



АГЕНЦИЈА ЗА ЕНЕРГЕТИКУ
РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

2019

ИЗВЕШТАЈ О РАДУ
АГЕНЦИЈЕ ЗА ЕНЕРГЕТИКУ
ЗА 2019. ГОДИНУ

ИЗВЕШТАЈ О РАДУ АГЕНЦИЈЕ ЗА ЕНЕРГЕТИКУ ЗА 2019. ГОДИНУ

Извештај о стању у енергетском сектору Србије

*

Извештај о раду
и финансијском пословању Агенције

Београд, мај 2020.

САДРЖАЈ

УВОДНЕ НАПОМЕНЕ	1
1. ЕНЕРГЕТСКЕ ПОТРЕБЕ СРБИЈЕ.....	5
2. ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ И ПРИРОДНОГ ГАСА У 2019. ГОДИНИ	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.....	17
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	19
3.3.2.3 Цене резерве за секундарну и терцијарну регулацију.....	20
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	25
3.4 РЕГУЛАЦИЈА ОПЕРАТОРА ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА	26
3.4.1 Раздвајање оператора дистрибутивног система	27
3.4.2 Регулација цена.....	27
3.4.2.1 Трошкови прикључења на систем.....	27
3.4.2.2 Цене приступа систему	28
3.4.2.3 Цене нестандартних услуга	29
3.4.3 Дистрибуирана количина електричне енергије	29
3.5 ЗАТВОРЕНИ ДИСТРИБУТИВНИ СИСТЕМИ	30
3.6 ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ.....	30
3.6.1 Билатерално тржиште електричне енергије	31
3.6.1.1 Велепродајно тржиште	31
3.6.1.2 Малопродајно тржиште.....	38
3.6.1.2.1 Испоручене количине електричне енергије крајњим купцима	38
3.6.1.2.2 Продаја електричне енергије на регулисаном тржишту	39
3.6.1.2.3 Продаја електричне енергије на слободном тржишту	45
3.6.1.2.4 Промена снабдевача	48
3.6.2 Балансно тржиште електричне енергије	49
3.6.3 Организовано тржиште електричне енергије	49
3.6.4 Транспарентност	50
3.6.5 Регионално повезивање	50
3.7 ПРАЋЕЊЕ И РЕГУЛАЦИЈА КВАЛИТЕТА ИСПОРУКЕ И СНАБДЕВАЊА.....	52
3.7.1 Непрекидност испоруке електричне енергије	53
3.7.1.1 Непрекидност испоруке са преносне мреже	53
3.7.1.2 Непрекидност испоруке са дистрибутивне мреже	55

3.7.2	Квалитет електричне енергије.....	56
3.7.3	Комерцијални квалитет.....	56
3.7.3.1	Прикључење, обустава и искључење.....	56
3.7.3.2	Мерење и обрачун.....	57
3.7.3.3	Отклањање техничких сметњи у испоруци.....	58
3.7.3.4	Корисничке услуге.....	58
3.8	СИГУРНОСТ СНАБДЕВАЊА ЕЛЕКТРИЧНОМ ЕНЕРГИЈОМ.....	58
3.8.1	Прогноза потрошње.....	58
3.8.2	Производне могућности.....	58
3.8.3	Коришћење обновљивих извора енергије.....	59
3.8.4	Изградња нових преносних капацитета.....	62
3.8.5	Инвестиционе активности оператора дистрибутивних система.....	64
3.8.5.1	Напредне мреже.....	64
3.8.5.2	Смањење губитака електричне енергије у дистрибутивној мрежи.....	65
4.	ПРИРОДНИ ГАС	66
4.1	СТРУКТУРА СЕКТОРА И КАПАЦИТЕТИ.....	66
4.1.1	Организациона и власничка структура.....	66
4.1.2	Капацитети за производњу, транспорт, дистрибуцију и складиштење.....	67
4.1.2.1	Производња.....	67
4.1.2.2	Транспорт.....	67
4.1.2.3	Дистрибуција.....	69
4.1.2.4	Складиштење.....	70
4.2	ОСТВАРЕНА ПОТРОШЊА И ИЗВОРИ СНАБДЕВАЊА ПРИРОДНИМ ГАСОМ.....	71
4.3	РЕГУЛАЦИЈА ОПЕРАТОРА ТРАНСПОРТНОГ СИСТЕМА.....	72
4.3.1	Раздвајање оператора транспортног система.....	73
4.3.2	Регулација цена.....	74
4.3.2.1	Трошкови прикључења на систем.....	74
4.3.2.2	Цене приступа систему.....	74
4.3.2.3	Цене нестандартних услуга.....	74
4.3.3	Приступ прекограничним капацитетима.....	74
4.3.3.1	Додела капацитета на интерконективним водовима и управљање загушењима.....	75
4.3.4	Балансирање.....	76
4.4	РЕГУЛАЦИЈА ОПЕРАТОРА ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА.....	76
4.4.1	Раздвајање оператора дистрибутивног система.....	76
4.4.2	Регулација цена.....	77
4.4.2.1	Трошкови прикључења на систем.....	77
4.4.2.2	Цене приступа систему.....	77
4.4.2.3	Цене нестандартних услуга.....	78
4.4.3	Дистрибуирана количина природног гаса.....	78
4.5	ТРЖИШТЕ ПРИРОДНОГ ГАСА.....	79
4.5.1	Велепродајно тржиште.....	80
4.5.1.1	Снабдевање снабдевача.....	80
4.5.1.2	Регионално повезивање.....	80
4.5.2	Малопродајно тржиште.....	80
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, обустава и искључење.....	90
4.6.2.2	Приступ систему.....	90
4.6.2.3	Мерење и обрачун.....	90
4.6.2.4	Кориснички сервис.....	90

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	Цене приступа систему	96
5.4	ТРЖИШТЕ НАФТЕ И ДЕРИВАТА НАФТЕ	96
5.4.1	Велепродајно тржиште	97
5.4.2	Малопродајно тржиште	98
6.	ДЕЛАТНОСТИ ОД ОПШТЕГ ИНТЕРЕСА И ЗАШТИТА КУПАЦА	100
6.1	ДЕЛАТНОСТ ОД ОПШТЕГ ИНТЕРЕСА	100
6.2	ЗАШТИТА КУПАЦА	100
6.2.1	Регулација цена снабдевања за домаћинства и мале купце	100
6.2.2	Права крајњег купца на приступ подацима о сопственој потрошњи	101
6.2.3	Промена снабдевача	101
6.2.4	Општи услови и квалитет испоруке и снабдевања	101
6.2.5	Решавање жалби и помоћ у поступку посредовања	102
6.2.6	Посебни видови заштите енергетски најугроженијих купаца	102
	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 2019. 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	117
7.2.5	Међународне активности	118
7.2.5.1	Атински процес и Регулаторни одбор Енергетске заједнице (ECRB)	118
7.2.5.2	Берлински процес - иницијатива „Западни Балкан 6“ (WB6)	121
7.2.5.3	CESEC (Central and South Eastern Europe Gas Connectivity) иницијатива	121
7.2.5.4	Учешће у асоцијацијама регулатора у енергетици	122
7.2.5.5	Европске интеграције	122
8.	ИЗВЕШТАЈ О ФИНАНСИЈСКОМ ПОСЛОВАЊУ АГЕНЦИЈЕ	123
	Садржај табела	128
	Садржај слика	129
	Скраћенице и страни изрази	130
	Конверзиони фактори за јединице енергије	130

УВОДНЕ НАПОМЕНЕ

Сходно одредбама Закона о енергетици Републике Србије („Службени гласник РС“, бр. 145/14 и 95/18-др. 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).

Савет Агенције за енергетику Републике Србије је изабран 22. марта 2018. године на седници Народне скупштине Републике Србије („Службени гласник РС“ бр. 23/18), након спроведеног конкурса у складу са Законом о енергетици. У 2019. години одржано је укупно 48 седница Савета Агенције за енергетику Републике Србије. Све одлуке о питањима из делокруга рада 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 2019. 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 2019. години је била задовољавајућа. Укупна потрошња електричне енергије у 2019. години је била на приближном нивоу као и у 2018. години. Смањена је потрошња у домаћинствима за 0,6% и код купаца на високом напону за 5,3%, а повећана је потрошња у индустрији, код купаца на средњем напону за 3,4% и за потребе производње у термоелектранама и хидроелектранама за 9,4%. Укупна производња електричне енергије у 2019. години је била мања за 0,3% у односу на 2018. годину (при чему је производња у термоелектранама на угљь била већа за око 1%, а у хидроелектранама је производња била мања за 10,4% електричне енергије због неповољнијих хидролошких услова). У 2019. години увоз електричне енергије је за 367 GWh био већи од извоза. Потрошња природног гаса у 2019. години је смањена за 8% у односу на 2018. годину. Потрошња природног гаса је порасла у домаћинствима, али је смањена у индустрији и за потребе топлана. Раст потрошње у домаћинствима указује да је природни гас конкурентан енергент.

Од укупног обима продаје, на слободном тржишту, продато је у 2019. години 49,2% електричне енергије (у 2018. години 47,1%) и 84,1% природног гаса (у 2018. години 85%). 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, као и изградња ТЕ-ТО Панчево. У складу са циљем да се достигне 27% учешћа производње из обновљивих извора енергије у бруто финалној потрошњи до 2020. године. На преносну мрежу су током 2019. године прикључене ветроелектране инсталисане снаге 134 MW, тако да је на крају године укупна инсталисана снага ветроелектрана прикључених на преносну мрежу износила 373 MW, док је на дистрибутивну на крају 2019. године било прикључено 311 малих електрана укупне инсталисане снаге 201 MW.

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 сукцесивно 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, водећи рачуна о националним интересима. 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 5. марта 2019. године Решење о изузећу новог интерконектора за природни гас, којим одобрава привредном друштву „Гастранс д.о.о. - Нови Сад“ изузеће од обавеза примене правила приступа треће стране, од власничког раздвајања и од регулисаних цена за коришћење гасовода којим ће се транспортовати природни гас 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, што подразумева развој гасне инфраструктуре. 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 снабдеваче, као и цене приступа систему за транспорт и дистрибуцију природног гаса, током 2019. 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 2019. години број заштићених купаца вишеструко мањи од броја купаца које би, према евиденцији надлежних институција, требало заштитити.

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 2019. години је дошло до смањења губитака у дистрибутивној мрежи, који су у односу на губитке у 2018. години смањени за 0,45% и износе 11,75% електричне енергије преузете у дистрибутивни систем, што је и даље веома висока вредност 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.

ЈП ЕМС АД је у 2019. 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 2019. године је повећан 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.

У 2019. години показатељи за непланиране прекиде испоруке електричне енергије у дистрибутивном систему су нешто лошији у поређењу са 2018. годином, док је у преносном систему настављен тренд побољшања како у погледу неиспоручене електричне енергије, тако и испале снаге. Показатељи непрекидности испоруке су и даље знатно лошији од европског просека.

Прикупљање података о квалитету испоруке природног гаса се спроводило и у 2019. 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 29 оператора дистрибутивног система природног гаса који природни гас испоручују на око 58% места испоруке. На основу расположивих података, показатељи непрекидности испоруке у 2019. години су на дистрибутивним системима бољи него у 2018. години. На транспортним системима је у 2019. години било и непланираних прекида, којих није било у 2018. години, док су у дистрибутивним системима остали на истом нивоу.

У 2019. години примљено је у Агенцији укупно 366 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. 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 законом прописане оквиру.

Савет Агенције за енергетику Републике Србије

мај 2020. године

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 2018. години била 15,4 милиона тона еквивалентне нафте (мл.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.

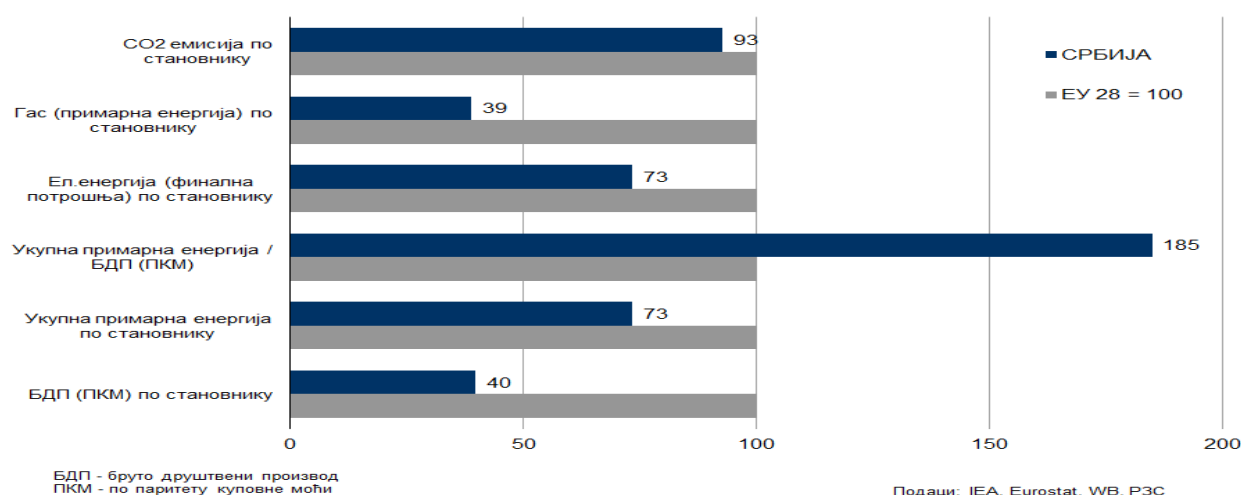
У 2018. години, енергетска нето увозна зависност Србије је била 34,8%, што је ниже од велике већине европских земаља (Европска унија 55%). Увозна зависност Србије је смањена у односу на претходну деценију највише захваљујући повећаној домаћој производњи нафте и природног гаса, које су повећаване до 2013. године. Од тада, увозна зависност поново расте. У 2019. години, трошкови нето увоза енергије су износили 2,09 млрд €, што је за 2% више него у 2018. години. Ови трошкови чине 32,9 % од салда укупног увоза и извоза Републике Србије у 2019. години, што је за 10% мање него у 2018. години.

Табела 1-1: Енергетика Србије (без АПКМ) – неки показатељи за 2011. - 2018.

	Јединица мере	Година				
		2014	2015	2016	2017	2018
Број становника, средином године	хиљ.	7.132	7.095	7.058	7.021	6.983
БДП по становнику, по паритету куповне моћи	стални \$ из 2011.	14.025	14.345	14.903	15.289	16.035
Потрошња примарне енергије	mtoe	13,34	14,8	15,72	15,93	15,37
Потрошња финалне енергије	mtoe	7,67	8,08	8,67	8,70	8,47
Увозна зависност	%	27,9	27,7	30,3	34,4	34,8

Подаци: РЗС, Светска банка, МРЕ, АЕРС

У поређењу са Европском унијом (слика 1-1), бруто друштвени производ Србије по паритету куповне моћи (који реалније одражава ниво развијености и стандарда) у 2018. години је био на нивоу од 40%, потрошња укупне примарне енергије по становнику 73%, а потрошња финалне електричне енергије 73%.



Слика 1-1: Упоредни показатељи за Србију и Европску унију у 2018. години

Енергетски интензитет, односно потрошња укупне примарне енергије по јединици друштвеног производа (по паритету куповне моћи) је на нивоу земаља региона, али 1,85 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

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 10.06.1999. године

застареле технологије, као и у другим секторима. Примарна потрошња гаса по становнику је на око 39% нивоа ЕУ, тако да овај сектор има висок потенцијал раста.

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.

2. ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ И ПРИРОДНОГ ГАСА У 2019. ГОДИНИ

2.1 Законски и регулаторни оквир

Законски и регулаторни оквир за развој тржишта електричне енергије и природног гаса у Републици Србији је утврђен Законом о енергетици („Службени гласник РС“, бр.145/14 и 95/18-др. закон-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 2019. 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 Републике 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 (ОПС) пошто је лиценциран за енергетску делатност преноса и управљања преносним системом, 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.

ЕМС АД 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 2019. 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 2020. години ти услови бити испуњени.

ЕМС АД и ЈП ЕПС Дистрибуција су Законом добили власништво над системом на коме обављају делатност. ЕМС АД је у спроведеним поступцима сертификације и издавања лиценце доказао да има правни основ коришћења електроенергетских објеката на којима обавља енергетску делатност.

Потрошња електричне енергије

У Србији је у 2019. години произведено 34,83 TWh електричне енергије, а бруто потрошња електричне енергије је била 33,8 TWh. Потрошња крајњих купаца је била 29 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 2019. години је увезено 4,3 TWh, а извезено 3,9 TWh, тако да су и увоз и извоз електричне енергије били мањи у односу на 2018. годину. Као последица највеће месечне потрошње и мање производње у термоелектранама и смањене хидрологије, увоз је био највећи у јануару када је увезено 643 GWh електричне енергије и био је за око два пута већи од увоза у било ком другом месецу. Извоз електричне енергије је био изражен у марту, када је извезено 932 GWh, што је било готово четвртина од укупне извезене енергије током целе године.

Највећа дневна бруто потрошња од 121.468 MWh је остварена 10. јануара 2019. године, а истог дана у 18 сату остварено је и максимално сатно оптерећење од 5.472 MW.

Трговина на велико

На велепродајном тржишту електричне енергије у 2019. 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 2019. години је износио око 13,8 TWh. Право на пријаву планова рада на основу одговарајућег уговора потписаног са EMC АД, у 2019. години је имало 76 учесника на тржишту електричне енергије, што је за 8 више у односу на 2018. годину.

Република 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, која је завршена до границе са Румунијом), што ће додатно повећати сигурност снабдевања електричном енергијом и у Србији.

Организовано дан-унапред тржиште

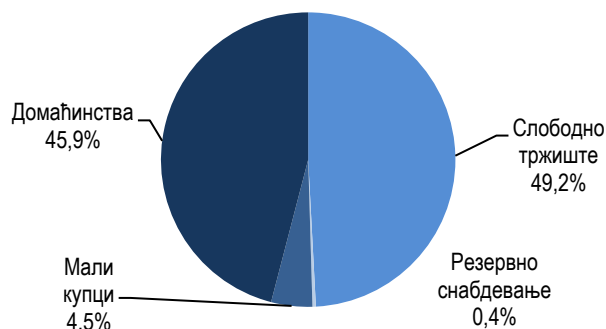
Организовано дан-унапред тржиште/берза електричне енергије у Србији - SEEPEX а.д. Београд (SEEPEX - South-Eastern European Power Exchange) је формирано на основу партнерства између EMC АД и EPEX SPOT – Француска, као акционарско друштво, са већинским власништвом српске стране, које је лиценцирано за управљање организованим тржиштем електричне енергије. На организованом дан-унапред тржишту/берзи електричне енергије, у 2019. години је регистровано 19 учесника, што је за једног учесника више него у 2018. години. Трговином се активно бавило 18 учесника, што је исти број као у претходној години.

Укупна количина електричне енергије која је у 2019. години била предмет трговања на SEEPEX, износила је 2.528 GWh, што је за око 200 GWh више него у 2018. години. Део те енергије није био предмет трговине између снабдевача пошто је оператор преносног система куповао део електричне енергије за надокнаду губитака, али и продавао вишкове електричне енергије за надокнаду губитака купљене преко своје аукцијске платформе. У 2019. години, највећи месечни обим трговине на берзи од 260.895 MWh је остварен у новембру, а дневни максимум је остварен 11. марта са обимом трговине од 13.483 MWh. Најмањи обим месечне трговине био је у фебруару и износио је 168.968 MWh, што је 1,76 пута више него у претходној години. Највећа сатна цена достигнута је 29. августа у 21 сату и износила је 153,5 €/MWh. Просечна базна цена на годишњем нивоу је износила 50,5 €/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 50,4% потрошње крајњих купаца, што је потрошња домаћинстава и малих купаца.



Слика 2-1: Продаја електричне енергије на слободном и регулисаном тржишту у 2019. години

На слободном тржишту купују само они купци који немају право на гарантовано снабдевање и њима је у 2019. години продато 49,6% електричне енергије коју су укупно потрошили крајњи купци. Од ове енергије, само 0,4% електричне енергије је потрошено на резервном снабдевању од стране купаца који нису успели да изаберу снабдевача и који су користили законско право на резервно снабдевање.

Крајем 2019. године било је 68 лиценцираних енергетских субјеката за снабдевање електричном енергијом на слободном тржишту, од којих је било активно само 13. Доминантан снабдевач на слободном тржишту је и даље ЈП ЕПС са уделом од 95,9% електричне енергије продате крајњим купцима на слободном тржишту и 97,9% од укупне финалне потрошње.

Промена снабдевача је у 2019. години реализована на око 15,7 хиљада мерних места (0,4% укупног броја мерних места) са потрошњом нешто мањом од 776,5 GWh, што је 2,8% укупне потрошње крајњих купаца.

Сигурност снабдевања

Сигурност снабдевања током 2019. 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 2019. години су бољи показатељи квалитета непрекидности испоруке електричне енергије у односу на претходну годину у преносном систему, док су у дистрибутивном систему били нешто лошији, али су остали на нивоу 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 почетком марта 2019. године почела је изградња комбиноване гасне термоелектране-топлане ТЕ-ТО Панчево снаге од 190 MWe у кондензационом режиму (инвеститори су Нафтна индустрија Србије а.д. и Гаспром енергохолдинг, Русија). 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. На преносну мрежу су током 2019. године прикључене ветроелектране инсталисане снаге 134 MW, тако да је на крају године укупна инсталисана снага ветроелектрана прикључених на преносну мрежу износила 373 MW.

2.3 Развој тржишта природног гаса

Раздвајање оператора

На територији Србије, транспорт природног гаса обављају два енергетска субјекта: ЈП Србијагас, Нови Сад и Yugogaz–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 Србијагас је уз сагласност Владе Републике Србије основао друштва Транспортгас Србија д.о.о. и Дистрибуцијагас Србија д.о.о. која су регистрована у регистру привредних субјеката као активна. Закључком Владе Републике Србије, 05 број: 312-12308/2016-1 од 23. децембра 2016. године омогућено је ЈП Србијагас 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 крајем 2019. године отпочео са обављањем дела својих активности, док Дистрибуцијагас Србија д.о.о. ни у 2019. години није отпочела са радом.

Транспортгас Србија д.о.о је у новембру 2018. године поднео захтев за сертификацију по моделу независног оператора транспорта. Овај захтев Агенција је одбацила у фебруару 2019. године, због тога што ово привредно друштво није у законском року доставило прописану документацију и тиме доказало испуњеност прописаних услова за сертификацију. Транспортгас Србија д.о.о. је поновило захтев за сертификацију по ИТО моделу маја 2019. године, али је и овај захтев из истих разлога, Агенција одбацила септембра 2019. године.

Yugorosgaz–Транспорт д.о.о. 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. 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. С обзиром да по истеку наведеног рока Yugorosgaz-Transport д.о.о., није доставио Агенцији све доказе о испуњености услова утврђених Коначном одлуком о сертификацији, Савет Агенције је јула 2019. године донео одлуку којом се Yugorosgaz-Transport д.о.о., одузима издати сертификат.

Поступајући у складу са Законом о енергетици и Решењем Агенције за енергетику Републике Србије о изузећу новог интерконектора за природни гас, ГАСТРАНС д.о.о. Нови Сад, поднео је јуна 2019. године захтев за сертификацију. Прелиминарном одлуком из августа 2019. године, Савет Агенције је условно сертифицивао ГАСТРАНС д.о.о. као независног оператора транспорта у мери у којој је то у сагласности са одобреним изузећем (ad hoc ИТО модел), уз обавезу, под претњом одузимања сертификата, да најкасније у року од шест месеци од почетка оперативног рада гасовода достави све употребне дозволе или изврши упис права својине над објектима транспортног система, као и да достави доказе којима потврђује да самостално послује и управља изграђеним транспортним системом.

У 2019. години је бруто потрошња природног гаса била 2.351 милиона m^3 , за 8% мање него у 2018. години. Потрошња је у индустрији и топланама опала за око 9%, док је у домаћинствима порасла за 5%. Домаћом производњом задовољено је само 12,6% потребног гаса, а остатак је обезбеђен из увоза.

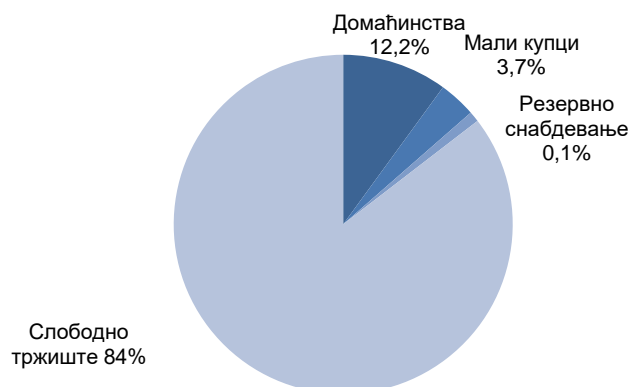
Трговина на велико

Трговином на велико су се бавиле само три компаније које су лиценциране за снабдевање природним гасом (ЈП Србијагас, Кинг гас д.о.о., Cestor 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 транспортног система ни у 2019. години није реализована.

