600	860	1	0,086
1 kg en	41 868	10 000	11,63	1

* килограма еквивалентне нафте



АГЕНЦИЈА за ЕНЕРГЕТИКУ
РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

11000 Београд

Теразије 5/У

Тел: + 381 11 6350130;

Фах: + 381 11 6350180

Е mail: aers@aers.rs

URL: www.aers.rs