Законом је предвиђено да, до успостављања конкурентног тржишта, Влада Републике Србије 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 2019. години, снабдевач јавних снабдевача је био ЈП Србијагас.

Трговина на мало

Укупна потрошња крајњих купаца је била 2.083 милиона m^3 , а поред тога је НИС потрошио 241 милиона m^3 из своје производње, тако да ове количине нису биле предмет трговања на српском тржишту природног гаса. Трговином на мало, односно снабдевањем крајњих купаца, у 2019. години се бавило 26 снабдевача на слободном тржишту (од 64 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.



Слика 2-2: Продаја природног гаса на слободном и регулисаном тржишту у 2019. години

На слободном тржишту је у 2019. години продато око 84% 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 2019. годину било ЈП Србијагас. Током 2019. године, резервно снабдевање

је користило 8 купаца и њима је укупно испоручено 2,1 милион m^3 , односно само 0,1% укупне потрошње на тржишту (без потрошње НИС-а из сопствене производње).

Промена снабдевача је у 2019. години реализована само на 6 од 32 дистрибутивна система, на укупно 207 мерних места, са потрошњом од 7,4 милиона m^3 , што је 0,5% количина природног гаса укупне потрошње на тржишту (без потрошње НИС из сопствене производње).

Право да природним гасом буду снабдевени 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 332 милиона m^3 , што је 15,9% од укупне количине гаса набављене на тржишту (без потрошње НИС-а из сопствене производње).

Сигурност снабдевања

У 2019. 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. године Агенција донела прелиминарно Решење о изузећу новог интерконектора за природни гас. Након што је у марту 2019. године Агенција донела коначно решење о изузећу, Гастранс д.о.о је успешно организовао расподелу капацитета и затим и започео изградњу гасовода - интерконектора дужине 402 километра од граници са Бугарском код Зајечара до границе са Мађарском код Хоргоша. Планирано је да гасовод буде у потпуности завршен у току 2020. године. Изградњом овог гасовода инфраструктурни стандард снабдевања N-1 у Републици Србији ће бити задовољен, јер ће се са 33,8% повећати на 114%.

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 („Службени гласник РС“ број 84/04) којим су постављени основни принципи за развој тржишта електричне енергије и природног гаса, 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 Електромрежа 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 2019. године је приказана на слици 3-1.

Акционарско друштво ЕЛЕКТРОМРЕЖА СРБИЈЕ (ЕМС АД) www.ems.rs	Јавно предузеће ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА СРБИЈЕ (ЈП ЕПС) www.eps.rs	Остали ЕНЕРГЕТСКИ СУБЈЕКТИ
<p>ОПЕРАТОР ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА</p> <ul style="list-style-type: none"> • Пренос електричне енергије и управљање преносним системом • Организација билатералног и балансног тржишта 	<p>ОПЕРАТОР ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА</p> <ul style="list-style-type: none"> • Дистрибуција електричне енергије и управљање дистрибутивним системом 	<p>ПРОИЗВОДЊА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ и ПРОИЗВОДЊА ЕЛЕКТРИЧНЕ и ТОПЛОТНЕ ЕНЕРГИЈЕ независни произвођачи (ел.ен. 25 снаге > 1MW) (ел. и топ.ен. 6 снаге > 1MW)</p>
<p>SEEPEx http://seepex-spot.rs</p>	<p>ПРОИЗВОДЊА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ и КОМБИНОВАНА ПРОИЗВОДЊА ЕЛЕКТРИЧНЕ и ТОПЛОТНЕ ЕНЕРГИЈЕ</p>	<p>ОПЕРАТОР ЗАТВОРЕНОГ ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА (1)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Дистрибуција електричне енергије и управљање затвореним дистрибутивним системом
<p>ОРГАНИЗОВАНО ДАН-УНАПРЕД ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ (Берза)</p>	<p>СНАБДЕВАЊЕ ЕЛЕКТРИЧНОМ ЕНЕРГИЈОМ НА ВЕЛИКО</p>	<p>СНАБДЕВАЊЕ ЕЛЕКТРИЧНОМ ЕНЕРГИЈОМ НА ВЕЛИКО (51)</p>
	<p>СНАБДЕВАЊЕ ЕЛЕКТРИЧНОМ ЕНЕРГИЈОМ (крајњих купаца)</p> <ul style="list-style-type: none"> • на слободном тржишту • регулисано (гарантовано / јавно) • резервно 	<p>СНАБДЕВАЊЕ ЕЛЕКТРИЧНОМ ЕНЕРГИЈОМ (крајњих купаца) на слободном тржишту (67)</p>

Слика 3-1: Организациона структура електроенергетског сектора на крају 2019. године

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

ЕМС АД је, у партнерству са ЕРЕХ SPOT, Француска, формирало организовано дан-унапред тржиште електричне енергије (берзу) SEEPEX, са учешћем ЕМС АД у власништву са 75% и ЕРЕХ 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 (93,5% 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 домаћинстава и малих купаца које снабдева по регулисаној цени. Од укупно 29,5 TWh финалне потрошње, ЈП ЕПС продаје 97,9% електричне енергије (све на регулисаном снабдевању и преко 95,9% 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 2019. године, ОДС није у потпуности профункционисао у складу са Законом.

На крају 2019. године на дистрибутивни систем је било прикључено 311 малих електрана укупне снаге 201 MW (од тога 18 је у власништву ЈП ЕПС снаге 41 MW, а 293 у власништву независних произвођача електричне енергије снаге 160 MW). Лиценцу за производњу електричне енергије поред ЈП ЕПС, имало је још 25 енергетских субјеката, док је за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије имало 7 енергетских субјеката (укључујући и ЈП ЕПС), који располажу производним објектима снаге веће од 1 MW.

У 2019. години је постојао један оператор затвореног дистрибутивног система - АД Аеродром „Никола Тесла“, Београд, који је повезан на дистрибутивни систем и састоји се 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 2019. године, било је 68 лиценцираних снабдевача који имају право да се баве снабдевањем на велико и на мало и 52 снабдевача који могу да се баве само трговином на велико. Од тога је било активно 61, при чему се само 13 снабдевача бавило снабдевањем крајњих купаца на слободном тржишту.

3.1.2 Капацитети за производњу, пренос и дистрибуцију

3.1.2.1 Производња

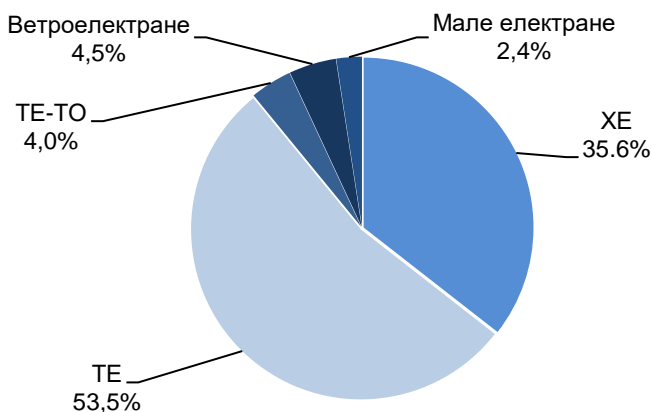
Укупна нето инсталисана снага електрана у Србији је 8.274 MW, без оних на територији АПКМ, укључујући и електране независних произвођача (табела 3-1). У оквиру ЈП ЕПС, који је доминантан произвођач електричне енергије, у термоелектранама на лигнит, инсталисано је 4.429 MW, у хидроелектранама 2.941 MW, у термоелектранама-топланама на природни гас или мазут 330 MW и у оквиру 18 малих хидроелектрана повезаних на дистрибутивни систем 41 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 2019. године прикључене ветроелектране инсталисане снаге 134 MW, тако да је на крају године укупна инсталисана снага ветроелектрана прикључених на преносну мрежу износила 373 MW, док је на мрежу електродистрибуције на крају 2019. године било прикључено 293 малих електрана укупне инсталисане снаге 160 MW, које су у власништву других правних и физичких лица.

Табела 3-1: Капацитети за производњу електричне енергије у 2019. години (без АПКМ)

Технологија	Инсталисана снага MW
Хидроелектране	2.941
Термоелектране (угаљ)	4.429
Термоелектране – топлане (гас, мазут)	330
Гасне електране	-
Нуклеарне електране	-
Ветроелектране - независни произвођачи	373
Остало (обновљиви извори) - мале електране ЈП ЕПС	41
Мале електране - независни произвођачи	160
УКУПНА ИНСТАЛИСАНА СНАГА	8.274

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 57,5%, хидроелектрана (ХЕ) које су прикључене на преносни систем 35,6%, 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 4,5% и 2,4% инсталисаних капацитета су мале електране прикључене на дистрибутивни систем.



Слика 3-2: Структура производних капацитета у 2019. години (без АПКМ)

Поред ЈП ЕПС, који је највећи и доминантан произвођач електричне енергије, лиценцу за производњу електричне енергије има још 25 енергетских објеката, а за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије има још 7 енергетских субјеката (независних произвођача електричне енергије) који располажу малим производним објектима прикљученим на дистрибутивну мрежу. Од свих лиценцираних независних произвођача, највећи су „ELECTRAWINDS K-WIND“ д.о.о. са ветропарком Ковачица са 104,5 MW, „ELECTRAWINDS-S“ д.о.о. са ветропарком Алибунар од 42 MW, „Нафтна индустрија Србије“ а.д. са 11,94 MW у 9 објеката, „Ветропарк Кула“ д.о.о. са 9,9 MW, ЈКП „Новосадска топлана“ са комбинованом производњом од 9,98 MW и „ELECTRAWINDS MALI WF“ д.о.о. са ветроелектраном у Алибунару од 8 MW.

3.1.2.2 Пренос

Преносни систем, без дела на АПКМ, чине 34 трансформаторске станице (ТС) напонског нивоа 400/х и 220/х kV/kV инсталисане снаге 16.175 MVA (од чега је 27 трафостаница инсталисане снаге 15.382 MVA у власништву ЕМС АД), 20 разводних постројења (од којих су 12 у власништву ЕМС АД) и водови напона 400, 220 и 110 kV укупне дужине од 10.003 km (од чега је 9.822 km далековода у власништву ЕМС АД). У односу на 2018. годину, дошло је до повећања капацитета у преносном систему ЕМС АД за око 500 MVA због повећања снаге у ТС које су у власништву ЕМС и изградње две нове ТС које су у власништву корисника система. Такође су изграђена и четири разводна постројења због пуштања у рад ветроелектрана које су прикључене на преносни систем. У власништву ЕМС АД су и следеће ТС напонског нивоа 110/х kV/kV: ТС 110/35 kV/kV Београд 4, која ће у склопу реконструкције постати део ТС 220/110/35 kV/kV/kV Београд 17, ТС 110/35 kV/kV Севојно 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 2020. 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 2019. године (без АПКМ)

Елемент преносног система	Јединица мере	
Дужина мреже укупно	km	9.822
дужина 400 kV мреже	km	1.798
дужина 220 kV мреже	km	1.848
дужина 110 kV мреже	km	6.176
Број трансформатора (укључујући ТС 110/х kV/kV у власништву ЕМС АД)		76
Број трафостаница и разводних постројења (укључујући 110 kV напонски ниво - у власништву ЕМС АД)		43
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 2019. године обављао је ОДС ЕПС Дистрибуција, који је формиран 01. јула 2015. године као зависно друштво ЈП ЕПС. Дистрибутивни систем, без територије АПКМ, чини 37.113 трансформаторских станица укупне инсталисане снаге 31.888 MVA и 169.997 km дистрибутивних водова, напонског нивоа 35, 20, 10 и 0,4 kV, којима се електрична енергија дистрибуира до крајњих купаца.

У власништву ОДС је 35.672 трансформаторских станица укупне инсталисане снаге 30.462 MVA и 163.380 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, 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 2019. године (без АПКМ)

Напонски ниво	Подаци по дистрибутивним подручјима					Укупно ОДС km
	Нови Сад	Београд	Краљево	Ниш	Крагујевац	
110 kV	0	6	0	0	2	8
35 kV	1.025	951	2.226	1.747	729	6.687
20 kV	8.642	0	1.653	0	0	10.295
10 kV	426	6.923	12.432	9.528	4.138	33.447
0,4 kV	14.065	17.744	47.576	21.184	12.383	112.952
Укупно	24.158	25.624	63.887	32.459	17.252	163.380

3.2 Остварена потрошња и производња

Потрошња електричне енергије крајњих купаца (без потрошње електрана у функцији производње) је била 29 TWh, и тек је за 0,03 TWh мања од остварене потрошње крајњих купаца у 2018. години.

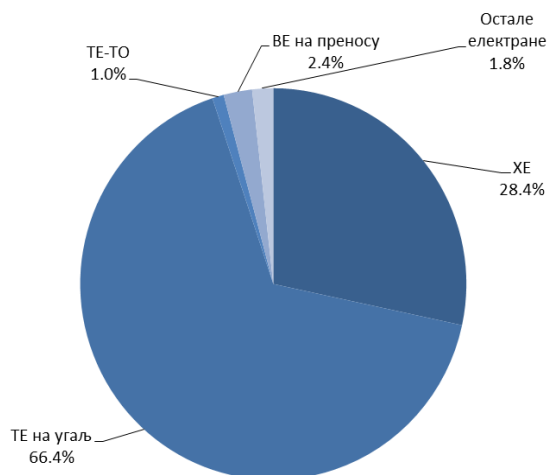
У последњих десет година, ЈП ЕПС је, као доминантни произвођач, достигао максималну производњу електричне енергије од готово 37,5 TWh у 2013. години. У 2019. години је у производним капацитетима ЈП ЕПС произведено нешто више од 33,5 TWh електричне енергије, што је мање за 0,9 TWh у односу на производњу из 2018. године. Производња у термоелектранама на угаљ је била 23,17 TWh, што је за око 1% већа производња него у претходној години. Због лоше хидрологије у целој 2019. години, производња хидроелектрана је била за 1,15 TWh, односно 10,4 % мања него у 2018. години. Термоелектране-топлане су радиле у зимском периоду и произвеле су 337 TWh, 41,6% више електричне енергије него у 2018. години.

Производња осталих произвођача се из године у годину повећава. У остале произвођаче убрајају се мале електране прикључене на дистрибутивну мрежу у којима је произведено преко 520 GWh електричне енергије. Поред малих електрана прикључених на дистрибутивну мрежу у остале произвођаче убрајају се и ветроелектране прикључене на преносу мрежу. Поред две ветроелектране које су прикључене на преносни систем крајем 2018. године, у другој половини 2019. години су прикључене још две ветроелектране на преносни систем, које су током 2019. године биле у пробном раду. Ове четири ветроелектране произвеле су око 830 GWh електричне енергије, тако да је производња из електрана осталих, независних произвођача у 2019. години била за преко 450% већа него у 2018. години.



Слика 3-3: Производња, увоз и бруто потрошња у Србији у 2019. години (без АПКМ)

У 2019. години, у електранама у Републици Србији је остварена укупна производња од 34.832 GWh. Од тога су термоелектране на угаљ произвеле 66,4%, хидроелектране прикључене на преносни систем 28,4%, термоелектране-топлане 1%, ветроелектране прикључене на преносни систем 2,4% док су остале електране (мале електране прикључене на дистрибутивни систем) произвеле 1,8% од укупно произведене електричне енергије.



Слика 3-4: Структура производње у 2019. години (без АПКМ)

Табела 3-4: Производња и потрошња електричне енергије у периоду 2010.-2019. (без АПКМ)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ПРОИЗВОДЊА										
Хидроелектране	12.420	9.145	9.808	10.729	11.366	10.529	11.227	9.477	11.031	9.884
Термоелектране на угаљ	23.162	26.462	24.275	26.537	20.455	25.017	25.016	24.240	22.954	23.169
Термоелектране-топлане	222	408	390	167	63	45	90	185	238	337
Ветроелектране на преносу									85	830
Остале електране	61	46	73	104	267	321	448	538	642	612
Производња укупно	35.865	36.061	34.546	37.537	32.151	35.912	36.781	34.441	34.950	34.832
Остало (УНМИК)	93	184	144	0	0	15	69	143	94	12
Увоз ЕПС и снабдевача за потребе трговине у Србији	2.305	1.800	2.039	2.148	3.180	1.732	2.149	3.397	4.582	4.280
УКУПНО РАСПОЛОЖИВО	38.263	38.045	36.729	39.685	35.331	37.659	39.075	37.981	39.626	39.124
Извоз ЕПС и снабдевача - ел.ен. произведене и купљене у Србији	2.559	2.064	1.592	4.475	1.021	2.142	3.696	2.186	4.246	3.940
Потребе пумпања	1.049	860	875	1.007	902	1.102	1.034	944	1.070	1.102
Остало (УНМИК)	145	199	196	207	180	300	445	458	313	275
Бруто потрошња	34.509	34.928	34.059	34.000	33.228	34.115	33.825	34.320	33.997	33.807
Губици у преносној мрежи	1.065	1.096	1.022	1.013	948	932	892	852	868	806
Губици у дистрибутивној мрежи	4.958	4.747	4.586	4.482	4.215	4.236	3.917	3.953	3.664	3,527
Укупни губици	6.022	5.843	5.602	5.499	5.163	5.168	4.808	4.805	4.532	4.333
Губици у односу на бруто потрошњу	17,5%	16,7%	16,4%	16,2%	15,5%	15,1%	14,1%	13,9%	13,3%	12,8%
Финална потрошња*	28.487	29.085	28.457	28.501	28.065	28.947	29.016	29.515	29.465	29.474

* 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 Републици 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 2019. години, биле су следеће:

- израда 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 2020. години, општих и билатералних са операторима преносних система у Мађарској, Румунији, Бугарској, Македонији, Босни и Херцеговини, Хрватској и Црној Гори;
- 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. године, нова Правила су донета у јулу 2014. године, а након доношења новог Закона о енергетици у децембру исте године, Савет Агенције је на седници одржаној 03. новембра 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. године 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. децембра 2018. године, после чега су достављена Агенцији ради давања сагласности. После анализе достављеног предлога Правила, Савет Агенције је донео одлуку којом су захтеване одређене промене у Правилима, тако да је до краја 2019. године ЕМС АД припремао нови предлог Правила.

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.

Поступајућу 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 „Електроурежа 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 „Електроурежа 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 01.03.2016. 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 Процедуру за прикључење објекта 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 Цена 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 шест пута кориговане, последњи пут 1. новембра 2019. године. У току 2019. године, примењиване су цене које су одобрене 1. марта 2017. године првих 10 месеци, а у новембру и децембру су примењиване цене које су одобрене 1. новембра 2019. 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

	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.	од 1.11.2019.
Укупна цена за пренос електричне енергије	0,23	0,25	0,28	0,34	0,44	0,49	0,50
Нето цена за пренос електричне енергије*	0,10	0,10	0,11	0,17	0,18	0,28	0,29

* 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 електричне енергије.

Тарифе које су примењиване у 2019. години приказане су у табели 3-6.

Табела 3-6: Тарифе за приступ преносном систему од 1.3.2017. и 1.11.2019. године

Тарифни елемент	Обрачунски елемент	Јединица мере	динара	
			Тарифа од 1.3.2017.	Тарифа од 1.11.2019.
Снага	обрачунска снага	kW	45,1823	48,0148
	прекомерно преузета снага	kW	180,7292	192,0592
Активна енергија	виши дневни	kWh	0,3719	0,3822
	нижи дневни	kWh	0,1859	0,1911
Реактивна енергија	реактивна енергија	kvarh	0,1783	0,1942
	прекомерно преузета реактивна енергија	kvarh	0,3566	0,3885

У току 2019. године, Савет Агенције је донео одлуку о измени Методологије за одређивање цене приступа систему за пренос електричне енергије, где је у поглављу IV. ОДРЕЂИВАЊЕ МАКСИМАЛНО ОДОБРЕНОГ ПРИХОДА, у одељку IV.2. Обрачун максимално одобреног прихода, поделе IV.2.1. Оперативни трошкови, извршена измена у обрачуну регулаторне накнаде.

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

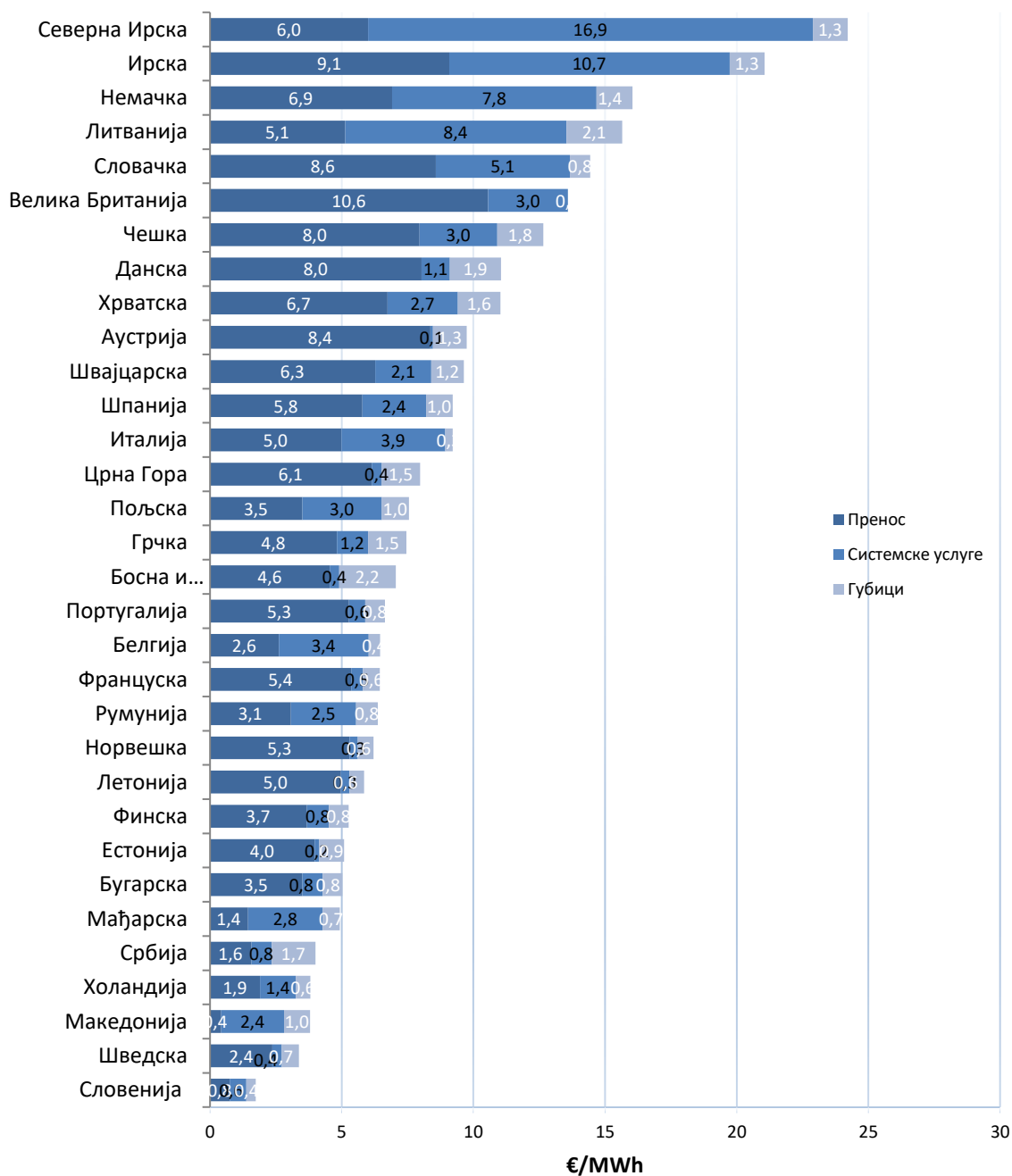
Применом важећих тарифа на реализоване тарифне елементе током 2019. године, остварена је просечна цена приступа преносном систему (без ПДВ и такси) у износу од 0,49 дин/kWh.

Табела 3-7: Остварене просечне цене приступа преносном систему

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Остварена цена приступа преносном систему	0,28	0,33	0,35	0,42	0,43	0,43	0,43	0,48	0,49	0,49

Цене приступа преносном систему и њихова структура (без ПДВ и такси), према подацима ENTSO-E у европским државама за 2019. годину, приказане су на слици 3-5.

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.



Извор података: ENTSO-e 2019

Слика 3-5: Структура цене преноса (€/MWh) у 2019. години

3.3.2.3 Цене резерве за секундарну и терцијарну регулацију

Правилима о раду преносног система електричне енергије, дефинисано је да се износ снаге која мора бити резервисана за потребе системских услуга примарне регулације одређује у складу са правилима о раду интерконекције, да минимални опсег снаге секундарне регулације износи 160 MW и да је снага 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, обично 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.

За 2019. годину, цене закупа резерве снаге за системске услуге секундарне регулације утврђене су 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. Цене закупа резерве снаге за системске услуге секундарне регулације и терцијарне регулације у смеру повећања снаге за 2020. годину, нису утврђене током 2019. године него је то учињено почетком 2020. године.

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. За 2019. годину, вредност помоћних услуга за услугу регулације напона и реактивне снаге утврђене су 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. Цене помоћних услуга (регулација напона и реактивне снаге и безнапонског покретања) за 2020. годину, нису утврђене крајем 2019. године него је то учињено почетком 2020. године.

Укупни остварени годишњи износи за обезбеђење системских и помоћних услуга у периоду од 2015. до 2019. године приказани су у табели 3-8.

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

000 динара

Година	2015	2016	2017	2018	2019
Укупна годишња вредност	2.531.111	2.613.935	2.746.403	2.822.709	3.583.388

3.3.2.5 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 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 нестандартне услуге. У циљу надокнаде трошкова насталих пружањем истих, ЕМС АД је утврдио ценовник за нестандартне услуге на који је Савет Агенције дао сагласност августа 2017. године. У њему су пописане нестандартне услуге и утврђене јединичне цене. Ове цене се нису мењале, тако да су важиле и у 2019. 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 далеководова (400kV и 220kV) на којима ЕМС АД додељује право на коришћење преносних капацитета. На српско-мађарској граници од 2011. године, на српско-румунској граници од 2013. године, на српско-бугарској и српско-хрватској граници од 2014. године, на српско-босанскохерцеговачкој граници од 2015. године и на српско-северномакедонској граници од 2017. године организоване су 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 JAO S.A. (Joint Auction Office S.A.) из Луксембурга спроводи координисане аукције прекограничних преносних капацитета на српско-хрватској граници, а од 2019. године и на српско-бугарској 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

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

преносних система Мађарске, Румуније, Бугарске, Босне и Херцеговине, Хрватске и Северне Македоније о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступу 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 2019. године, Савет Агенције је дао сагласност крајем 2018. 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 2019. години

Граница/месеци	MW											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Мађ---> Срб	700	700	700	700	700	700	648	700	543	700	686	700
Рум---> Срб	600	500	324	426	400	383	416	288	371	329	358	400
Буг ---> Срб	300	300	300	350	350	350	350	350	256	304	350	350
С.Мак---> Срб	420	420	450	406	450	456	500	480	380	500	450	500
Алб---> Срб	250	250	193	189	210	210	210	210	188	250	250	250
ЦГ---> Срб	600	500	641	406	554	700	700	654	423	600	625	550
БиХ---> Срб	600	600	600	600	572	600	479	500	278	400	600	600
Хрв---> Срб	600	550	193	340	572	580	495	600	278	400	600	600

Табела 3-10: Средње месечне вредности NTC за смер излаза из Србије у 2019. години

Граница/месеци	MW											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Срб ---> Мађ	800	800	800	800	500	783	706	800	693	800	783	800
Срб ---> Рум	800	800	751	773	359	566	603	530	451	506	775	700
Срб ---> Буг	250	250	250	300	300	300	300	300	220	261	300	300
Срб ---> С.Мак	600	600	619	700	600	470	500	445	358	461	546	600
Срб ---> Алб	250	250	193	189	210	210	210	210	177	145	250	250
Срб ---> ЦГ	600	600	654	700	680	513	577	493	331	241	625	700
Срб ---> БиХ	600	450	500	591	461	543	438	393	600	600	600	400
Срб ---> Хрв	600	600	161	323	461	523	585	393	600	600	600	600

У току 2019. 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 2019. године 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 2019. године право учешћа у аукцијама за 50% расположивог капацитета имало је 50 учесника на тржишту, од којих је њих 25 активно учествовало у аукцијама. Годишње аукције су спроведене само на граници са Црном Гором, при чему је у правцу Црна Гора-Србија учествовало 13 учесника у аукцији са маргиналном ценом 0,65 EUR/MWh, а у правцу Србија-Црна Гора је учествовало 15 учесника у аукцији са маргиналном ценом 0,41 EUR/MWh, 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 2019. години на границама са Црном Гором и Албанијом. Подаци о спроведеним месечним аукцијама су приказани у табели 3-11. Седмичне експлицитне аукције су спроведене само на српско-црногорској граници методом наплате према последњој прихваћеној цени ("marginal price").

Табела 3-11: Подаци о спроведеним месечним аукцијама за доделу 50% расположивих прекограничних преносних капацитета у 2019. години

Граница – смер	Број дана са нултим капацитетом	Број појава загушења/ Укупан број аукција	Број учесника у аукцијама (мин. – макс.)	Опсег маргинална цена у случају загушења (EUR/MWh)
Алб-Срб	5	16 / 18	6 - 12	0,07 – 0,51
ЦГ-Срб	0	22 / 23	9 - 14	0,03 – 1,01
Срб-Алб	5	20 / 22	9 - 14	0,21 – 5,51
Срб-ЦГ	0	31 / 31	10 - 15	0,06 – 5,00

ЕМС АД је током 2019. 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 36 учесника од 56 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 48 колико их је имало право учешћа.

Током 2019. године Алокациона кућа JAO S.A. је била одговорна за организовање годишњих, месечних и дневних експлицитних аукција на српско-хрватској и српско-бугарској граници уз наплату према последњој прихваћеној цени („marginal price“). ЕМС АД је спроводио доделу расположивог капацитета на унутардневном нивоу само на српско-хрватској граници методом „first come-first served“, при чему је учествовало 12 учесника од 41 колико их је имало право учешћа. На српско-бугарској граници нису организоване унутардневне доделе прекограничног преносног капацитета услед техничких проблема бугарског оператора преносног система.

ЕМС АД је у 2019. 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 17 учесник од 46 колико их је имало право учешћа.

Северномакедонски оператор преносног система МЕПСО је организовао годишње и месечне аукције за доделу 100% расположивог капацитета на српско-северномакедонској 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 23 учесника од 45 колико их је имало право учешћа.

Подаци о заједничким годишњим аукцијама за 2019. годину приказани су у табели 3-12.

Табела 3-12: Подаци о заједничким годишњим аукцијама прекограничних преносних капацитета у 2019. години

Граница – смер	Број учесника у аукцијама који су остварили право на капацитет	Маргинална цена (EUR/MWh)
Мађарска – Србија*	13	0,51
Србија – Мађарска*	12	0,74
Румунија – Србија*	9	2,97
Србија – Румунија*	9	0,07
Бугарска - Србија**	7	8,48
Србија - Бугарска**	11	0,27
Хрватска - Србија**	7	0,22
Србија - Хрватска**	9	0,45
БиХ – Србија	8	0,16
Србија – БиХ	6	0,06
С.Македонија – Србија*	9	0,80
Србија – С.Македонија*	10	0,70

* Подаци добијени од суседног оператора преносног система

** Подаци добијени од аукционе куће JAO S.A.

Подаци о заједничким месечним аукцијама у 2019. години су приказани у табели 3-13.

Табела 3-13: Подаци о заједничким месечним аукцијама прекограничних преносних капацитета у 2019. години

Граница – смер	Број дана са нултим капацитетом	Број појава загушења/укупан број аукција	Број учесника у аукцијама који су остварили право на капацитет(мин.–макс.)	Опсег маргиналних цена (EUR/MWh)
Мађарска – Србија*	3	12 / 12	8 – 17	0,23 – 1,31
Србија – Мађарска*	3	12 / 12	11 – 17	0,12 – 0,57
Румунија – Србија*	4	54 / 55	4 – 10	0,15 – 2,49
Србија – Румунија*	4	46 / 47	6 – 12	0,01 – 0,56
Бугарска – Србија**	12	12 / 12	8 – 16	0,26 – 4,31
Србија – Бугарска**	12	12 / 12	6 – 12	0,16 – 1,11
Хрватска – Србија**	35	12 / 12	7 – 16	0,19 – 0,51
Србија – Хрватска**	35	12 / 12	6 – 14	0,07 – 0,48
БиХ - Србија	0	19 / 19	5 – 13	0,05 – 0,50
Србија - БиХ	0	25 / 27	5 - 14	0,01 – 0,11
С.Македонија – Србија*	0	13 / 18	6 – 14	0,10 – 0,90
Србија – С.Македонија*	0	27 / 27	3 - 17	0,10 – 4,70

* Подаци добијени од суседног оператора преносног система

** Подаци добијени од аукционе куће JAO S.A.

ЕМС АД је крајем 2019. године закључио споразуме о организовању заједничких алокација/аукција за 2020. годину са операторима суседних преносних система са којима су оне организоване у 2019, као и са оператором преносног система Црне Горе. 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 2019. години је био 17.331 GWh у смеру улаза, односно 16.868 GWh у смеру излаза из тржишне области Србије, док је обим интерних трансакција⁴ био 20.788 GWh. У табели 3-14 приказан је обим пријављених и потврђених интерних и прекограничних трансакција у периоду 2010.-2019. година.

Табела 3-14: Прекограничне и интерне трансакције у тржишној области Србије од 2010.-2019.

Година	GWh		
	Прекограничне трансакције – улаз	Прекограничне трансакције – излаз	Интерне трансакције
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
2019	17.331	16.868	20.788

У 2019. години се у односу на претходну годину незнатно разликује прекогранична размена у смеру улаза и излаза. Обим интерних размена је незнатно повећан у односу на претходну годину захваљујући повећаној трговини 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

⁴ билатерална трговина између две балансно одговорне стране у Србији

Босне и Херцеговине у износу од 62,56 GWh у смеру од Србије ка Босни и Херцеговини и 1,03 GWh у супротном смеру.

У табели 3-15 је приказан обим прекограничних трансакција електричне енергије по границама за 2019. годину.

Табела 3-15: Улазне и излазне пријављене прекограничне трансакције по границама за 2019. годину

Граница са	GWh	
	Улаз у Србију	Излаз из Србије
Румунијом	1.652	1.663
Бугарском	1.671	1.042
Северном Македонијом	2.022	3.955
Албанијом	379	1.618
Црном Гором	1.084	1.820
БиХ	2.938	1.522
Хрватском	1.802	1.108
Мађарском	5.783	4.140
По свим границама	17.331	16.868

3.3.3.3 Коришћење прихода од расподеле прекограничних капацитета

Током 2019. године, ЕМС АД је остварио приход од алокације капацитета у износу од преко 23 милиона € и то по следећој структури:

Табела 3-16: Приходи од алокација прекограничних капацитета у 2019. години

Алокације	Приходи (€)
Годишње	11.431.668
Месечне	9.815.648
Дневне	2.447.882
Укупно	23.695.198

У складу са Уредбом (ЕУ) 714/2009, приходи ОПС од расподеле прекограничног капацитета су саставни део укупног прихода, 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 2019. години у односу на билансом планиране количине за 2019. годину. У односу на билансом планиране количине, пренета енергија је око 4% мања, док су остварени губици око 7% мањи од планираних.

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

	2019		
	Биланс	Остварено	Оств./Бил.
Улаз (GWh)	41.179	39.640	96,26
Губици (GWh)	900	806	89,55
Губици (%)	2,19%	2,03%	92,69
Излаз (GWh)	40.279	38.834	96,41

Остварени физички транзит електричне енергије у 2019. години, рачунат као нижа вредност средње сатне електричне енергије која је ушла, односно изашла из преносног система преко интерконективних далеководова, износио је 4.281 GWh. Износ физичког транзита по месецима дат је у табели 3-18.

Табела 3-18: Транзит електричне енергије по месецима у току 2019. године (физички токови)

Месец	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Транзит (GWh)	300	425	244	479	405	393	317	346	281	286	432	373

На делу система без АПКМ, преузето је 39.640 GWh електричне енергије, од тога је 33.390 GWh преузето из хидроелектрана, термоелектрана и термоелектрана-топлана прикључених на преносни систем, 830 GWh је преузето из ветроелектрана прикључених на преносни систем, 5.177 GWh је преузето из суседних система, док је 238 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 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	2018	2019	2019/2018
Пренета електрична енергија	GWh	40.715	39.640	97,4
Максимална дневна бруто потрошња	GWh	127,42	121,47	95,3
Максимално сатно оптерећење	MW	5.805	5.472	94,3
Губици у преносном систему	GWh	868	806	92,9
Губици у преносном систему (као % пренете ел. енергије)	%	2,13	2,03	95,3

Губици електричне енергије у преносном систему Србије, без АПКМ, су у 2019. години износили 806 GWh, што је 2,03% електричне енергије која је преузета у преносни систем. Оператор преносног система (ЕМС АД) је током 2019. године набављао електричну енергију за покривање губитака преко аукцијске платформе и на организованом дан-унапред тржишту електричне енергије у Србији (SEEPEx) тако што је на билатералном тржишту набавио 70,60%, а на SEEPEx 29,40% електричне енергије за покривање губитака у преносном систему. ЕМС АД је надокнађивао одступања обрачунатих од планираних губитака на балансном тржишту 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 2019. године, просечна дневна потрошња у Србији без АПКМ, која у великој мери зависи од средње дневне температуре, била је 100.836 MWh. Највећа дневна бруто потрошња у Србији без АПКМ од 121.468 MWh је остварена 10. јануара 2019. године, а истог дана у 18 сату је остварено максимално сатно оптерећење у износу од 5.472 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 2019. 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 објеката произвођача и купаца, који није завршен и није достављен Агенцији на сагласност;
- израда плана преузимања мерних места и пратеће опреме (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 у 2019. години 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. године 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 су почетком 2019. године достављене Агенцији ради давања сагласности. Савет Агенције је на седници одржаној 01. марта 2019. дао сагласност на предложене измене.

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.

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. 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.

Сагласно Закону - (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 (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 акта 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, 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, до краја 2019. године није окончан. Из наведеног разлога Савет Агенције својом одлуком из септембра 2019. године није дао сагласност на Годишњи извештај о спровођењу Програма усклађености за обезбеђивање недискриминаторног понашања за 2018. годину. 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, након чега би ЕПС Дистрибуција д.о.о. Београд, требало да донесе нови Програм усклађености за обезбеђивање недискриминаторног понашања и достави га Агенцији на сагласност.

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 2019. 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-табелама које је утврдила Агенција.

ОДС је у 2019. 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. јануара 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. године формиран је један ОДС за целу територију Републике Србије, па је 01. марта 2016. године ОДС, уз сагласност Агенције, донео јединствену цену приступа дистрибутивном систему за све купце чији су објекти повезани на дистрибутивни систем, која је примењивана до 08. новембра 2019. године када је ступила на снагу нова цена приступа дистрибутивном систему.

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

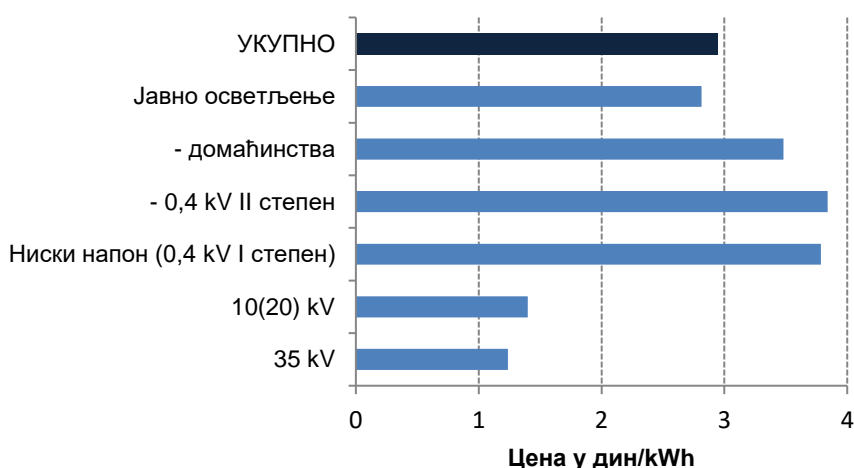
Категорија потрошње	Годишњи ниво одобрене цене				
	од 1.3.2010.	од 1.4.2011.	од 1.8.2013.	од 1.3.2016.	од 8.11.2019.
Средњи напон - укупно	1,17	1,385	1,56	1,32	1,26
Ниски напон (0,4 kV I степен)	2,71	3,19	3,53	3,58	3,40
Широка потрошња - укупно	2,11	2,43	3,27	3,46	3,61
- 0,4 kV II степен	2,38	2,72	3,75	3,87	3,93
- домаћинства	2,08	2,39	3,20	3,40	3,56
Јавно осветљење	1,61	1,90	3,06	2,82	2,81
Укупно ниски напон	2,20	2,54	3,30	3,46	3,55
ПРОСЕЧНО	1,82	2,30	2,93	2,93	2,92

Просечна остварена цена приступа дистрибутивном систему у 2019. 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	2019
35 kV	1,24	1,35	1,35	1,46	1,32	1,28	1,25	1,24	1,25	1,24
10 kV	1,20	1,36	1,39	1,53	1,59	1,50	1,46	1,38	1,39	1,40
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	3,79
- 0,4 kV II степен	2,41	2,63	2,72	3,16	3,75	3,71	3,81	3,82	3,82	3,84
- домаћинства	2,14	2,31	2,39	2,86	3,29	3,27	3,38	3,42	3,45	3,48
Јавно осветљење	1,63	1,83	1,89	2,48	3,10	3,08	2,86	2,82	2,82	2,81
ПРОСЕЧНО	2,03	2,23	2,14	2,66	3,01	2,96	2,98	2,96	2,95	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 2019. години.



Слика 3-6: Остварена просечна годишња цена приступа дистрибутивном систему у 2019. години

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 јануара 2019. 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.

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. Међутим, енергија преузета од електрана прикључених на дистрибутивни систем је у 2019. години била за 4,7% мања него у 2018. години што је последица неповољне хидролошке ситуације током целе 2019. године и самим тим за око 55 GWh (18%) мање производње из малих хидроелектрана. Због производње електрана прикључених на дистрибутивни систем у подручјима са малом потрошњом електричне енергије, дошло је и до појаве да је око 5 GWh електричне енергије испоручено из дистрибутивног у преносни систем.

Остварени губици електричне енергије у дистрибутивном систему су у 2019. години процентуално мањи него у 2018. 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. То потврђују подаци 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 2010.-2019.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Дистрибуирано - укупно преузето у дистрибутивни систем	30.453	30.607	30.258	30.068	29.351	30.131	30.162	30.503	30.040	30.002
Преузето из преносне мреже (без купаца на 110 kV)	30.558	29.922	30.183	29.965	29.078	29.778	29.712	29.964	29.397	29.389
Преузето из суседних дистрибутивних система	0,5	3,1	3,6	0,1	6,4	32,2	2,0	1,0	1,0	1,0
Производња електрана прикључених на ДС	46	48	73	104	267	321	448	538	642	612
Укупно испоручено из дистрибутивног система	25.497	25.859	25.673	25.584	25.136	25.894	26.246	26.549	26.376	26.476
Испоручено крајњим купцима (без купаца на 110 kV)	25.496	25.857	25.677	25.586	25.130	25.863	26.147	26.425	26.240	26.358
Испоручено суседним дистрибутивним системима	0,5	2,1	0,6	0,5	27,4	32,3	98,6	121	128	113
Испоручено у преносни систем								3	8	5
Губици у дистрибутивном систему	4.958	4.747	4.586	4.482	4.215	4.236	3.917	3.953	3.664	3.527
Губици у дистрибутивном систему (као % укупно преузете енергије)	16,3	15,5	15,1	14,9	14,4	14,1	13,0	13,0	12,2	11,7

3.5 Затворени дистрибутивни системи

У 2019. години лиценцу за дистрибуцију електричне енергије и управљање затвореним дистрибутивним системом имао је само један енергетски субјекат – оператор затвореног дистрибутивног система „BELGRADE AIRPORT“ д.о.о. Београд који је повезан са дистрибутивним системом ОДС ЕПС Дистрибуција на напонски ниво 35 kV. Затворени дистрибутивни систем „BELGRADE AIRPORT“ д.о.о. Београд чине:

- 1 трансформаторска станица 35/10 kV/kV са два трансформатора укупне инсталисане снаге 16 MVA,
- 6 трансформаторских станица 10/0,4 kV/kV са 10 трансформатора укупне инсталисане снаге 8,52 MVA и
- 11 km електроенергетских кабловских водова напонског нивоа 10 kV.

У 2019. години затворени дистрибутивни систем „BELGRADE AIRPORT“ д.о.о. Београд преузео је из дистрибутивног система укупно 27,2 GWh електричне енергије, од чега је 8,9 GWh испоручено купцима који су прикључени на систем, док је за сопствене потребе заједно са губицима у затвореном дистрибутивном систему потрошено укупно 18,3 GWh електричне енергије.

3.6 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 2019. години је приказана на слици 3-7.



Слика 3-7: Шема тржишта електричне енергије на крају 2019. године

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.

3.6.1 Билатерално тржиште електричне енергије

На билатералном тржишту се одвијају куповина и продаја електричне енергије директно између учесника на тржишту, при чему су на veleprodajном 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.

3.6.1.1 Велепродајно тржиште

Велепродајно тржиште електричне енергије је у 2019. години било базирано на трговини између снабдевача, с обзиром да, осим ветроелектрана које су повлашћени произвођачи, 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 2019. године увоз електричне енергије за потребе купаца у Србији је био незнатно већи од извоза. Извоз је био доминантан у марту месецу када је био чак 3,4 пута већи од увоза и износио је 932 GWh. Захваљујући релативно благој зими и неубичајно високим температурама у марту, ЈП ЕПС је, као доминантан произвођач, извезао у марту чак четвртину укупно извезене енергије. Количине електричне енергије, продате и купљене на организованом тржишту су незнатно увећане у односу на претходну годину. Иако од почетка рада организованог тржишта електричне енергије опада билатерална трговина између снабдевача и даље је обим трговине на билатералном тржишту 1,5 пута већи него на организованом. Продаја енергије крајњим купцима на слободном тржишту је наставила тренд раста и у односу на 2018. годину порасла је за 1,5%.

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.

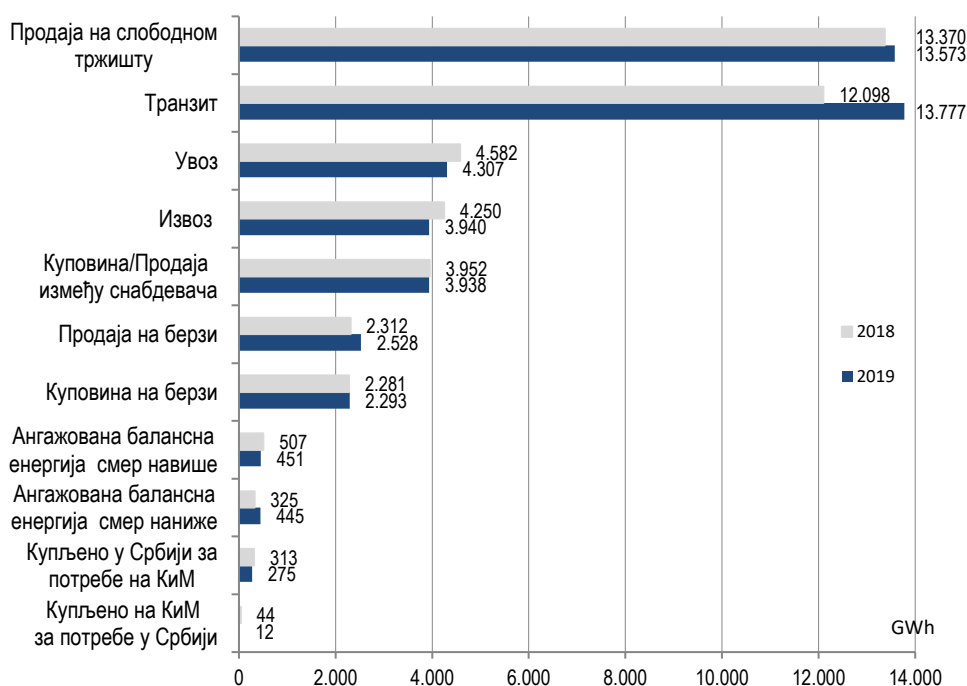
Право на пријаву планова рада на основу одговарајућег уговора потписаног са ЕМС АД, у 2019. години је имало 76 учесника на тржишту електричне енергије, што је за 11,76% више у односу на 2018. годину. Активних учесника на тржишту било је 61, што је за 1 више него у 2018. години, а снабдевањем крајњих купаца на слободном тржишту бавило се 13 снабдевача, што је 5 снабдевача мање у односу на претходну годину.

Табела 3-23: Број учесника на тржишту са правом пријаве дневних планова рада од 2010. до 2019.

Година	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Број учесника на тржишту	35	35	45	37	47	51	60	65	68	76

За потребе балансирања дневних планова рада снабдевача, укупна ангажована балансна енергија у 2019. години је износила 896 GWh, за коју је укупна пондерисана цена поравнања износила 44,3 €/MWh, што је за 3,8 €/MWh мање него у претходној години. Узимајући у обзир смер ангажовања балансних ентитета, пондерисана цена поравнања износила је 67,1 €/MWh за смер ангажовања навише и 21,7 €/MWh за смер ангажовања наниже.

На слици 3-8 су приказане количине електричне енергије по активностима снабдевача у 2018. и 2019. години.⁵



Слика 3-8: Количине електричне енергије по активностима снабдевача током 2018. и 2019.

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, Prag
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. "GROUP TRANS ENERGY OOD", Софија, Бугарска
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

⁵ Сви подаци приказани у табелама добијени су закључно са 15. фебруаром 2020. године и подложни су променама у складу са Правилима о раду тржишта електричне енергије

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. "HSE BALKAN ENERGY" д.о.о. Друштво за инжењеринг и трговину
16. „JAS Budapest” d.o.o. Subotica
17. ČEZ A.S, Праг, Чешка Република
18. Green Energy Trading д.о.о. Београд (Савски венац)
19. „DANSKE COMMODITIES A/S”, Архус, Данска
20. ENERGY SUPPLY & TRADE доо, Београд - Савски венац
21. "AYEN ENERGY TRADING" доо Београд-Врачар
22. Привредно друштво "ENERGIA GAS AND POWER" д.о.о. Београд (Нови Београд)
23. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
24. АХРО друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
25. „RITAM ENERGY" доо, Београд
26. Привредно друштво „ЕПЦГ“ д.о.о. Београд
27. „ENERGY SUPPLY EOOD”, Бугарска
28. EFT TRADE д.о.о., Београд
29. Предузеће "ENERGY DELIVERY SOLUTIONS" д.о.о., Београд
30. "STRATEGIC ENERGY TRADING SOCIETE ANONYME", Атина, Грчка
31. "MVM Partner Energiakereskedelmi Zártkörűen Működő Részvénytársaság", Budimpešta, Мађарска „ENSCO ENERGY SERVICES COMPANY AG", Cham, Швајцарска
32. "GEN-I", trgovanje in prodaja električne energije, d.o.o., Krško, Slovenija
33. "HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE" доо, Љубљана
34. "ReNGRY Trading Group SR" доо, Београд
35. GREEK ENVIRONMENTAL & ENERGY NETWORK S.A. - "GRE.EN", Pirej, Grčka
36. "FREEPOINT COMMODITIES EUROPE LLP", Рединг, Велика Британија
37. Привредно друштво "ENERGY HARBOR" доо, Београд
38. "ENERGI DANMARK A/S", Архус, Данска
39. ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА ЦРНЕ ГОРЕ АД - НИКШИЋ, НИКШИЋ
40. Привредно друштво "SENTRADE RS" доо, Београд
41. ХРВАТСКА ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА д.д., Загреб
42. "GRAND ENERGY DISTRIBUTION", Софија, Бугарска
43. Друштво са ограниченом одговорношћу за трговину и услуге MVM PARTNER SERBIA д.о.о., Београд
44. "ENERGO-PRO TRADING JSC", Бугарска
45. "STATKRAFT MARKETS GmbH", Дизелдорф
46. Предузеће "С.О.К." ДОО, Краљево
47. "MET SRB" д.о.о. Београд

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, Швајцарска
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 за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса "Нафтна индустрија Србије" а.д. Нови Сад
13. "AYEN ENERGY TRADING" доо Београд-Врачар
14. Привредно друштво "LC ELECTRICITY SUPPLY AND TRADING" доо, Београд
15. "GROUP TRANS ENERGY OOD", Софија, Бугарска
16. ПЕТРОЛ, Словенска енергетска дружба, д.д., Љубљана
17. GREEK ENVIRONMENTAL & ENERGY NETWORK S.A. - "GRE.EN", Pirej, Grčka
18. Привредно друштво за трговину електричном енергијом ENERGY MARKET доо, Пирот
19. "ČEZ SRBIJA" DOO BEOGRAD
20. "GEN-I", trgovanje in prodaja električne energije, d.o.o., Krško, Slovenija
21. Green Energy Trading д.о.о. Београд (Савски венац)
22. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
23. "ENERGO-PRO TRADING JSC", Бугарска

24. Привредно друштво ЕНЕКОД доо, Ниш
25. "FREEPOINT COMMODITIES EUROPE LLP", Рединг, Велика Британија
26. EFT TRADE д.о.о., Београд
27. „ENERGY SUPPLY EOOD“, Бугарска
28. ПЕТРОЛ друштво за трговину нафтом и нафтним дериватима д.о.о. Београд
29. Привредно друштво „ЕПЦГ“ д.о.о. Београд
30. Привредно друштво за производњу промет и услуге "НОЛЕКО ДОО", ЧАЧАК
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 "ELMAKO-ENERGY" доо, Београд
38. ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА ЦРНЕ ГОРЕ АД - НИКШИЋ, НИКШИЋ
39. "EZPADA S.R.O.", Праг
40. "TWINFIN TESLA" доо, Београд
41. "ENERGI DANMARK A/S", Архус, Данска
42. ХРВАТСКА ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА д.д., Загреб
43. "STRATEGIC ENERGY TRADING SOCIETE ANONYME", Атина, Грчка
44. Привредно друштво "SENTRADE RS" доо, Београд
45. Јединствено акционарско друштво "EVN TRADING SOUTH EAST EUROPE", Софија, Бугарска
46. "GRAND ENERGY DISTRIBUTION", Софија, Бугарска
47. „RESTART ENERGY“ доо Београд-Нови Београд
48. „ENSCO ENERGY SERVICES COMPANY AG“, Cham, Švajcarska
49. "MVM Partner Energiakereskedelmi Zártkörűen Működő Részvénytársaság", Budimpešta, Mađarska
50. "ReNGRY Trading Group SR" доо, Београд

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. "CENTRICA ENERGY TRADING A/S", Данска
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. "ENERGI DANMARK A/S", Архус, Данска
18. ХРВАТСКА ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА д.д., Загреб
19. ДРУШТВО ЗА ТРГОВИНУ "НЕР-ENERGIJA" 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. "MVM Partner Energiakereskedelmi Zártkörűen Működő Részvénytársaság", Budimpešta, Mađarska
22. ENERGY SUPPLY & TRADE доо, Београд - Савски венац
23. Green Energy Trading д.о.о. Београд (Савски венац)
24. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
25. „RITAM ENERGY“ доо, Београд
26. Привредно друштво „ЕПЦГ“ д.о.о. Београд
27. „JAS Budapest“ d.o.o. Subotica
28. АХРО друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
29. "AYEN ENERGY TRADING" доо Београд-Врачар
30. "FREEPOINT COMMODITIES EUROPE LLP", Рединг, Велика Британија
31. Предузеће "ENERGY DELIVERY SOLUTIONS" д.о.о., Београд
32. "GROUP TRANS ENERGY OOD", Софија, Бугарска
33. „ENSCO ENERGY SERVICES COMPANY AG“, Cham, Švajcarska

34. GREEK ENVIRONMENTAL & ENERGY NETWORK S.A. - "GRE.EN", Pirej, Grčka
35. Привредно друштво "ENERGY HARBOR" доо, Београд
36. "ReNGRY Trading Group SR" доо, Београд
37. Привредно друштво "SENTRADE RS" доо, Београд
38. ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА ЦРНЕ ГОРЕ АД - НИКШИЋ, НИКШИЋ
39. "MET SRB" 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. "CENTRICA ENERGY TRADING A/S", Данска
7. "MVM Partner Energiakereskedelmi Zártkörűen Működő Részvénytársaság", Budimpešta, Mađarska
8. Предузеће "ENERGY DELIVERY SOLUTIONS" д.о.о., Београд
9. ČEZ A.S, Праг, Чешка Република
10. "HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE" доо, Љубљана
11. "STATKRAFT MARKETS Gmbh", Дизелдорф
12. "ENERGI DANMARK A/S", Архус, Данска
13. ПЕТРОЛ, Словенска енергетска дружба, д.д., Љубљана
14. „JAS Budapest” d.o.o. Subotica
15. „DANSKE COMMODITIES A/S", Архус, Данска
16. "ReNGRY Trading Group SR" доо, Београд
17. Привредно друштво "NETWORK FOR TRADING" доо, Београд
18. Мјешовити холдинг "ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА РЕПУБЛИКЕ СРПСКЕ", Требиње
19. GREEK ENVIRONMENTAL & ENERGY NETWORK S.A. - "GRE.EN", Pirej, Grčka
20. "AYEN ENERGY TRADING" доо Београд-Врачар
21. ХРВАТСКА ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА д.д., Загреб
22. "ENERGO-PRO TRADING JSC", Бугарска
23. Green Energy Trading д.о.о. Београд (Савски венац)
24. Привредно друштво „ЕПЦГ“ д.о.о. Београд
25. Привредно друштво "TERNA ENERGY TRADING" доо, Нови Београд
26. АХРО друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
27. ENERGY SUPPLY & TRADE доо, Београд - Савски венац
28. 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
29. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
30. Привредно друштво за трговину електричном енергијом ENERGY MARKET доо, Пирот
31. "GROUP TRANS ENERGY OOD", Софија, Бугарска
32. "EZPADA S.R.O.", Праг
33. "STRATEGIC ENERGY TRADING SOCIETE ANONYME", Атина, Грчка
34. Привредно друштво "ELMAKO-ENERGY" доо, Београд
35. „ENSCO ENERGY SERVICES COMPANY AG", Cham, Švajcarska
36. "FREEPOINT COMMODITIES EUROPE LLP", Рединг, Велика Британија
37. Привредно друштво "SENTRADE RS" доо, Београд
38. "GRAND ENERGY DISTRIBUTION", Софија, Бугарска
39. Јединствено акционарско друштво "EVN TRADING SOUTH EAST EUROPE", Софија, Бугарска

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. ALPIQ ENERGY SE, Prag
5. ПЕТРОЛ, Словенска енергетска дружба, д.д., Љубљана
6. Друштво са ограниченом одговорношћу за трговину и услуге MVM PARTNER SERBIA д.о.о., Београд
7. ИНТЕРЕНЕРГО доо, Љубљана
8. "HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE" доо, Љубљана
9. "MVM Partner Energiakereskedelmi Zártkörűen Működő Részvénytársaság", Budimpešta, Mađarska
10. ПЕТРОЛ, Словенска енергетска дружба, д.д., Љубљана
11. Предузеће "ENERGY DELIVERY SOLUTIONS" д.о.о., Београд
12. Привредно друштво "NETWORK FOR TRADING" доо, Београд
13. "STATKRAFT MARKETS Gmbh", Дизелдорф

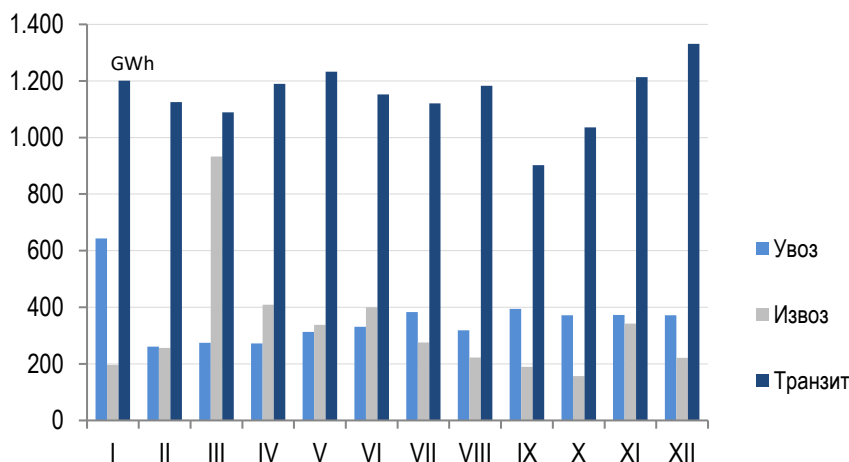
14. "AYEN ENERGY TRADING" доо Београд-Врачар
15. Green Energy Trading д.о.о. Београд (Савски венац)
16. Привредно друштво „ЕПЦГ“ д.о.о. Београд
17. "EZPADA S.R.O.", Праг
18. GREEK ENVIRONMENTAL & ENERGY NETWORK S.A. - "GRE.EN", Пиреј, Грчка
19. „ENSCO ENERGY SERVICES COMPANY AG“, Cham, Швајцарска
20. Јединствено акционарско друштво "EVN TRADING SOUTH EAST EUROPE", Софија, Бугарска
21. AXPO друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
22. ENERGY SUPPLY & TRADE доо, Београд - Савски венац
23. "ENERGO-PRO TRADING JSC", Бугарска
24. EVN Trading д.о.о. Београд
25. Привредно друштво "TERNA ENERGY TRADING" доо, Нови Београд
26. "GROUP TRANS ENERGY OOD", Софија, Бугарска
27. 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
28. Привредно друштво "ELMAKO-ENERGY" доо, Београд
29. "MET SRB" д.о.о. Београд
30. ПЕТРОЛ друштво за трговину нафтом и нафтним дериватима д.о.о. Београд
31. ХРВАТСКА ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА д.д., Загреб
32. "ReNGRY Trading Group SR" доо, Београд
33. "HSE BALKAN ENERGY" д.о.о. Друштво за инжењеринг и трговину
34. Друштво са ограниченом одговорношћу за трговину и услуге „VERBUND – Austrian Power Trading Sr“ д.о.о. Београд
35. "ENERGI DANMARK A/S", Архус, Данска
36. „JAS Budapest“ d.o.o. Subotica
37. Привредно друштво "LC ELECTRICITY SUPPLY AND TRADING" доо, Београд
38. ENEL TRADE SERBIA доо Београд (Врачар)
39. Привредно друштво "GROUP TRANS ENERGY" д.о.о. Београд - Нови Београд
40. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
41. "FREEPOINT COMMODITIES EUROPE LLP", Рединг, Велика Британија
42. Привредно друштво за трговину електричном енергијом ENERGY MARKET доо, Пирот
43. ДРУШТВО ЗА ТРГОВИНУ "НЕР-ЕНЕРГИЈА" ДОО БЕОГРАД

Снабдевачи који су 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 "НЕР-ЕНЕРГИЈА" ДОО БЕОГРАД
4. 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
5. Привредно друштво за производњу промет и услуге "НОЛЕКО ДОО", ЧАЧАК
6. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
7. EFT TRADE д.о.о., Београд
8. Предузеће "С.О.К." ДОО, Краљево
9. ПЕТРОЛ друштво за трговину нафтом и нафтним дериватима д.о.о. Београд
10. Предузеће "ENERGY DELIVERY SOLUTIONS" д.о.о., Београд
11. "TWINFIN TESLA" доо, Београд
12. Привредно друштво ЕНЕКОД доо, Ниш
13. „RESTART ENERGY" доо Београд-Нови Београд

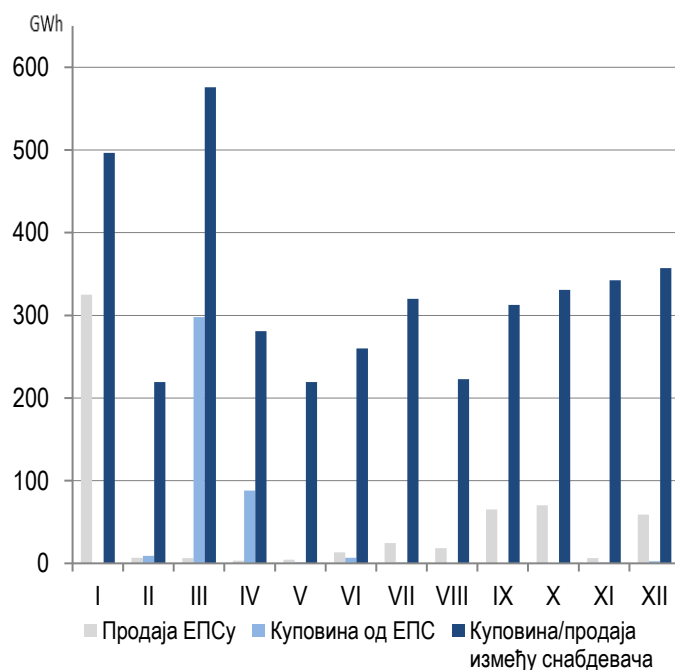
На основу података које су доставили снабдевачи електричном енергијом, током 2019. године транзит је увећан за 14% у односу на 2018. годину (комерцијални подаци), извоз је мањи за 7%, док је увоз опао за 6% у односу на претходну годину. Извоз је био изражен у марту, када је извезено нешто мање од четвртине укупне извезене енергије током целе године. Увоз је био највећи у јануару 2019. године и био је за око два пута већи од увоза у било ком другом месецу.

Обим увоза, извоза и транзита који су снабдевачи остварили по месецима у 2019. години приказан је на слици 3-9.



Слика 3-9: Увоз, извоз и транзит снабдевача у 2019. години

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 2019. године није било значајне куповине ЈП ЕПС од снабдевача, осим у јануару када је купљено 325 GWh. Током целе године активност продаје електричне енергије ЈП ЕПС другим снабдевачима је потпуно замрла, осим у марту и априлу, када је продаја ЈП ЕПС износила близу 400 GWh. Трговина између осталих снабдевача је била значајна током целе године, а највећа је била у марту када је предмет трговине било 576 GWh.



Слика 3-10: Куповина/продаја између снабдевача, односно између снабдевача и ЈП ЕПС у 2019. години

У табели 3-24 су приказани релевантни показатељи развијености и концентрације тржишта електричне енергије у Србији (без АПКМ) у 2019. 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 (HHI), која указује на ниво концентрације тржишта⁶ и
- оцена нивоа концентрације тржишта за појединачне активности⁷.

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:

HHI < 1000 - неконцентрисано

1001 < HHI < 2000 - умерено концентрисано

HHI > 2001 - високо концентрисано тржиште

Табела 3-24: Ниво концентрације тржишта електричне енергије у Србији у 2019. години

Активност снабдевача у 2018. години	Количина електричне енергије	Учешће три снабдевача са највећим обимом трговине		Херфиндал-Хиршманов индекс ННИ	Ниво концентрисаности тржишта
	(GWh)	(%)	(GWh)		
Трговина на организованом тржишту (берзи)					
Продаја	2528	45	1127	1.067	Умерен
Куповина	2292	41	946	1.015	Умерен
Трговина између снабдевача на билатералном тржишту					
Продаја	3.938	40	1.564	823	Низак
Куповина	3.938	38	1.513	798	Низак
Продаја електричне енергије крајњим купцима на слободном тржишту					
Продаја	13.573	99	13.473	9.155	Висок

Од 61 активног снабдевача, 5 снабдевача се јавља међу три доминантна у свакој од активности. Ниво концентрисаности тржишта је остао на прошлогодишњем нивоу. Трговина на организованом тржишту је на нивоу прошлогодишњих вредности, што указује да је тржиште стабилније за разлику од великих промена у обиму трговања у претходне две године. Важно је напоменути да је укупна количина енергије која је била предмет трговине на берзи у сваком од смерова продаје односно куповине била 2.528 GWh. Међутим, део те енергије није предмет трговине снабдевача већ је оператор преносног система куповао део електричне енергије за надокнаду губитака на организованом тржишту, а на организованом тржишту је и продавао вишкове електричне енергије за надокнаду губитака купљене преко аукцијске платформе. Трговина на билатералном тржишту је на нивоу трговине у претходној години са тенденцијом смањења концентрисаности тржишта. Концентрисаност малопродајног тржишта је веома висока, чак постоји незнатно повећање концентрисаности у односу на 2018. годину, што је последица доминантног положаја ЈП ЕПС на малопродајном тржишту.

3.6.1.2 Малопродајно тржиште

3.6.1.2.1 Испоручене количине електричне енергије крајњим купцима

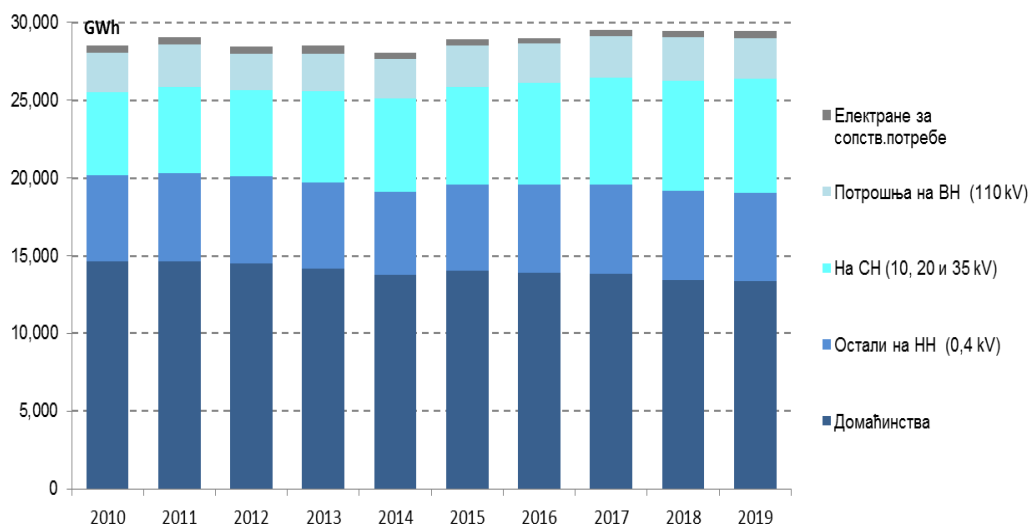
Крајњим купцима је у 2019. години укупно продато и испоручено 29.007 GWh (без потрошње електрана у функцији производње), што је за 0,4% мање од укупно испоручене количине у 2017. години када је испоручена највећа количина електричне енергије у последњих десет година. У табели 3-25 је приказана потрошња електричне енергије у Републици Србији (без АПКМ) у периоду 2010.-2019. година, укључујући и електричну енергију коју су произвођачи преузели из преносног система за сопствене потребе.

Табела 3-25: Структура потрошње електричне енергије у периоду 2010.-2019.

Категорија потрошње	GWh										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2019/2018
Домаћинства	14.645	14.666	14.517	14.147	13.802	14.062	13.931	13.815	13.415	13.340	99,4
Остали на ниском напону (0,4 kV)	5.534	5.640	5.585	5.580	5.322	5.546	5.665	5.746	5.756	5.707	99,1
Укупно на ниском напону (0,4 kV)	20.179	20.305	20.102	19.727	19.124	19.608	19.596	19.561	19.171	19.047	99,4
Купци на средњем напону (10, 20 и 35 kV)	5.317	5.553	5.570	5.856	5.985	6.254	6.550	6.865	7.069	7.311	103,4
Купци на високом напону (110 kV)	2.555	2.751	2.312	2.415	2.555	2.669	2.479	2.695	2.798	2.649	94,7
Испоручено крајњим купцима	28.051	28.609	27.984	27.998	27.664	28.531	28.625	29.121	29.038	29.007	99,9
Испоручено ТЕ и ХЕ за сопствене потребе	436	476	473	503	401	416	391	394	427	467	109,4
Укупна потрошња	28.487	29.085	28.457	28.501	28.065	28.947	29.016	29.515	29.465	29.474	100,0

У односу на 2018. годину, потрошња крајњих купаца (без потрошње електрана у функцији производње) у 2019. је мања за 0,1%, што је последица смањене потрошње купаца на ниском напону од 0,6% (око 124 GWh) и купаца на високом напону код којих је смањење износило 5,3% (за 149 GWh). Супротно од ових купаца, потрошња купаца на средњем напону је већа за 3,4%, (за 242 GWh). На ниском напону домаћинства су потрошила 75 GWh мање, а остали купци на ниском напону 49 GWh мање електричне енергије у односу на претходну годину. 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 2018. 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 9,4% више електричне енергије него у претходној години. Код анализе података у посматраном десетоодишњем 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 2010.-2019. (без АПКМ)

Укупан број мерних места у Републици Србији, без АПКМ (не рачунајући мерна места за објекте Железница Србије којих има 42 на преносном систему), крајем 2019. године је био 3.663.689 и у односу на 2018. годину тај број је повећан за 0,3%.

Табела 3-26: Број мерних места у 2018. и 2019. години

Категорија потрошње	2018	2019	2019/2018
Домаћинства	3.250.468	3.261.631	100,3
Остали на ниском напону (0,4 kV)	395.825	396.945	100,3
Купци на средњем напону (10, 20 и 35 kV)	4.822	5.055	104,8
Купци на високом напону (110 kV)	54	58	107,4
Укупан број мерних места	3.651.169	3.663.689	100,3

3.6.1.2.2 Продаја електричне енергије на регулисаном тржишту

На регулисаном тржишту су у 2019. 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). Уведено законско ограничење је доминантно утицало на смањење снабдевања на регулисаном тржишту до 2019. године у којој је на регулисаном тржишту испоручено 50,4% електричне енергије коју су укупно потрошили крајњи купци, што је само за 1,5% мања него у 2018. години (у 2018. години испоручено је на регулисаном тржишту за 4,8% мање енергије у односу на 2017. годину). Количине испоручене електричне енергије на регулисаном тржишту по категоријама потрошње за период 2015.-2019. година приказане су табели 3-27. На крају 2019. године, електрична енергија по регулисаним ценама испоручивана је крајњим купцима на преко 3,5 милиона мерних места.

Регулисане цене електричне енергије за крајње купце, у складу са Законом о енергетици из 2004. године, први пут су примењене 01. јануара 2008. године, без позитивног мишљења Агенције о предлогу ЈП ЕПС и сагласности Владе Републике Србије. Важећа цена електричне енергије за гарантовано снабдевање крајњих купаца, одобрена је 01. децембра 2019. године.

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

У 2019. 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 57,95 €/MWh за базну енергију, односно просечно 70,00 €/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. децембра 2019. године, износила је 3,30дин/kWh, односно 26,81 €/MWh, рачунато по просечном курсу € за 2019. годину, што одговара набавној цени на основу које је обрачунат максимално одобрени приход јавног снабдевача приликом давања сагласности Агенције на цене које су важиле од 1. октобра 2016. године.

Табела 3-27: Остварене количине испоручене електричне енергије на регулисаном тржишту

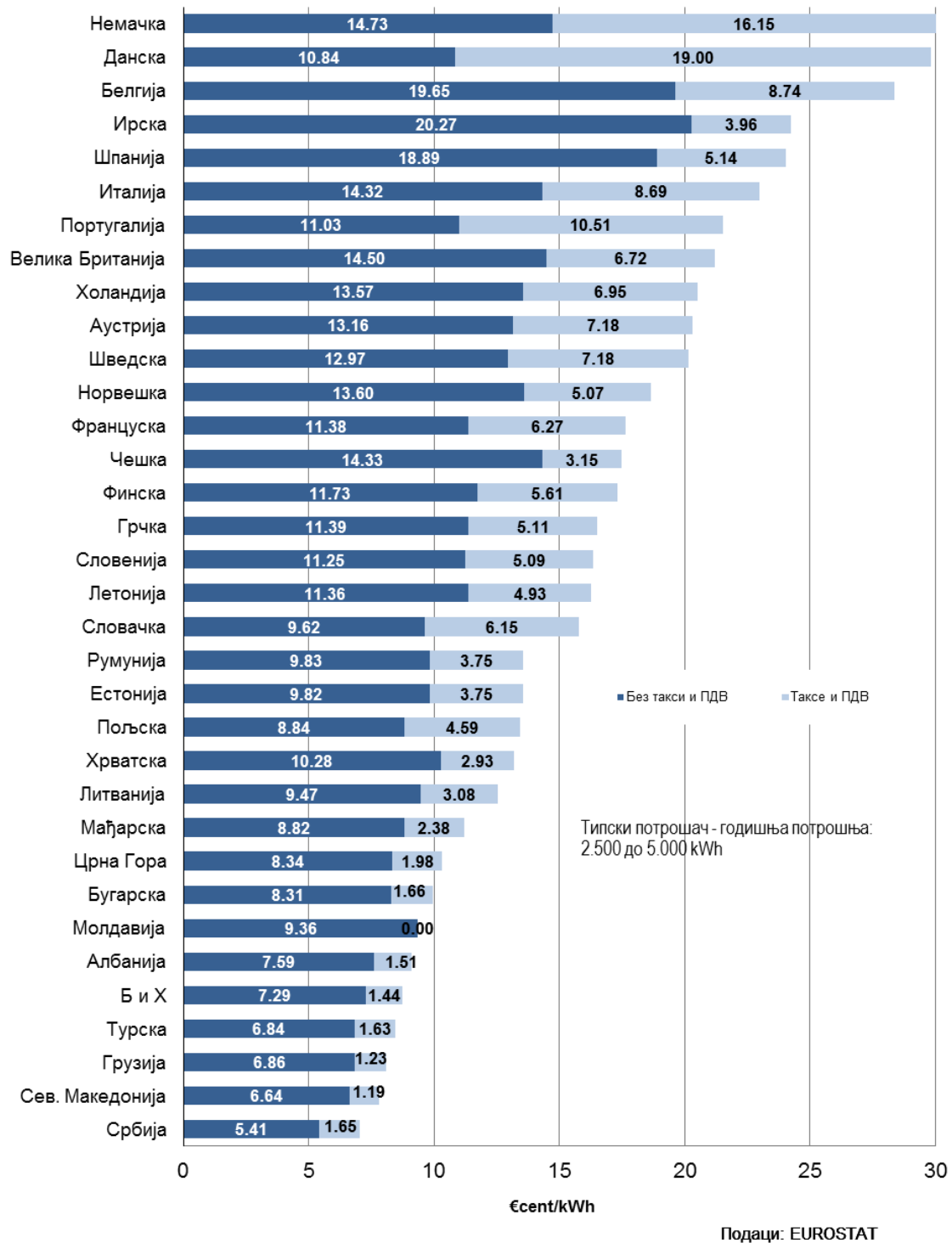
Категорија потрошње	Остварене количине испоручене електричне енергије на регулисаном тржишту (GWh)				
	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.
Ниски напон (0,4 kV I степен)	1.521	830	526	321	247
- 0,4 kV II степен	1.454	1.307	1.212	1.101	1.048
- домаћинства	14.058	13.926	13.808	13.401	13.326
Јавно осветљење	187	76	48	28	16
УКУПНО гарантовано снабдевање	17.220	16.139	15.594	14.851	14,637

У табели 3-28, 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 преваходно од динамике и количине електричне енергије коју су поједине категорије и групе купаца потрошиле током године и од датума примене одобрених цена.

Табела 3-28: Остварене просечне годишње регулисане цене за крајње купце (без ПДВ и такси)

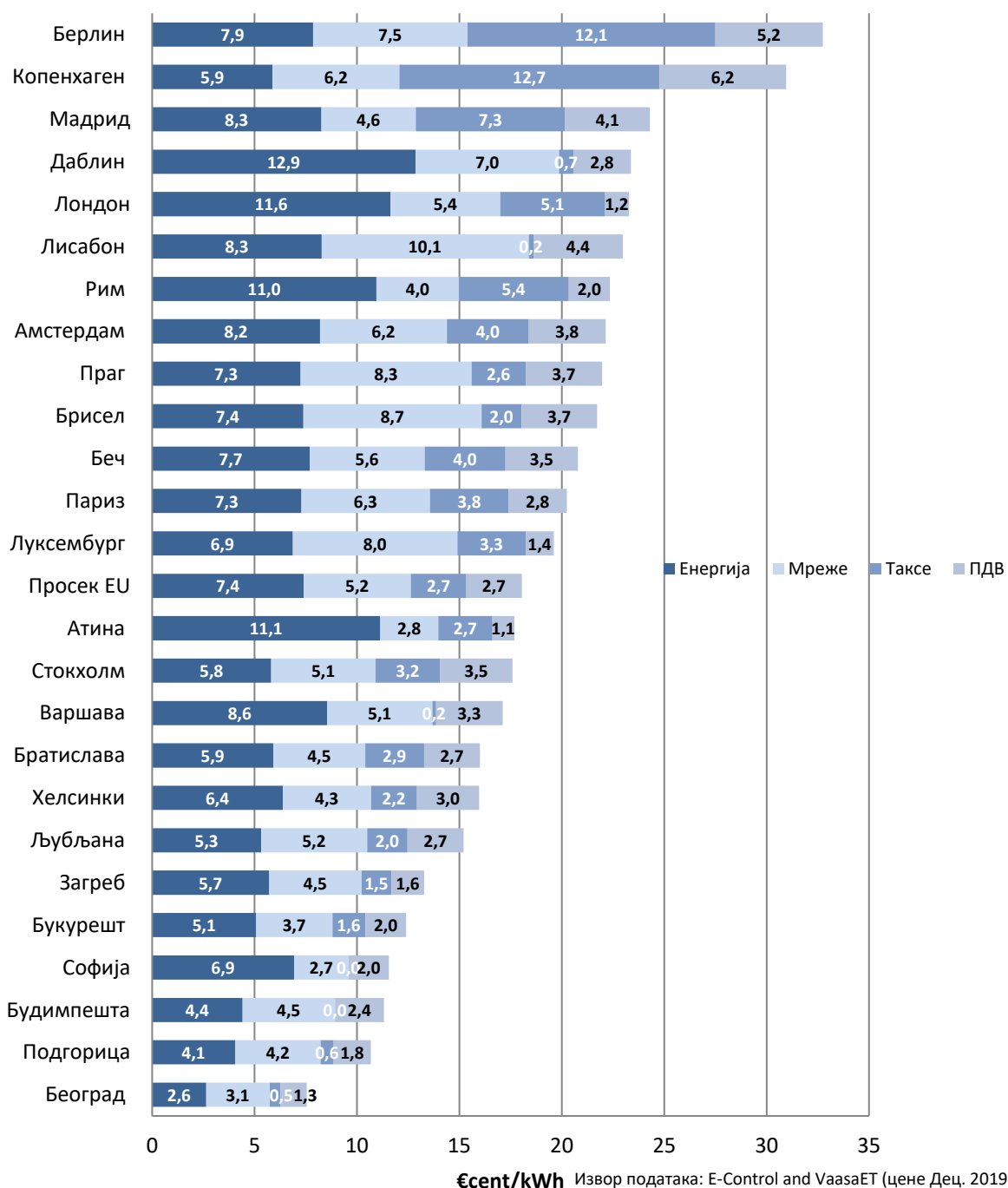
Категорија потрошње	Остварена просечна годишња цена				
	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.
Ниски напон (0,4 kV I степен)	9,58	10,08	10,50	11,31	11,43
- 0,4 kV II степен	8,19	8,55	8,84	8,91	8,96
- домаћинства	6,26	6,49	6,73	6,84	6,88
Јавно осветљење	5,91	6,39	6,55	6,53	6,56
Укупно ниски напон	6,71	6,84	7,02	7,09	7,10
УКУПНО ПРОСЕЧНО гарантовано снабдевање	6,71	6,84	7,02	7,09	7,10

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 полугодишту 2019. 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%.



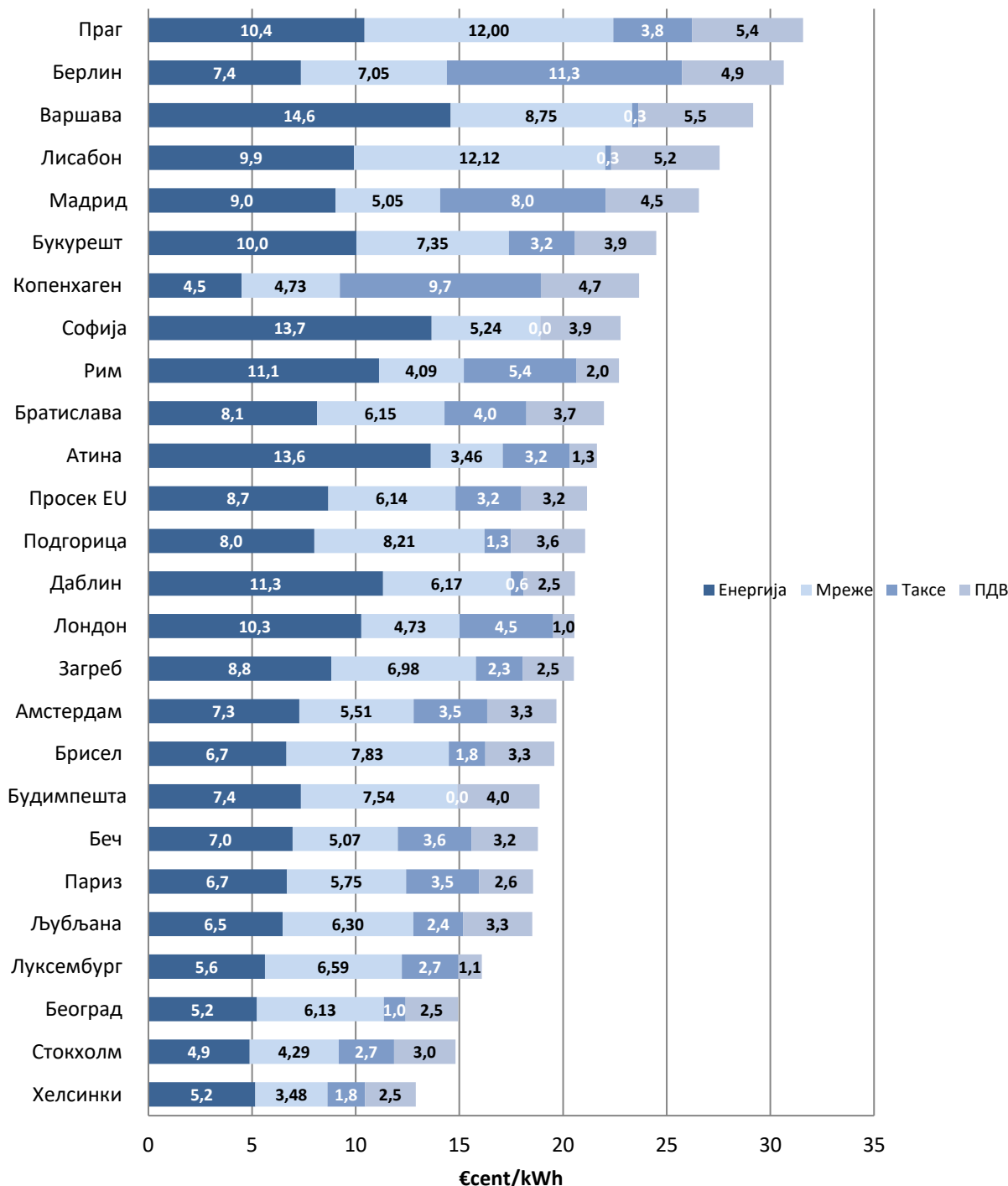
Слика 3-12: Цене електричне енергије за домаћинства – прва половина 2019. године

На слици 3-13 је дата детаљнија структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2019. 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 2019. године

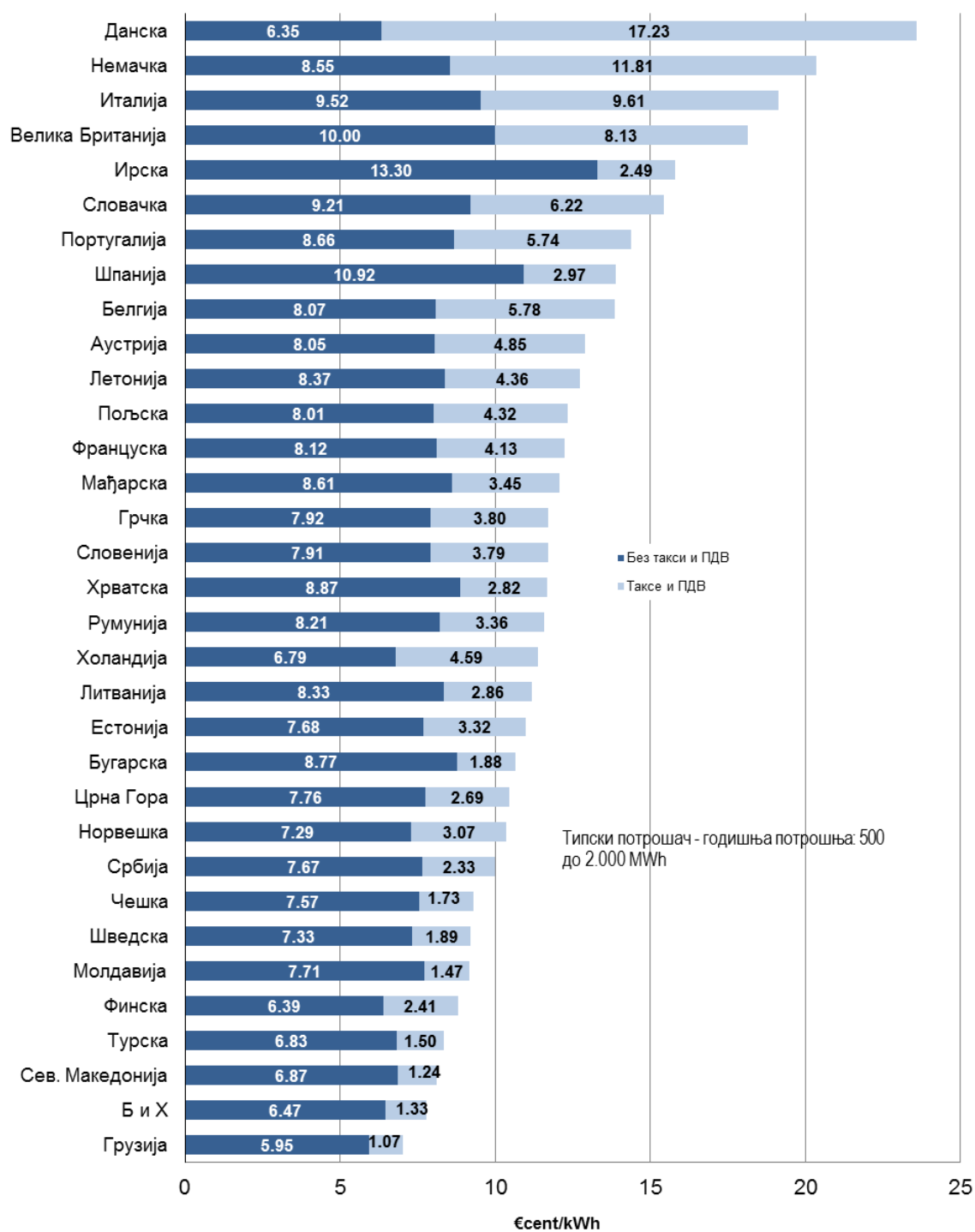
Ради бољег поређења цена електричне енергије за домаћинства, на слици 3-14 је дата структура продајне цене електричне енергије за домаћинства сведена на паритет куповне моћи, у појединим главним европским градовима у децембру 2019. године. На тај начин, узете су у обзир и разлике у стандарду које постоје 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 и Стокхолму однос између зарада и цене електричне енергије повољнији него што је то случај у Србији.



Извор података: E-Control and VaasaET (цене Дец, 2019)

Слика 3-14: Структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2019. године сведена на паритет куповне моћи

У 2019. 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), неке земље бившег Совјетског савеза (Грузија и Молдавија), Турску, као и земље чланице ЕУ Финску, Шведску и Чешку.



Слика 3-15: Цене електричне енергије за индустрију - прва половина 2019. године

3.6.1.2.3 Продаја електричне енергије на слободном тржишту

Од 2015. године, сви крајњи купци могу да купују електричну енергију на слободном тржишту, на коме је у 2019. години испоручено 14.261 GWh електричне енергије, што је, без енергије која је испоручена на резервном снабдевању, износило 49,2% укупне потрошње крајњих купаца. Купцима на слободном тржишту, међу којима је било око 1,9 хиљада домаћинстава (станови који су у власништву предузећа која електричну енергију обезбеђују на слободном тржишту), електрична енергија је испоручивана на 139 хиљада мерних места. Од 68 енергетских субјеката која су крајем 2019. године била лиценцирана да обављају делатност снабдевања електричном енергијом, на слободном малопродајном тржишту је било активно 13. И поред незнатног смањења удела од 0,5% у односу на 2018. годину, доминантан снабдевач на слободном тржишту је остао ЈП ЕПС са уделом од 95,9% од укупно продате електричне енергије крајњим купцима на слободном тржишту и 97,9% од укупне финалне потрошње.

Табела 3-29: Остварене количине испоручене електричне енергије на слободном тржишту

Категорија потрошње	Остварене количине испоручене електричне енергије на слободном тржишту (GWh)				
	2015	2016	2017	2018	2019
Високи напон (110kV)	2613	2474	2696	2,798	2,637
35 kV	954	1051	1049	1.006	1.101
10 kV	4886	5.341	5.737	6.022	6.176
Укупно високи и средњи напон	8.453	8,866	9,482	9,826	9,914
Ниски напон (0,4 kV I степен)	1.445	2.219	2.555	2.788	2.863
- 0,4 kV II степен	471	683	799	918	979
- домаћинства	4	5	7	13	14
Јавно осветљење	310	465	465	472	491
Укупно ниски напон	2.230	3.372	3.826	4.191	4.374
УКУПНО слободно снабдевање	10.683	12,238	13,308	14,017	14,261

Табела 3-30: Остварене просечне годишње малопродајне цене на слободном тржишту за крајње купце (без ПДВ и такси)

Категорија потрошње	Остварена просечна годишња цена				
	2015	2016	2017	2018	2019
Високи напон (110kV)	5,71	5,51	5,33	5,69	6,05
35 kV	6,87	6,42	6,07	6,52	8,87
10 kV	6,85	6,60	6,35	6,91	7,44
Укупно високи и средњи напон	6,58	6,34	6,07	6,56	7,29
Ниски напон (0,4 kV I степен)	9,04	9,02	8,76	9,30	10,24
- 0,4 kV II степен	9,24	8,44	8,54	9,02	9,94
- домаћинства	8,63	9,03	8,82	8,97	9,86
Јавно осветљење	7,98	7,57	7,35	7,51	8,14
Укупно ниски напон	8,93	8,70	8,54	9,03	9,93
УКУПНО ПРОСЕЧНО	7,09	7,01	6,80	7,33	8,13

дин/kWh

Структура малопродајних цена на слободном тржишту у 2019. години је приказана у наредној табели.

Табела 3-31: Структура остварене просечне годишње малопродајне цене на слободном тржишту за крајње купце

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

Као резервни снабдевач, ЈП ЕПС је купцима испоручио 109 GWh електричне енергије, односно 0,4 % од укупне испоруке електричне енергије крајњим купцима. Количине испоручене електричне енергије на резервном снабдевању по категоријама потрошње за период 2015.-2019. година приказане су табели 3-32.

Табела 3-32: Остварене количине испоручене електричне енергије на резервном снабдевању

Категорија потрошње	Остварене количине испоручене електричне енергије на резервном снабдевању (GWh)				
	2015	2016	2017	2018	2019
Високи напон (110kV)	55	5	0	0	12
35 kV	49	16	6	0	0
10 kV	366	142	72	40	34
Укупно високи и средњи напон	470	163	78	40	46
Ниски напон (0,4 kV I степен)	83	48	72	54	31
- 0,4 kV II степен	31	19	27	25	15
- домаћинства	0	0	0	0	0
Јавно осветљење	45	18	40	50	17
Укупно ниски напон	159	85	139	129	63
УКУПНО резервно снабдевање	629	248	217	169	109

Структура остварене просечне цене за резервно снабдевање по напонским нивоима и категоријама и групама купаца може се видети у следећој табели 3-33.

Табела 3-33: Остварене просечне годишње цене резервног снабдевања за крајње купце (без ПДВ и такси)

Категорија потрошње	Остварена просечна годишња цена				
	2015	2016	2017	2018	2019
Високи напон (110kV)	7,92	8,28	-	-	9,12
35 kV	9,28	9,64	8,66	8,48	10,47
10 kV	9,55	9,77	8,75	8,70	10,17
Укупно високи и средњи напон	9,36	9,71	8,74	8,69	9,91
Ниски напон (0,4 kV I степен)	11,59	12,03	10,96	10,76	12,40
- 0,4 kV II степен	10,94	10,86	10,34	10,50	12,17
- домаћинства	-	12,07	10,38	10,79	12,11
Јавно осветљење	10,48	10,42	9,59	9,63	11,20
Укупно ниски напон	11,13	11,39	10,48	10,31	12,02
УКУПНО ПРОСЕЧНО	9,86	10,34	9,85	9,88	11,12

Укупно остварена просечна цена електричне енергије на малопродјном тржишту Србије, која се односи на све облике трговине електричном енергијом, износи 7,61 дин/kWh или 6,46 €/kWh, рачунато по просечном курсу евра за 2019. годину. Структура ове укупне просечне цене по напонским нивоима и категоријама и групама купаца може се видети у наредној табели:

Табела 3-34: Укупно остварене просечне годишње цене за регулисано тржиште, слободно тржиште и резервно снабдевање (без ПДВ и такси)

Категорија потрошње	Остварена просечна годишња цена				
	2015	2016	2017	2018	2019
Високи напон (110kV)	5,76	5,52	5,33	5,69	6,07
35 kV	7,19	6,47	6,08	6,52	8,87
10 kV	6,99	6,66	6,37	6,92	7,45
Укупно високи и средњи напон	6,71	6,39	6,09	6,57	7,31
Ниски напон (0,4 kV I степен)	9,38	9,35	9,10	9,53	10,36
- 0,4 kV II степен	8,47	8,54	8,74	8,98	9,45
- домаћинства	6,26	6,49	6,73	6,84	6,88
Јавно осветљење	7,47	7,50	7,40	7,60	8,19
Укупно ниски напон	6,99	7,18	7,34	7,53	7,76
УКУПНО ПРОСЕЧНО	6,91	6,94	6,94	7,22	7,61

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 3-35: Преглед и структура остварених просечних годишњих цена у 2019. години по активностима

Активност	Структура	Цена
		дин/MWh
Велепродајно тржиште	Продаја другим снабдевачима	6,72
	Продаја на берзи	5,73
	Извоз	5,36
	Укупна велепродајна цена	5,99
Пренос	Приступ преносној мрежи	0,26
	Губици преносне мреже	0,12
	Помоћне услуге и резерва капацитета	0,11
	Укупно пренос	0,49
Дистрибуција	Приступ дистрибутивној мрежи	2,01
	Губици дистрибутивне мреже	0,93
	Укупно дистрибуција	2,94
Малопродаја	Јавно снабдевање по регулисаним ценама	7,10
	Резервно снабдевање	11,12
	Снабдевање квалификованих купаца по тржишним ценама	8,13
	Укупно малопродаја	7,61
Остало	Додатни трошкови (порези и таксе)	2,35
Просечно крајњи купци		9,95
- од тога индустријски потрошачи		10,79
- од тога домаћинства		9,01

3.6.1.2.4 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 3-36: Промена снабдевача по мерним местима у 2019. години

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)	44	0	0	1.394.767	0	0
На средњем напону (35 kV)	134	4	2,99	1.100.969	3.542	0,32
На средњем напону (10 и 20 kV)	4.921	320	6,50	6.209.896	403.861	6,50
На ниском напону - (0,4kV I степен)	41.978	2.188	5,21	3.140.474	201.679	6,42
Широка потрошња - Комерцијала и остали (0,4kV II степен)	331.970	8.405	2,53	2.042.749	80.272	3,93
Јавно осветљење	22.997	4.408	19,17	524.214	85.536	16,32
Домаћинства	3.261.631	378	0,01	13.340.165	1.594	0,01
Укупно	3.663.675	15.703	0,43	27.753.234	776.483	2,80

Законски рок за поступак промене снабдевача утврђен Правилима о промени снабдевача износи 21 дан. За купце чији су објекти прикључени на дистрибутивни систем за поступак промене снабдевача је практично био потребан цео законски одређени рок од двадесетједног дана. У односу на 2018. годину укупан број промена снабдевача по броју места примопредаје опао је са 0,48% на 0,43%, а проценат удела количине електричне енергије која је предмет промене снабдевача опала је са 3,41% на 2,80%. Као и у претходној години, ни у 2019. години није било промене снабдевача код купаца чији су објекти повезани на преносни систем (110 kV напонски ниво). Значајнији пад 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 23,4% у 2018. години опала у 2019. години на 16,32% од укупно испоручене електричне енергије тој категорији купаца.

3.6.2 Балансно тржиште електричне енергије

Законом о енергетици 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 2019. године укупно 62 учесника на тржишту електричне енергије је имало потписан Уговор о балансној одговорности са оператором преносног система (ЕМС АД) чиме су стекли статус балансно одговорне стране (БОС). Током 2019. године вршена је промена састава баланских група у 115 наврата, иницирана уговорима о потпуном снабдевању између крајњих купаца и снабдевача, уговорима о преносу балансне одговорности између снабдевача и крајњег купца и уговорима о преносу балансне одговорности између БОС и снабдевача.

Током 2019. године 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 2019. године 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 (ПТРЕ) са суседним операторима преносног система, а која је обухватала ангажовање споре прекограничне резерве (хаваријске електричне енергије) и ангажовање балансне резерве унутар обрачуног 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.

Током 2019. године ЕМС АД је заједно са чланицама СММ (Србија-Црна Гора-Северна Македонија) контролног блока радио на успостављању СММ GCC (Grid Control Cooperation), односно процеса нетовања нежељених одступања регулационих области унутар СММ контролног блока. Током 2020. године очекује се почетак оперативног рада.

Укупна ангажована балансна енергија у свим обрачунским периодима у 2019. години је износила 903,6 GWh⁸, за коју је укупна пондерисана цена поравнања износила 44,3 €/MWh, што је за 3,5 €/MWh мање него у претходној години. Узимајући у обзир смер ангажовања баланских ентитета, пондерисана цена поравнања износила је 67,1 €/MWh за смер ангажовања навише и 21,8 €/MWh за смер ангажовања наниже.

3.6.3 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. године 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 2019. години регистровано 19 учесника, што је за једног учесника више него у 2018. години. Трговином се активно бавило 18 учесника, као и у 2018. 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. године, 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 од 2018. године купује електричну енергију за надокнаду губитака на аукцијама које ЕМС АД спроводи на електронској платформи тзв. Аукцијској платформи, а недостајуће количине купује на организованом дан-унапред тржишту електричне енергије у Србији – берзи SEEPEx. Учесници у аукцијама су компаније са

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

лиценцом за снабдевање електричне енергије које су претходно задовољиле прописане услове од стране EMC АД и које су склопиле оквирни уговор са EMC АД. Такође, EMC АД је у неким периодима, у складу са Законом, 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 2019. години била предмет трговања на SEEPEX, износила је 2.528.201 MWh, што је за 9% више него у 2018. години. Удео електричне енергије која је истргована на берзи у односу на електричну енергију испоручену свим крајњим купцима електричне енергије је 8,7 %, док је 18,7% удео берзе у односу на енергију која је испоручена крајњим купцима који се снабдевају на слободном тржишту (слободно малопродајно тржиште). На veleprodajном тржишту, удео берзе је 22,7%, где се под veleprodajним тржиштем подразумева билатерално тржиште (куповина и продаја електричне енергије између снабдевача електричне енергије) и куповина, односно продаја електричне енергије на берзи (организованом тржишту). У 2019. години, највећи месечни обим трговине од 260.895 MWh је остварен у новембру, а дневни максимум је остварен 11. марта са обимом трговине од 13.483 MWh. Најмањи обим месечне трговине је, као и претходне године, био у фебруару и износио је 168.968 MWh, што је 1,76 пута више него у претходној години. Највећа сатна цена достигнута је 29. августа у 21 сату и износила је 153,5 €/MWh. Просечна базна цена на годишњем нивоу је износила 50,5 €/MWh.

3.6.4 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 ЕУ 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 „Електромержа Србије“, Београд донела Правила о објављивању кључних тржишних података, на која је Савет Агенције дао сагласност на седници одржаној 09. децембра 2016. године. 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 балансу 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 на интернет адреси <https://transparency.entsoe.eu>) у складу са роковима дефинисаним овим Правилима. Током 2019. EMC АД је достављао 99% од укупног броја података дефинисаних Уредбом ЕУ 543/2013 за транспарентност на платформу EMFIP (још увек се не објављују само подаци остварене производње по генераторима). Током 2019. године извршено је усклађивање Правила о објављивању кључних тржишних података са изменама смерница за имплементацију Уредбе ЕУ 543/2013 које је донео ENTSO-E. У августу 2019. године Савет Агенције је дао сагласност на измењена Правила о објављивању кључних тржишних података која су објављена на интернет страници EMC АД и Агенције и почела су да се примењују од 01. септембра 2019. године.

3.6.5 Регионално повезивање

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

Велепродајно тржиште

У складу са новим европским тржишним 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. године и поставкама и циљевима тзв. „берлинског процеса“ (Western Balkan процес за 6 учесника - WB6), радна група ECRB за електричну енергију је током 2019. године 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 оквиру ране примене тржишних мрежних правила, а у одсуству важења ових правила у ЕнЗ, везано за краткорочне (дан-унапред и унутар-дневно) алокације прекограничних преносних капацитета (CACM), Регулаторни Одбор Енергетске заједнице (ECRB) је у априлу 2019. године донео Препоруке за доношење регулаторних мера које подржавају рану примену спајања тржишта дан-унапред у Уговорним странама ЕнЗ. У Препорукама су наведени начини и поступци које могу да преузму регулаторне агенције, или друга надлежна тела Уговорних страна ради одређивања номинованих оператора тржишта електричне енергије (NEMO), што је неопходан услов за спајање тржишта у складу са Уредбом ЕУ 1222/2015 (CACM). Током 2019. године детаљно су дискутоване предложене препоруке, при чему је закључено да Агенција за енергетику, као ни друга тела Републике Србије немају законске надлежности за предложена поступања наведена у Препоруци, па је стога није могуће применити. Такође је закључено да, поред непостојања NEMO, Уговорне стране не испуњавају још низ других услова за потенцијално спајање тржишта са тржиштима земаља чланица ЕУ, а које прописује платформа за MRC (Multi Regional Coupling), односно SDAC (Single Day-Ahead Coupling). Радна група ECRB за електричну енергију је разматрала и нацрт Препоруке ECRB за доношење регулаторних мера које подржавају рану примену координисаног прорачуна прекограничних преносних капацитета у ЕнЗ. Ове препоруке нису биле усаглашене на радној групи, тако да се очекује да ће

после усаглашавања бити усвојене у 2020. години. Остварена је и активна сарадња између ECRB и Европске асоцијације регулатора (ACER) кроз одржавање две заједничке радионице посвећене овим питањима. Током 2019. 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 ECRB за електричну енергију.

Радна група ECRB за електричну енергију је током 2019. године пратила испуњење захтева из Уредбе ЕУ 543/2013 о објављивању података која је важећа за Уговорне стране ЕнЗ. У априлу је објављен извештај ECRB о транспарентности за 2017/2018. Радна група за електричну енергију ECRB планира да убудуће припрема извештаје пошто ће пратити испуњење захтева из Уредбе ЕУ 543/2013 о објављивању података путем интернет апликације, која ће бити постављена на серверу Секретаријата ЕнЗ, а коју ће интерактивно ажурирати представници регулаторних тела Уговорних страна на основу информација које буду добијали од својих оператора преносних система.

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* (КОСТТ), Албаније (ОСТ), Северне Македоније (МЕПСО), Грчке (ИРТО) и Турске (ТЕИАС). 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 2019. године су настављени билатерални преговори ЕМС АД са Канцеларијом за координисане аукције око услова за учешће, али није дошло до напретка по том питању.

У априлу 2019. године објављен је извештај ECRB о баланским механизмима у ЕнЗ, као и извештај о начинима формирања цене поравнања дебаланса електричне енергије за 2018. годину, на основу анализе радне групе за електричну енергију, 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 ЕУ за балансирање започне њихова рана примена у Уговорним странама ЕнЗ.

У априлу 2019. године објављен је извештај ECRB о статусу унутардневних тржишта електричне енергије у Уговорним странама ЕнЗ са циљем да се идентификују примењени механизми, а посебно планови за увођење унутардневног тржишта и идентификују потенцијалне препреке.

У октобру 2019. године објављен је извештај Регулаторног ECRB о статусу дугорочног (билатералног) тржишта електричне енергије у Уговорним странама ЕнЗ са циљем да се идентификује ниво отворености дугорочног тржишта и његов потенцијал, како би се налази искористили за одређивање и примену мера на националном или регионалном нивоу, као подршка ликвидности дугорочних тржишта електричном енергијом.

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 2019. години ЕМС АД је закључио вишегодишње уговоре на комерцијалној основи са операторима преносног система Мађарске (MAVIR), Хрватске (ХОПС) и Румуније (Transselectrica). Током 2019. године на снази су били и уговори које је ЕМС АД закључио на неодређено време, на природној основи, за размену хаваријске енергије, са бугарским и грчким оператором преносног система. На снази су били и уговори о размени прекограничне терцијарне регулационе енергије (ПТРЕ) између ЕМС АД са Црном Гором (ЦГЕС) и Босном и Херцеговином (НОС БиХ), којима је предвиђена могућност петоминутне активације енергије унутар сата за регулацију у оба смера, уз цену која зависи од понуда у националном балансном механизму.

ЕМС АД склапа једногодишње споразуме о прекограничним преносним капацитетим везано за начин израчунавања, хармонизацију и међусобну расподелу прекограничних преносних капацитета са свим суседним операторима преносног система и за 2019. годину су закључени са свим суседним операторима преносног система, али у различитим формама, као засебан НТЦ Меморандум са оператором преносног система Албаније (ОСТ) и Црне Горе (ЦГЕС), или у оквиру уговора којима се уређује заједничка алокација прекограничних преносних капацитета на свим осталим границама. Усаглашавање прекограничних размена електричне енергије, у оквиру планирања рада преносног система и обрачун размењене електричне енергије, постали су уско специјалистичка област која се уређује посебним споразумима (Scheduling Agreement and Accounting Agreement). Током 2019. године ЕМС АД је закључио нови Scheduling Agreement са оператором преносног система Мађарске (MAVIR).

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

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.

механизма у Уговорним странама ЕнЗ. Иако је 2016. године 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 2019. године је у оквиру рада радне групе ECRB за електричну енергију настављен рад на изради нацрта извештаја о надзору тржишта електричне енергије у Уговорним странама ЕнЗ за 2017. и 2018. годину на основу истих показатеља који се користе за надзор тржишта које спроводи ACER у ЕУ. Утврђено је да 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. Објављивање овог извештаја се очекује почетком 2020. године.

На основу Смерница за регулаторно надгледање тржишта у ЈИЕ које је ECRB одобрио 2014. године, током 2019. године 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 података за надгледање коришћења прекограничних капацитета.

У погледу надгледања тржишта електричне енергије у региону ЈИЕ, чланови радне групе ECRB за електричну енергију су наставили да користе софтвер на интернет платформи SEEAMMS, у циљу детекције одступања индикатора и израде полугодишњег извештаја. У октобру 2019. године ECRB је објавио полугодишњи извештај за другу половину (јули-децембар) 2018. године о надзору прекограничних капацитета, с тим да је одлучено да се убудуће овај извештај израђује једном годишње. Такође је договорено да се убудуће ротација Уговорних страна као вршилаца функције администратора платформе SEEAMMS одвија на свака два месеца.

У оквиру радне групе ECRB за потрошаче и тржиште на мало (CRM), током 2019. године су прикупљени подаци и израђен је извештај о надзору тржишта електричне енергије на мало на основу података за 2018. годину. Са задатком да изради упоредну анализу праћења квалитета испоруке електричне енергије и природног гаса у земљама ЕУ и ЕнЗ, формирана је заједничка радна група од представника Радне групе ECRB за потрошаче и тржиште на мало и радне групе за потрошаче CEER, која ће свој извештај завршити у 2020. години. У 2019. години радна група је радила на припремању извештаја са циљем да се преглед законска регулатива у уговорним странама ЕнЗ по питању купаца који истовремено могу и да производе електричну енергију (prosumeri).

Усвајањем Уредбе 1227/2011 о интегритету и транспарентности велепродајног тржишта енергије („Лаки РЕМИТ“) одлуком Министарског Савета Енергетске заједнице у новембру 2018. године, ECRB основао је нову радну групу чији су главни послови усмерени на припрему регулатора за нове надлежности како на националном нивоу, тако и на нивоу Енергетске Заједнице у складу са Уредбом РЕМИТ. Током 2019. године, поред активности на организовању рада радне групе спроведене се активности на дефинисању упитника на основу којег ће битинаправљен извештај о потребама националних регулаторних тела да би се применила Уредба РЕМИТ.

3.7 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 израчунаних 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 достигнутих 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 2019. 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 2019. године је оператор дистрибутивног система наставио са таквим активностима, нарочито у области евидентирања непрекидности испоруке.

3.7.1 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 2010. до 2019. године.

3.7.1.1 Непрекидност испоруке са преносне мреже

Показатељи непрекидности испоруке са преносне мреже, који се прате и прорачунавају, су:

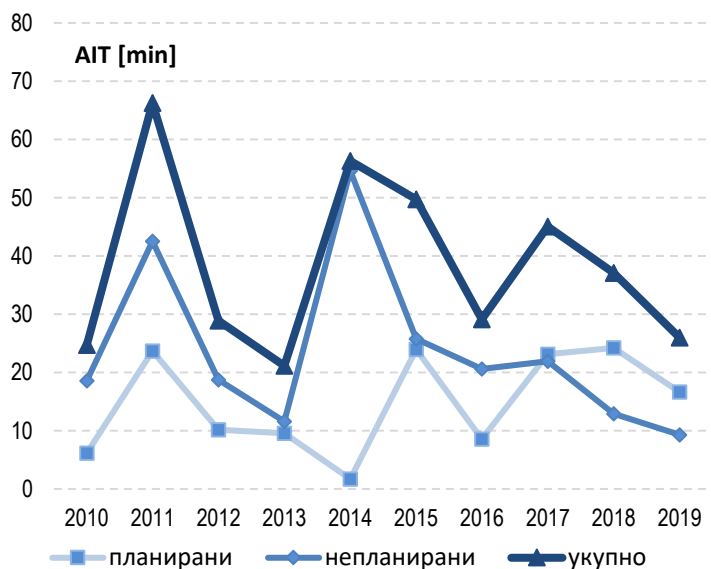
- испала снага [MW] – укупна испала снага на свим мерним местима која су остала без напајања услед прекида;
- ENS [MWh] – укупна неиспоручена електрична енергија за време свих прекида;
- ENS [%] – удео неиспоручене електричне енергије у укупно испорученој електричној енергији;
- AIT [min] – просечно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

Табела 3-37: Показатељи непрекидности испоруке у преносној мрежи за период 2010. - 2019.

Прекиди		Испала снага	ENS	ENS
		MW	MWh	%
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
2019				
	Планирани	429	1.065	0,0032
	Непланирани	832	595	0,0017
	Укупно	1.261	1.660	0,0049

У односу на 2018. годину, у 2019. години показатељи за непланиране прекиде су значајно бољи, како у погледу неиспоручене електричне енергије, тако и испале снаге, где су показатељи смањени за једну трећину у односу на прошлoгодишње 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.

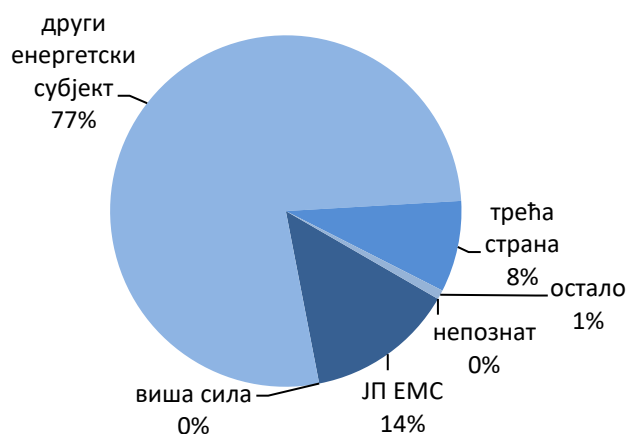
Вредности најчешће коришћеног показатеља непрекидности у преносној мрежи АИТ, одвојено за планиране и непланиране прекиде, као и укупно, приказане су на слици 3-16.



Слика 3-16: Просечно трајање прекида напајања

У 2019. години је дошло до смањења просечног времена трајања планираних прекида, које је са 24,12 минута пало на 16,66 минута. Просечно трајање непланираног прекида је знатно мање од прошлoгодишњег и износи 9,31 минута, што је за 28% краће од прошлoгодишњих 12,9 минута.

На слици 3-17 су приказани сви узроци непланираних прекида и њихово учешће у неиспорученој енергији услед непланираних прекида у 2019. години.



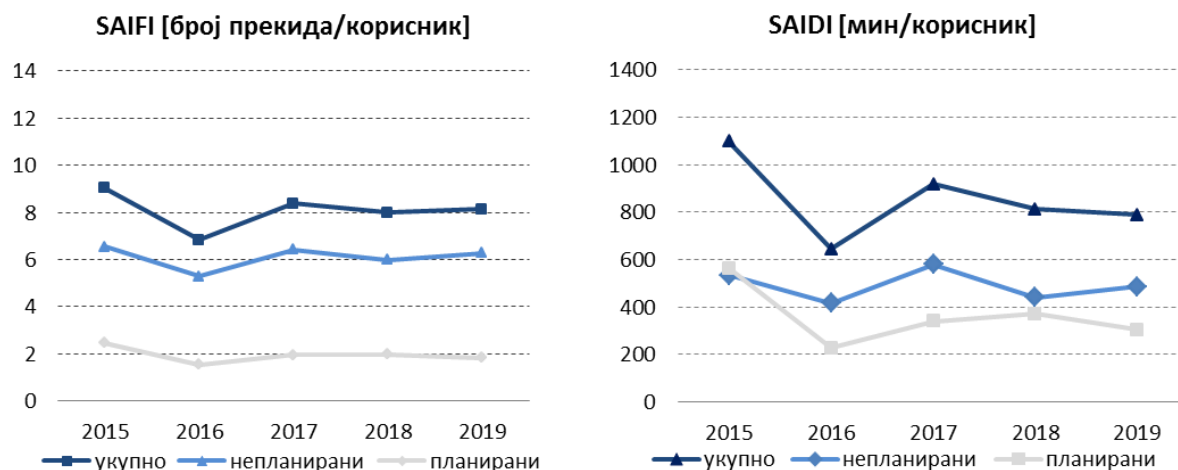
Слика 3-17: Узроци непланираних прекида и њихово учешће у неиспорученој енергији услед непланираних прекида у 2019. години

3.7.1.2 Непрекидност испоруке са дистрибутивне мреже

Непрекидност испоруке са дистрибутивне мреже се вреднује на основу показатеља:

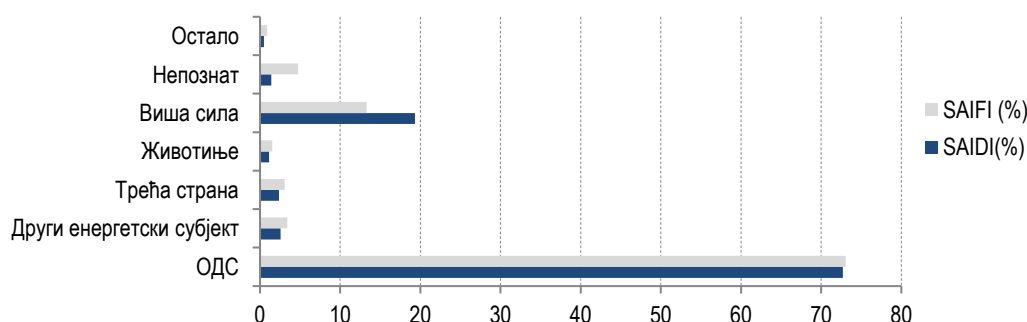
- SAIFI¹⁰ – просечна учестаност прекида напајања по кориснику и
- SAIDI¹¹ – просечно трајање прекида напајања у минутима по кориснику.

Овако прорачунати показатељи непрекидности испоруке у дистрибутивној мрежи за период 2015. - 2019. година, посебно за планиране и непланиране прекиде, као и укупно, приказани су на слици 3-18.



Слика 3-18: SAIFI и SAIDI за период 2015. - 2019.

Код показатеља непрекидности за непланиране прекиде у дистрибутивној мрежи на нивоу Србије је у 2019. години дошло до благог погоршања. Просечна учестаност непланираних прекида је повећана са 6 на 6,29 прекида по кориснику, док је просечно трајање непланираних прекида по кориснику повећано за 45 минута, са 441 на 486 минута. Просечна учестаност планираних прекида је смањена, са 1,99 на 1,85 прекида по кориснику, док је просечно трајање планираних прекида по кориснику смањено за 67 минута, са 369 на 302 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 2019. годину

Учешће појединих узрока прекида у броју и трајању непланираних прекида разликује се у односу на 2018. годину. Удео непланираних прекида чији је узрок виша сила и други енергетски субјект је већи него претходне године, што су прекиди на које ОДС није могао да утиче. Број непланираних прекида којима је узрок ОДС је незнатно умањен. Део узрока дефинисан као „непознато“ и „остало“ и даље је значајан, мада мањи него у 2018. години, 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.

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]

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

3.7.2 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.

3.7.3 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. године, омогућило да се добију вредности појединих показатеља комерцијалног квалитета на националном нивоу. Након отварања тржишта 2013. године за купце на преносном систему и 2014. године 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 2019. 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.

3.7.3.1 Прикључење, обустава и искључење

Подаци ОДС о захтевима за прикључење на систем током 2019. године, приказани су у табели 3-38 по напонским нивоима, посебно за средњи напон (СН), ниски напон (НН) и укупно.

Табела 3-38: Захтеви за прикључење по напонским нивоима и укупно у 2019. години

Захтеви за прикључење		СН	НН	Укупно	
Број	поднетих захтева	391	24.323	24.714	
	решених захтева	којима се одобрава прикључење	295	16.962	17.257
		којима се одбија прикључење	3	150	153
		који су решени на други начин	90	4.993	5.058
		Укупно	388	22.105	22.493
	у року (15 дана за крајње купце, 30 дана за произвођаче)	201	12.197	12.388	
%	решених захтева у односу на број поднетих	93	91	91	
	захтева којима се одобрава прикључење у односу на број решених	75	70	70	
	решених захтева у року (15 дана за крајње купце, 30 дана за произвођаче)	51	50	50	
Просечно време	потребно за одлучивање по захтеву изражено у данима(крајњи купци / произвођачи)	23/41	20/23	20/30	

У односу на претходну 2018. годину, број поднетих захтева за прикључење, као и број решења којима се одобрава прикључење, је за око 20% мањи за прикључења на нисконапонској мрежи, док је на средњенапонској мрежи у незнатном порасту. Просечно време потребно за решавање захтева за прикључење за крајње купце је у зависности од напонског нивоа за који је поднет захтев између 20 и 23 дана што је знатно изнад законског рока за решавање захтева за прикључење за крајње купце који износи 15 дана.

Табела 3-39: Прикључење објеката/мерних места по напонским нивоима у 2019. години

Прикључење		СН	НН	Укупно	
Број	прикључених објеката/мерних места	192	34.558	34.750	
	прикључених објеката/мерних места у року од 15 дана	174	30.427	30.601	
%	прикључених објеката/мерних места у року од 15 дана	91	88	88	
Просечно трајање у данима		потребно за прикључење од дана испуњења свих услова	5	7	7

У 2019. години је прикључено око 3.500 објеката/мерних места мање него у 2018. години. Показатељи који описују прикључење објеката/мерних места (табела 3-39) су на средњем напону значајно побољшани тако да је 91% прикључења урађено у року од 15 дана (око 20% више у односу на 2018. годину), при чему је просечно време потребно за прикључење од дана испуњења услова, за два дана дуже и износи 5 дана. На ниском напону, показатељи који описују прикључење објеката/мерних места (табела 3-39) су значајно побољшани тако да је 88% прикључења урађено у року од 15 дана (15% више у односу на 2018. годину), при чему је просечно време потребно за прикључење од дана испуњења услова, за дан дуже и износи 7 дана.

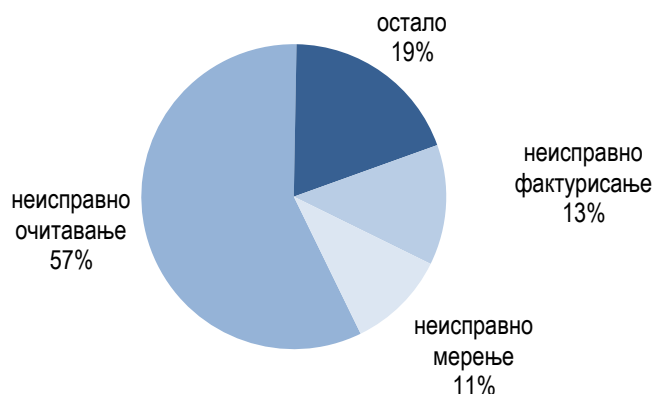
У 2019. години је пријављено 63.315 обустава по захтеву снабдевача, због неизмиривања обавеза за испоручену електричну енергију у прописаном року, што је за 42% мање него у 2018. години. Просечно време поновног прикључења након престанка разлога за обуставу/искључење износило 2,2 дана, односно након неосноване обуставе/искључења је на нивоу оператора дистрибутивног система износило 1,3 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.

3.7.3.2 Мерење и обрачун

Редовне контроле мерних уређаја су у 2019. години планиране за 3.589.443 бројила (што чини 99,35% од укупно 3.667.241 мерних уређаја) и реализоване су на 175.571, односно 5% планираних. При томе је у 25.473, односно у 14,5% случајева уочена неправилност. Од стране купаца и енергетских субјеката захтевано је 196.116 ванредних контрола мерних места, а контрола је спроведена за 190.382 захтева (што представља око 97% броја захтеваних контрола, при чему је одређени број контрола извршен на основу захтева из претходне године). Од спроведених ванредних контрола на 190.382 мерних уређаја, на 13% ванредно контролираних мерних места уочене су неправилности, односно на 24.790 мерних места које су отклоњене у 23.367 случајева. 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 регистравања нестанка сметње или оштећења мерних уређаја су у 94% случајева обезбеђена у року од 2 дана након регистравања сметњи. Просечно време потребно за обезбеђење исправног мерења од дана регистравања 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 2 дана, у зависности од напонског нивоа.

Од укупног броја издатих рачуна, којих је у 2019. години било 43.673.895, кориговано је 1% рачуна, при чему је 57% 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 2019. години

3.7.3.3 Отклањање техничких сметњи у испоруци

У 2019. години је било 950 захтева купаца за отклањање напонских сметњи које се понављају у дужем временском периоду, од којих је 77%, 729 захтева било основано. Напонске сметње су отклоњене у 540, односно 74% случајева у којима је захтев био основан, што је на истом нивоу као и у 2018. години.

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.

3.7.3.4 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. године оператор дистрибутивног система доставља податке о раду корисничких центара. У 2019. укупан број регистрованих обраћања корисничком центру оператора дистрибутивног система био је 449.576, што је за 3% мање него претходне године. Од укупног броја обраћања корисничком центру, телефонским путем је примљено 75% (335.291 позива). Просечно време чекања одзива на телефонски позив у корисничком центру било је 12 минута, што је за 7 минута више него у 2018. години. Број телефонских позива упућених дежурним службама за пријаву кварова износио је 243.503.

3.8 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.

3.8.1 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.

3.8.2 Производне могућности

Од укупне производње електричне енергије у Републици Србији, при просечним хидролошким условима, око 2/3 електричне енергије се произведе у термоелектранама на угља, а 1/3 из хидро потенцијала. Од краја 2018. године значајни капацитети ветроелектрана су прикључени на преносни систем, тако да њихово учешће у укупној производњи електричне енергије постаје све значајније и у 2019. години је износило око 2,4%.

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. године учешће енергије из обновљивих извора у бруто финалној потрошњи енергије треба да износи 27%, односно планирана је производња од око 3,5 TWh енергије из обновљивих извора.

Сви термо блокови у ЈП ЕПС подлежу захтевима Директиве о великим ложиштима 2001/80/ЕЗ (Large Combustion Plants Directive - LCPD) и Директиве о индустријским емисијама 2010/75/ЕУ Industrial Emissions Directive - 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. децембра 2027. године.

Енергетској заједници је крајем 2015. године достављен прелиминарни Национални план за смањење емисија главних загађујућих материја које потичу из старих великих постројења за сагоревање (НЕРП) са планом за усклађивање емисија загађујућих материја у ваздух за постројења која подлежу поменутиим Директивама, а коначан нацрт НЕРП-а је одобрен од стране ЕнЗ 2016. године. Међутим, НЕРП није усвојен од стране Владе Републике Србије до краја 2019. године и његово усвајање се очекује током 2020. године. Овим планом Република Србија ће се обавезати да направи значајне искорак у погледу смањивања емисија загађујућих материја из великих енергетских постројења. Његова примена има за циљ да се до 31. децембра 2027. године емисије из старих великих постројења за сагоревање усагласе са граничним вредностима емисија дефинисаним Директивом о индустријским емисијама 2010/75/ЕУ. Према НЕРП планирано је до краја 2027.

године сукцесивно повлачење из погона најстаријих и енергетски најнеефикаснијих термо блокова услед застареле технологије, високих трошкова производње и заштите животне средине. У фебруару 2019. године почела је изградња постројења за одсумпоравање димних гасова у Термоелектрани Никола Тесла А на четири блока (А3, А4, А5 и А6), што ће смањити емисију сумпорних гасова девет пута. У претходним годинама рађено је на смањењу загађења тако што је урађена изградња електро филтера на свим блоковима у Термоелектрани Никола Тесла А чиме су знатно смањене емисије прашкастих материја, односно ПМ честица (Particulate matter – PM). Такође, спроведено је и смањење емитовања азотних оксида на блоковима А3 и А5. Током 2019. године радило се на смањењу емитовања азотних оксида на блоку А4.

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

У току 2019. 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 Рударском басену Колубара којим је предвиђена набавка нове опреме која ће обезбедити сигурно снабдевање термоелектрана лигнитом и поштовање прописа у области заштите животне средине. Крајем 2019. године „зелени пројекат“ је почео да функционише са половином капацитета, док се током 2020. године очекује да проради пуним капацитетом.
- почетком марта 2019. године почела је изградња комбиноване гасне термоелектране-топлане ТЕ-ТО Панчево са истовременом производњом топлотне и електричне енергије са максималном снагом од 190 MWе у кондензационом режиму (инвеститори су Нафтна индустрија Србије а.д. и Гаспром енергохолдинг, Русија);
- активности на ревитализацији и модернизацији хидроелектране Ђердап 1 - у новембру 2019. године пуштен је у рад ревитализовани агрегат А2, а у претходном периоду су ревитализована четири агрегата. Када се заврши ревитализација и шестог агрегата хидроелектрана Ђердап 1 ће имати укупно 180 MW већу инсталсану снагу за производњу чисте електричне енергије;
- ревитализација четвртог агрегата хидроелектране Зворник, а у претходном периоду су ревитализована остала три агрегата. Крај комплетне ревитализације се очекује почетком 2020. године чиме ће се добити за око 30% већа инсталсана снага у односу на претходну која је пре почетка ревитализације износила 96 MW;
- припремне активности за ревитализацију ХЕ Потпећ, ХЕ Бистрица, Власинских ХЕ и ХЕ Ђердап 2.

3.8.3 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 инсталсаном 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 2019. години приказане су у табели 3-40.

Табела 3-40: Откупне цене за повлашћене произвођаче електричне енергије

Ред. број	Врста електране	Инсталисана снага (MW)	Подстицајна цена (с€ / kWh)					
			2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	Хидроелектране							
1.1		до 0,2	12,57	12,62	12,60	12,74	12,92	13,132
1.2		од 0,2 до 0,5	13,92	13,97	13,933 - 6,667*P	14,086 - 6,740*P	14,283 - 6,6834*P	14,512 - 6,943*P
1.3		од 0,5 до 1	10,54	10,6	10,6	10,72	10,87	11,04
1.4		од 1 до 10	10,747 - 0,337*P	10,790 - 0,337*P	10,944 - 0,344*P	11,064 - 0,348*P	11,219 - 0,353*P	11,399 - 0,359*P
1.5		од 10 до 30	7,48	7,51	7,50	7,58	7,69	7,81
1.6	на постојећој инфраструктури	до 30	5,98	6,01	6,00	6,07	6,15	6,25
2	Електране на биомасу							
2.1		до 1	15,47	19,54	13,26	13,41	13,60	13,82
2.2		од 1 до 10	14,013 - 0,56*P	14,069 - 0,56*P	13,82 - 0,56*P	13,97 - 0,57*P	14,17 - 0,58*P	14,40 - 0,59*P
2.3		преко 10	8,34	8,37	8,22	8,31	8,43	8,56
3.	Електране на биогаз							
3.1		Од 0 - 2			18,333 - 1,111*P	18,535 - 1,123*P	18,794 - 1,139*P	19,095 - 1,157*P
3.2		од 2 до 5			16,85 - 0,370*P	17,035 - 0,374*P	17,273 - 0,379*P	17,549 - 0,385*P
3.3		преко 5			15,00	15,165	15,377	15,62
4.	Електране на депонијски гас и гас из постројења за третман комуналних отпадних вода							
			7,01	7,03	8,44	8,53	8,65	8,79
5.	Електране на ветар							
			9,33	9,37	9,20	9,30	9,43	9,58
6.	Соларне електране							
6.1	на објекту	до 0,03	20,95	21,03	14,60 - 80*P	14,76 - 80,88*P	14,97 - 82,01*P	15,21 - 83,32*P
6.2	на објекту	од 0,03 до 0,05	21,243 - 9,383*P	21,319 - 9,383*P	12,404 - 6,809*P	12,540 - 6,884*P	12,716 - 6,980*P	12,919 - 7,092*P
6.3	на земљи		16,48	16,54	9,00	9,10	9,23	9,38
6.4		од 0,2 до 2	Ц ₀ = 10,821 - 1,333*P	Ц ₀ = 10,860 - 1,333*P	9,00	9,10	9,23	9,38
6.5		од 2 до 10	Ц ₀ = 8,32	Ц ₀ = 8,35	9,00	9,10	9,23	9,38
7.	Геотермалне електране							
7.1		до 1	9,81	9,84	8,2	8,29	8,41	8,54
7.2		од 1 до 5	10,503 - 0,688*P	10,545 - 0,688*P	8,2	8,29	8,41	8,54
7.3		преко 5	7,02	7,04	8,2	8,29	8,41	8,54
8.	Електране на отпад							
			8,69	8,72	8,57	8,66	8,78	8,92
9.	Електране са комбинованом производњом на природни гас							
9.1		До 0,5			8,20	8,29	8,41	8,54
9.2		од 0,5 до 2			8,447 - 0,493*P	8,540 - 0,498*P	8,660 - 0,505*P	8,799 - 0,513*P
9.3		Од 2 до 10			7,46	7,54	7,65	8,77

Табела 3-41: Структура и остварене цене електричне енергије (без ПДВ и такси) преузете од повлашћених произвођача у 2019. години

Категорије повлашћених произвођача		Количина	Износ	Цена
		MWh	000 дин	дин/MWh
1	Мале хидроелектране	230.298	2.566.147	11,14
2	Електране на биогаз	136.070	2.627.412	19,31
3	Електране на ветар	892.994	7.065.447	7,91*
4	Електране на сунчану енергију	10.941	280.544	25,64
4.1	Електране на сунчану енергију на тлу	6.874	180.618	26,28
4.2	Електране на сунчану енергију на објектима	4.067	99.926	24,57
5	Електране са комбин. произ. на фосилна горива	91.501	1.081.195	11,82
5.1	Електране на гас	91.017	1.075.475	11,82
5.2	Електране на угаљ	484	5.720	11,82
6	УКУПНО	1.361.804	13.620.745	10,00

* 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 (регулисано ставом (7) члана 4 Уредбе)

У 2019. години, крајњи купци електричне енергије су плаћали посебну накнаду за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије у износу од 0,093 дин/kWh.

Табела 3-42: Износ накнаде за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије у периоду 2013.-2019.

	дин/kWh						
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Накнада за подстицај ОИЕ	0,044	0,081	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093

Табела 3-43: Износ прикупљене накнаде за подстицај повлашћених произвођача

	Прикупљено (000 дин без ПДВ)
Приходи по основу продаје електричне енергије по признатој цени	4.333.780
Приход по основу фактурисане накнаде	2.746.098
- ЕПС снабдевање	2.571.301
- Остали снабдевачи	174.797
Умањење прихода за признату ненаплативост од 2%	-141.598
Укупно	6.938.280

Табела 3-44: Електрична енергија преузета од повлашћених произвођача у периоду 2014.-2019.

Извори обновљиве енергије / гориво за комбиновану производњу	MWh				
	2015	2016	2017	2018	2019
Водотокови	151.223	192.453	183.233	265.917	230.298
Фосилна горива (угаљ, мазут и природни гас) – комбинована производња	44.265	78.188	112.446	105.814	91.501
Биогаз	21.984	34.048	71.255	95.494	136.070
Сунчева енергија	10.006	11.100	11.100	10.521	10.941
Ветар	417	26.237	48.457	150.419	892.994
УКУПНО	227.895	342.026	426.491	628.165	1.361.804

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.

3.8.4 Изградња нових преносних капацитета

Током 2019. године у преносном систему су спроведене активности на редовном одржавању и ремонтима као и реконструкцијама објеката. Основне инвестиционе активности у 2019. години су се односиле на управљање пројектима инвестиционе изградње, доградње, реконструкције и модернизације постојећих објеката оператора преносног система ЕМС АД. Поред наведеног, инвестиционе активности су обухватиле и реализацију пројеката прикључења и повезивања.

ЕМС АД је у 2019. години прибавио Употребну дозволу за Секцију 1 прве фазе Трансбалканског коридора (двоструки далековод 400 kV ТС Панчево 2 – граница са Румунијом) чија је изградња завршена 2017. године. 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 Републике Србије 400 kV водовима, што ће додатно повећати и сигурност снабдевања корисника у Републици Србији. Такође, током 2019. године ЕМС АД је учествовао на активностима везаним за градњу осталих секција прве фазе Трансбалканског коридора као што су објава тендера за опрему и радове за Секцију 2 (далековод 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3 са реконструкцијом ТС Крагујевац), започета је реализација пројекта донације ЕУ кроз WBIF (Western Balkans Investment Framework) донацију за Секцију 3 (двоструки далековод 400 kV ТС Обреновац -ТС Бајина Башта) и за Секцију 4 (интерконекија између Републике Србије, Босне и Херцеговине и Црне Горе).

Најзначајнији инвестициони радови у трансформаторским станицама у току 2019. године су били наставак радова на реконструкцији ТС 400/220/100 kV/kV/kV Смедерево 3 где је у постројењу 110 kV извршена замена комплетне опреме у оба система сабирница 110 kV тако да је ова трансформаторска станица пуштена у рад крајем 2019. године. У ТС Србобран 220/110 kV/kV, ТС Крушевац 1 220/110/35 kV/kV/kV и ТС Бистрица 220/110 kV/kV су настављени радови на реконструкцији. Вршени су и други радови мањег обима у ТС Београд 5, ТС Београд 4, ТС Београд 17, ТС Београд 8 и др.

У 2019. години најзначајнији инвестициони радови на далеководима су били: изградња 400 kV далековода бр. 401/1 Београд 8 - Дрмно којим се ТС Смедерево 3 повезује на мрежу 400 kV, завршена је изградња двосистемског 110 kV далековода ТС Бор 1 – ТС Бор 2, започета је изградња 110 kV далековода Бела Црква – Велико Градише, наставак радова на реконструкцији 110 kV далековода ТС Ваљево 3 – ХЕ Зворник и 110 kV далековода ТС Београд 3 – ТЕ Костолац А и други радови мањег обима. Поред тога остварен је значајан напредак на активностима изградње високонапонских каблова. Завршена је изградња 110 kV кабловског вода ТС Београд 17 – ТС Београд 23 којим се ТС Београд 23 повезује на преносни систем, реализована је комплетна траса кабла 110kV ТС Крушевац 1 – ТС Крушевац 3 чиме је урађен први високонапонски кабловски вод 110 kV ван територије Београда и чије се пуштање у рад очекује у 2020. години и настављени су радови везани за реализацију пројекта Београд на води тј. на изградњи 110 kV кабловског вода ТС Београд 23 – ТС Београд 45 и вода ТС Београд 45 – ТЕ-ТО Нови Београд.

У току 2019. године ЕМС АД је издао бројна акта за потребе прикључења/повезивања објеката на преносни систем. Од пројеката прикључења најзначајније је прикључење ветроелектрана Кошава и Ковачица. Од пројеката повезивања енергетских објеката на преносни систем, најзначајнија је била реализација повезивања дистрибутивних трансформаторских станица ТС 110/20 kV/kV Крњешевци, ТС 110/35/10 kV/kV/kV Ниш 15, ТС 110/10 kV/kV Београд 23, ТС 110/35 kV/kV Горњи Милановац и мобилне ТС урађене у ТС Београд 2.

Законом 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 наступајући трогодишњи период. 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 3. јануара 2019. године Агенцији доставио План развоја преносног система Републике Србије за период од 2019. - 2028. године и План инвестиција у преносни систем Републике Србије за период 2019. - 2021. године на које је Агенција дала сагласност. 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 планирао 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;
- нова ТС 400/110 kV у региону јужног Баната и
- реконструкција ТС Крагујевац 2, ТС Панчево, ТС Бор 2, разводног постројења за Ђердап 1.

Имајући у виду планиране потребе, изградњу нових извора електричне енергије, планирани развој регионалне и европске мреже, нови 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 новог разводног постројења за ТЕ-ТО Панчево, нове ТС 220/110 kV/kV Бистрица, планирано је повећање инсталисане снаге у ТС 220/110/35 kV/kV/kV Крушевац 1 и други пројекти неопходне адаптације и реконструкције објекта на овом напонском нивоу.

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 110 kV мреже је посебно важан због усклађивања са планом развоја дистрибутивног система, како би се омогућила и реализација пројекта повезивања објекта 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 2019. годину. У Плану инвестиција за период 2019. - 2021. године, на који је Агенција дала сагласност, оператор преносног система је у 2019. години планирао укупно 90 пројеката од којих је 39 градња новог објекта, 50 је реконструкција, адаптација и доградња, а 1 инвестиција представља остала улагања у преносни систем.

Табела 3-45 приказује укупну планирану и реализовану вредност инвестиција оператора преносног система према типу активности за 2019. годину у складу са усвојеним Планом инвестиција.

Табела 3-45: Планирана и реализована вредност инвестиција у развој преносне мреже према типу активности за 2019. годину

(€)			
Тип активности	Планирана вредност	Реализована вредност	Индекс
Градња новог објекта	14.827.000	14.589.000	98
Реконструкција, адаптација и доградња	10.188.000	8.760.000	86
Остала улагања у преносни систем	3.922.000	4.088.000	104
Укупно	28.937.000	27.437.000	95

Табела 3-46 приказује укупну планирану и реализовану вредност инвестиција оператора преносног система према напонском нивоу за 2019. годину у складу са усвојеним Планом инвестиција.

Табела 3-46: Планирана и реализована вредност инвестиција у развој преносне мреже према напонском нивоу за 2019. годину

Напонски ниво	Планирана вредност	Реализована вредност	Индекс
110 кV	16.194.000	12.888.000	80
220 кV	3.722.000	4.563.000	123
400 кV	5.099.000	5.898.000	116
Сви напонски нивои - имплементација даљинског управљања	3.922.000	4.088.000	104
Укупно	28.937.000	27.437.000	95

(€)

3.8.5 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 2019. године припремао, али није доставио Агенцији ове планове на давање сагласности. Током 2019. 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 110/10 kV/kV Београд 23 (Аутокоманда) и ТС 110/10 kV/kV Београд 45 (Савски амфитеатар). Током 2019. године ЕПС Дистрибуција је добила од ЕУ четири мобилне трансформаторске станице које ће се користити приликом реконструкције постојећих трансформаторских станица 110/35 kV/kV, али и у ванредним ситуацијама у случајевима елементарних непогода и природних катастрофа, какве су поплаве и пожари. Највећа од четири мобилне трансформаторске станице, снаге 20 MVA, биће пуштена у пробни рад у ТС Београд 2. Остале мобилне ТС ће током пробног рада снабдевати део потрошача Крушевца, Пожаревца и Златибора, а након тога ће бити распоређене у дистрибутивним подручјима Краљево, Ниш и Крагујевац;
- 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 19. јуна 2019. године је доставио Агенцији План преузимања мерних уређаја за период 2019. – 2020. година и извештај о оствареном преузимању у периоду 2015. – 2018. година. Агенција је 22. августа 2019. године дала сагласност на овај план. На основу Извештаја о реализацији плана преузимања мерних места за 2019. годину закључено је да ОДС није спроводио ове активности у складу са планом, јер је током 2019. године преузето само 3,19 % од планираних мерних места за преузимање од купаца и ниједно од планираних мерних места за преузимање од произвођача.

3.8.5.1 Напредне мреже

Законом је одређено да ОДС израђује план имплементације економски оправданих облика напредних мерних система и доставља га Агенцији ради прибављања мишљења. ОДС током 2019. 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.

3.8.5.2 Смањење губитака електричне енергије у дистрибутивној мрежи

У 2019. години је дошло до смањења губитака у дистрибутивној мрежи, који су у односу на губитке у 2018. години смањени за 0,45% и износе 11,75% 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 2019. години урађене само на 5% планираних места, као и преузимање мерних уређаја и прикључних водова морају се радити у складу са законским обавезама и донетим плановима.

У наредном периоду потребно је 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, далековода 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 2019. године 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	YUGOROSGAS а.д.	30 Енергетски субјект	37 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 (30)	Енергетски субјекти који имају само лиценцу за снабдевање природним гасом (на слободном тржишту) (37)
СНАБДЕВАЊЕ природним гасом на слободном тржишту		ОПЕРАТОР ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА Дистрибуција и управљање дистрибутивним системом СНАБДЕВАЊЕ природним гасом • регулисано јавно снабдевање • на слободном тржишту - резервно снабдевање - снабдевање јавних снабдевача	ОПЕРАТОР ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА Дистрибуција и управљање дистрибутивним системом СНАБДЕВАЊЕ природним гасом • регулисано јавно снабдевање • на слободном тржишту	СНАБДЕВАЊЕ природним гасом • регулисано јавно снабдевање (30) • на слободном тржишту (24)	

Слика 4-1: Организациона структура сектора природног гаса на крају 2019. године

Делатност транспорта природног гаса и управљања транспортним системом у Србији обављају два оператора транспортног система (ОТС), ЈП Србијасгас, 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 Србијасгас су донете одлуке о правном и функционалном раздвајању ОТС - Транспротгас Србија д.о.о. од матичног предузећа, тако да је крајем 2019. године Транспротгас Србија д.о.о. отпочео са обављањем дела својих активности.

Делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом обавља 32 оператора дистрибутивног система (ОДС). Један енергетски субјект који поседује лиценцу не обавља ову делатност. Поред ОДС ЈП Србијасгас 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. Сви ОДС имају мање од 100.000 прикључених крајњих купаца, 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 Србијасгас је у 2015. години донео одлуку о оснивању зависног друштва за обављање делатности дистрибуције природног гаса – Дистрибуцијагас Србија д.о.о. Нови Сад, које до краја 2019. године још није отпочело са радом, због чега делатност дистрибуције природног гаса и даље обавља његов оснивач ЈП Србијасгас.

За снабдевање на слободном тржишту гаса, на крају 2019. године, било је лиценцирано укупно 64 енергетска субјеката, од којих је било активно 26 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 2019. годину одредила ЈП Србијасгас, 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 Србијасгас (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. године 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 Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса Нафтна индустрија Србије а.д. (у даљем тексту: НИС). Произведени природни гас се, након припреме која омогућава да га користе крајњи купци, испоручује на 10 места у транспортни систем док се много мање количине (око 3,1% производње) испоручују на 4 места у дистрибутивни систем. Укупна годишња производња, која је испоручена у транспортни и дистрибутивни систем, у 2019. години је била 293 милиона м³, што је мање за 12,5% 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. - 2019.

Производња / Година	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Испоручено у транспортни систем	331	441	466	451	453	422	388	366	327	284
Испоручено у дистрибутивни систем	21	21	18	17	14	10	11	7	8	9
Укупна производња (милиона м³)	352	462	484	468	467	432	399	373	335	293
Промена у односу на (n-1) годину		31,3	4,8	-3,3	-0,2	-7,5	-7,6	-6,5	-10,2	-12,5

Од укупно испоручених количина у транспортни и дистрибутивни систем у 2019. години, 51,8 милиона м³ (17,6%) природног гаса је продато другим снабдевачима и крајњим купцима, док је већи део природног гаса НИС потрошио за сопствене потребе, највише у рафинерији нафте Панчево.

4.1.2.2 Транспорт

На крају 2019. 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. - 2019.

Година	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Дужина мреже, km	2.258	2.321	2.391	2.398	2.423	2.423	2.423	2.459	2.464	2.464

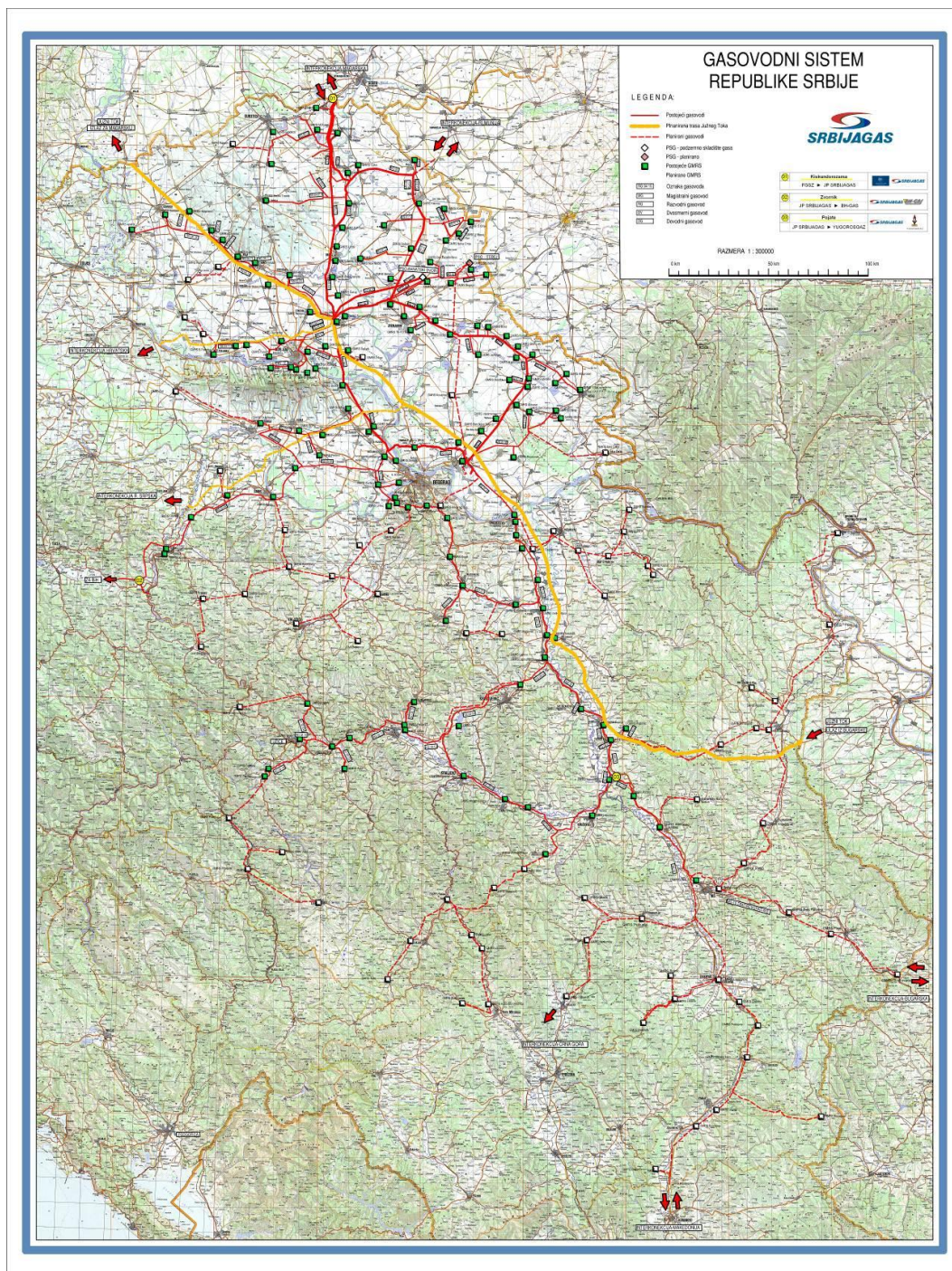
Око 5 милиона или око 70% становника Србије, живи у областима које имају изграђену транспортну мрежу и која обезбеђује потенцијал за даљи развој гасног система и раст потрошње природног гаса.

Табела 4-3: Значајне техничке карактеристике транспортног система

Главне техничке карактеристике транспортног система	ЈП Србијагас	Yugorosgaz-транспорт д.о.о.
Капацитет, мил. м 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	12	1
Из другог транспортног система	1	1
Са производних поља – домаћи гас	10	-
Из складишта	1	-
Број излаза са транспортног система	247	5
Мерно регулационе станице на излазу са транспортног система	244	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 Србијас и система којим управља Угоросгаз-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 Угоросгаз-транспорт д.о.о. и на 62% од укупног броја излаза са транспортног система ЈП Србијас. Обзиром да је адекватна мерно-аквизициона опрема на крају 2016. године била уграђена на 35% од укупног броја излаза, да би на крају 2017. године била уграђена на 61% излаза са транспортног система ЈП Србијас може се закључити да су у последње две године успорене активности на замени неадекватне мерно-аквизиционе опреме на транспортном систему ЈП Србијас. 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 се испоручују веће количине природног гаса.



Слика 4-2: Транспортни систем природног гаса Републике Србије

4.1.2.3 Дистрибуција

Почетком 2019. године у Србији је 32 оператора дистрибутивног система обављало делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом природног гаса. Постоји још један лиценцирани оператор дистрибутивног система који још увек није започео са обављањем делатности. Дужина дистрибутивне мреже у Србији је од 2013. до краја 2019. године повећана за 21,76% тако да износи 19.286 km (без прикључака), чиме су створени услови за прикључење нових купаца. У односу на 2018. годину, мрежа је увећана за 864 km, што је повећање од 4.69% што представља низак ниво инвестиција у проширење дистрибутивне мреже. Највеће процентуално повећања дужине мреже у 2019. години је било код ОДС Србијагас (који обавља делатност на 54,38% укупне дистрибутивне мреже у Србији) и износило је 8,58%. Друго највеће повећање дужине дистрибутивне мреже је остварено код ОДС Ужице–гас и износило је 7,39%. Код 17 ОДС дужина дистрибутивне мреже није промењена у односу на 2018. годину.

Табела 4-4: Дужина дистрибутивне мреже у Србији у периоду 2013. - 2019.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Дужина дистрибутивне мреже (km)	15.839	16.363	16.532	16.653	16.961	18.422	19.286

Број активних прикључака (места испоруке) на дистрибутивним мрежама је 282.997 и у односу на претходну годину је увећан за 6.479 прикључака (односно за 2,34%).

Табела 4-5: Дужина дистрибутивних мрежа и број места испоруке стање на крају 2019. године

Ред. број	Назив дистрибутера природног гаса	Дужина дистрибутивне мреже, (m)	Број активних прикључака
1	7. Октобар, Нови Кнежевац	54.354	1.576
2	Беогаз, Београд (са припојеним Родгасом)	435.902	11.323
3	Београдске електране, Нови Београд	331.420	4.226
4	Boss construction, Трстеник	29.438	96
5	Чока, Чока	27.195	807
6	Други октобар, Вршац	198.443	12.685
7	Елгас, Сента	61.500	1.888
8	Гас - Феромонт, Стара Пазова	489.989	15.254
9	Гас - Рума, Рума	472.714	7.651
10	Гас, Бечеј	198.197	1.864
11	Гас, Темерин	266.500	6.904
12	Градитељ, Србобран	150.200	2.361
13	Градска топлана, Зрењанин	512.651	21.768
14	Ингас, Инђија	362.074	10.381
15	Интерклима, Врњачка бања	109.075	1.059
16	Комуналац, Нови Бечеј	121.158	2.364
17	Ковин – Гас, Ковин	333.094	4.087
18	Лозница - Гас, Лозница	182.498	1.921
19	Нови Сад - Гас, Нови Сад	2.376.156	47.666
20	Полет, Пландиште	239.300	3.537
21	Ресава Гас, Свилајнац	62.737	433
22	Surgus energy, Београд	21.460	2.000
23	Сигас, Пожега	19.987	333
24	Сомбор - Гас, Сомбор	172.000	2.115
25	Србијагас, Нови Сад	10.487.687	94.132
26	Срем - Гас, Сремска Митровица	276.074	5.503
27	Стандард, Ада	42.140	1.037
28	Суботицагас, Суботица	419.174	10.678
29	Топлана – Шабац, Шабац	170.381	2.834
30	Ужице-гас, Ужице	165.778	1.717
31	Врбас – Гас, Врбас	186.388	1.724
32	Yugorosgaz, Београд	310.107	1.073
	УКУПНО	19.285.771	282.997

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, код 17 од 33 ОДС су сви МУ/МРС били у власништву оператора. У преосталих 16 ОДС, око 47% МУ/МРС (90958 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 план ЈП Србијагас није званично достављен Агенцији ради давања сагласности.

У табели 4-6 су приказани план преузимања МУ/МРС за период 2015-2018. година, план за 2019. годину, план преузимања за 2020. годину и број МУ/МРС које оператори треба укупно да преузму. На основу достављених података, приказан је број МУ/МРС преузет у периоду 2015-2018. година, у 2019. години, проценат реализације плана у периоду 2015.-2018. и за 2019. годину, као и проценат реализације плана за цео период 2015.-2019. година. У периоду од 2015. до 2019. године је преузето 50.339 МУ/МРС, око 62,5% од 80.664 МУ/МРС планираних за преузимање у таом периоду. До одступања од плана је дошло пошто 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				
		2015-2018	2019	2020	Укупно	2015-2018	2019	2015-2018 (%)	2019 (%)	Укупно 2015-2019 (%)
1	Србијагас, Н. Сад	6.051	2.016	2.016	10.083	20	0	0,33	0,00	0,25
2	Нови Сад Гас, Н. Сад	36.416	7.826	537	44.779	28.535	1.043	78,36	13,33	66,86
3	Гас-Феромонт, С. Пазова	4.804	1.500	1.335	7.639	3.311	1.024	68,92	68,20	68,77
4	Ингас, Инђија	2.041	1.557	195	3.793	3.146	1.021	154,14	65,58	115,81
5	Гас Рума, Рума	1.026	319	313	1.658	338	314	32,94	98,43	48,48
6	ГАС, Темерин	3.900	1.300	1.042	6.242	3.066	206	78,62	15,85	62,92
7	Полет, Пландиште	1.734	578	574	2.886	1.886	583	108,77	100,87	106,79
8	Ковин Гас, Ковин	1.710	570	571	2.851	1.068	573	62,46	100,53	71,97
9	Градитељ, Србобран	1.377	450	450	2.277	656	849	47,64	188,67	82,38
10	Комуналац, Нови Бечеј	1.368	450	441	2.259	86	20	6,29	4,44	5,83
11	Врбас-Гас, Врбас	398	133	98	629	0	0	0,00	0,00	0,00
12	Сомбор-Гас, Сомбор	253	84	84	421	257	85	101,58	101,19	101,48
13	Гас- Бечеј, Бечеј	966	321	317	1.604	132	4	13,66	1,25	10,57
14	Лозница-Гас, Лозница	15	1	1	17	15	1	100,00	100,00	100,00
15	Срем-гас, С. Митровица	0	1.500	2.320	3.820	0	2.100	0,00	140,00	140,00
	Укупно	62.059	18.605	10.294	90.958	42.516	7.823	68,51	42,05	62,41

Број од 90.958 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 2019. 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 2019. години биле 2,7 милиона m³/дан, а максималне дневне повучене количине су износиле 4,9 милиона m³/дан.

Количина јастучног гаса у складишту се током 2019. године није мењала и износила је 530 милиона m³.

Током 2019. године, више природног гаса је предато у складиште него што је повучено. На почетку 2019. године је било 374 милиона m³ комерцијалног гаса. Из транспортног система у складиште је предато 315 милиона m³, од тога је 4,4 милиона m³ потрошено за сопствену потрошњу складишта, а преосталих 311 милиона m³ гаса је утиснуто за комерцијалне потребе. Корисници су из складишта повукли и предали у транспортни систем 112 милиона m³ природног гаса. На крају 2019. године, у складишту је било 572 милиона m³ комерцијалног гаса.

4.2 Остварена потрошња и извори снабдевања природним гасом

У 2019. години је из: увоза, домаће производње и подземног складишта, за потрошњу било расположиво укупно 2.609 милиона m³, а потрошено је 2.325 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, набавља предузеће Yugogosgaz а.д. (акционари су Газпром 50%, ЈП Србијагас 25% и Central ME Energy and Gas, Беч 25%).

Увоз природног гаса из Руске Федерације по дугорочном и другим уговорима је у 2019. години износио 2.197 милиона m³, и све увезене количине су преузете из транспортног система Мађарске.

Домаћом производњом од 293 милиона m³ је у 2019. години могло да се задовољи само 12,6% потреба.

Табела 4-7: Извори снабдевања и остварена потрошња природног гаса у 2018. и 2019. години

	2018 милиона m ³	2019 милиона m ³	2019/2018 Индекс
Домаћа производња	335	293	87
Увоз из Руске Федерације по дугорочном уговору	2.069	1.756	85
Увоз из других извора/по другим уговорима	135	441	326
Увоз укупно	2.204	2.197	99
Преузето из подземног складишта	241	119	49
УКУПНО РАСПОЛОЖИВО	2.780	2.609	94
Утиснуто у складиште	218	258	131
Бруто потрошња	2.562	2.351	92
Губици и сопств. потрошња транспортног система	25	10	40
Губици у дистрибутивној мрежи и сопствене потрошње	18	16	89
За финалну потрошњу	2.519	2.325	92

Број места испоруке је у 2019. години повећан за 6.479 у односу на 2018. годину и на крају 2019. године је износио 283.060, од чега је 63 на транспортном, а 282.997 места испоруке на дистрибутивном систему. Од тога 268.911 или 95% су домаћинства што је само око 11% 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 2018. и 2019. године

Категорије потрошње	2018	2019	Разлика 2019-2018
Домаћинства	262.814	268.911	6.097
Топлане	133	141	8
Индустрија и остали	13.634	14.008	785
Укупно	276.581	283.060	6.479

У 2019. години је потрошено 2.325 милиона m^3 природног гаса, за 8% мање него у 2018. години. Потрошња је у домаћинствима порасла за око 5%, у топланема је опала за нешто мање од 9%, а у индустрији је опала за више од 9%.

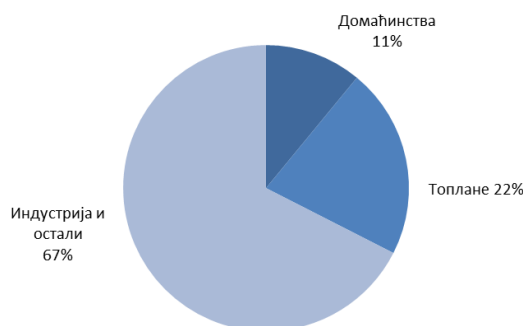
Структура потрошње по категоријама приказана је у табели 4-9.

Табела 4-9: Структура потрошње у 2018. и 2019. години

Категорије потрошње	2018 милиона m^3	2019 милиона m^3	2019/2018 Индекс
Домаћинства	243	255	104,9
Топлане	547	500	91,4
Индустрија и остали	1.729	1.570	90,8
Укупно	2.519	2.325	92,3

Потрошња у домаћинствима је учествовала са 11% у укупној потрошњи природног гаса у 2019. години, потрошња топлана са 22%, а преосталих 67% су потрошили индустрија и остали купци (ова потрошња садржи количине купљене на тржишту и количине које је НИС потрошио из сопствене производње).

Структура финалне потрошње природног гаса у 2019. години дата је на слици 4-3.



Слика 4-3: Структура финалне потрошње природног гаса у Србији у 2019. години

Просечна годишња потрошња природног гаса по прикљученом домаћинству је у 2019. години била $948 m^3$ (рачунајући и активна места испоруке домаћинствима на којима није било потрошње гаса током 2019. године), што је за 2% више него у 2018. години. Ако се посматрају само домаћинства која су током 2019. године имала потрошњу природног гаса (било их је 247.937), просечна годишња потрошња по домаћинству је била $1.028 m^3$.

4.3 Регулација оператора транспортног система

Оператор транспортног система Транспортгас Србија д.о.о. је привредно друштво, које је крајем 2019. године отпочело са обављањем дела својих активности, због чега делатност транспорта природног гаса и даље обавља његов оснивач ЈП Србијагас.

Yugorosgaz-транспорт д.о.о. је оператор транспортног система који је у 2013. години извршио правно и функционално раздвајање од свог оснивача вертикално интегрисаног друштва „Yugorosgaz“ а.д. 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 2019. године 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. године 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. године 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 о енергетици 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 (ИТО модел), али је овај захтев Агенција одбацила у фебруару 2019. године, због тога што ово привредно друштво није у законском року доставило прописану документацију и тиме доказало испуњеност прописаних услова за сертификацију по ИТО моделу.

Транспортгас Србија д.о.о. је поновило захтев за сертификацију по ИТО моделу 31. маја 2019. године, али је и овај захтев из истих разлога, Агенција одбацила 20. септембра 2019. године..

Оператор транспортног система Yugorosgaz - Транспорт д.о.о., правно је раздвојен од Yugorosgaz a.d, 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, Yugorosgaz-Транспорт д.о.о., поднео је у августу 2016. године Агенцији захтев за сертификацију по моделу независног оператора система (ИСО модел), који је с обзиром на власничку структуру овог и матичног привредног друштва, третиран и као захтев за сертификацију оператора транспортног система у вези са трећим земљама.

Својом одлуком из децембра 2016. године Агенција је условно сертифицивала Yugorosgaz-Транспорт д.о.о., 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 Yugorosgaz-Транспорт д.о.о. 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 Yugorosgaz-Transport д.о.о., 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. С обзиром да по истеку наведеног рока Yugorosgaz-Transport д.о.о., није доставио Агенцији све доказе о испуњености услова утврђених Коначном одлуком о сертификацији, Савет Агенције је 15. јула 2019. године донео одлуку којом се Yugorosgaz-Transport д.о.о., одузима сертификат издат коначном одлуком о сертификацији из јуна 2017. године.

Поступајући у складу са Законом из 2014. године и Решењем Агенције за енергетику Републике Србије о изузећу новог интерконектора за природни гас („Службени гласник РС“, број 15/19), Друштво са ограниченом одговорношћу ГАСТРАНС д.о.о. Нови Сад, поднело је 25. јуна 2019. године захтев за сертификацију.

Својом одлуком од 15. августа 2019. године (Прелиминарна одлука), Савет Агенције је условно сертификовао ГАСТРАНС д.о.о. као независног оператора транспорта у мери у којој је то у сагласности са одобреним изузећем (ad hoc ИТО модел), уз обавезу, под претњом одузимања сертификата, да најкасније у року од шест месеци од почетка оперативног рада гасовода достави све употребне дозволе или изврши упис права својине над објектима транспортног система, као и да достави доказе којима потврђује да самостално послује и управља изграђеним транспортним системом.

На Прелиминарну одлуку о сертификацији ГАСТРАНС д.о.о, надлежно тело сагласно обавезама које произилазе из потврђених међународних уговора (Секретаријат Енергетске заједнице) је 22. децембра 2019. године доставило своје Мишљење Агенцији и према Закону Агенција је дужна да донесе коначну одлуку о сертификацији у року од 2 месеца од добијања мишљења. Поступак по захтеву ГАСТРАНС д.о.о. за сертификацију је у току.

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 ценодобара, радова и услуга.

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

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 2019. години.

Табела 4-10: Просечна одобрена цена приступа систему за транспорт природног гаса¹⁴
дин/м³

Назив оператора транспортног система	31.12.2018	31.12.2019
Србијагас	2,70	2,70
Yugorosgaz-Транспорт	0,76	0,76

Акуелне 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, с обзиром да су индивидуалне и да се повремено јављају на захтев купца или корисника система, називају се нестандартне услуге.

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 Србијагас, док на транспортном систему Yugorosgaza а.д. нема гасовода повезаних са транспортним системима суседних земаља.

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

Према правилима о раду транспортног система ЈП Србијагас која су донета 2013. године и још увек се примењују, прва годишња расподела капацитета је требало 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 Србијагас, сагласно овим правилима расподела није организована ни у наредним годинама.

Припремљена су нова правила, усаглашена са Законом, у којима је измена у односу на важећа правила да расподела капацитета на транспортном систему треба да буде организована за гасну годину која почиње у октобру, али она ће моћи да се примењују када Транспортгас Србија д.о.о. почне самостално 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 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, али расподела тада није организована, нити је организована у 2017. и 2018. години. 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 2019. 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 и Привредно друштво 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 2019. години није било загушења капацитета. И током зимских месеци је било довољно слободних капацитета на интерконекторима.

У 2019. години, улазни непрекидни капацитет на граници са Мађарском од 540.000 м³/час (13 милиона м³/дан, за потребе Србије и Босне и Херцеговине) био је просечно искоришћен 52,69% што је исто као у 2018. години, 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 улазу из Мађарске је била у децембру 2019. године у износу од 12,56 милиона м³/дан, од којих је 11,20 милиона м³/дан било за купце у Србији, а 1,35 милиона м³/дан за потребе Босне и Херцеговине. Са расположивим капацитетом интерконектора од 13 милиона м³/дан и степеном искоришћења интерконектора од 90%, могућ је годишњи транспорт од око 4,27 милијарди м³, што је значајно више од 2,5 милијарди м³ колике се биле транспортоване количине на интерконектору Мађарска - Србија у 2019. години.

Гастрас д.о.о. је у марту 2019. године као пројектно предузеће организовао расподелу капацитета за период од максимално 20 година на тачкама интерконекције на граници са Бугарском као улазном тачком у будући транспортни систем и излазним тачама у Србији и ка Мађарској. Од укупног капацитета гасовода који износи 12,66 милијарди м³ (15°C)/годишње, расподељено је и дугорочно уговорено нешто мање од 90%. Почетак коришћења капацитета на улазној тачки на граници са Бугарском и излазним тачама у Србији је планирано за 2020. годину, а за излазну тачку Мађарска у 2021. години. Правила о раду транспортног система Гастрас д.о.о. ће садржати правила за расподелу краткорочних капацитета и за управљање загушењем. Неуговорени капацитети гасовода ће се расподељивати на аукцијама као квартални, месечни, дневни и унутар-дневни капацитети у складу са Регулацивом Комисије ЕУ 2017/459, а управљање загушењима ће бити у складу са Одлуком Комисије ЕУ од 24. августа 2012. године којом се мења Анекс I Регулациве 715/2009.

Транспортоване количине природног гаса

У транспортни систем ЈП Србијагас је током 2019. године преузето 2.896 милиона м³ природног гаса. Ове количине су транспортоване за потребе: купаца, транзита за Босну и Херцеговину, складиштења, за надокнаду губитака природног гаса у транспортним и дистрибутивним системима и за потрошњу компресора. 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.

Табела 4-11: Транспортоване количине природног гаса у периоду 2015.-2019.

Транспортовано	2015 милиона м ³	2016 милиона м ³	2017 милиона м ³	2018 милиона м ³	2019 милиона м ³	2019/2018 индекс
Производња на транспортном систему	422	388	366	327	284	87
Улаз у систем за потребе Србије	1.740	1.795	2.182	2.146	2.257	105
Улаз у систем за потребе БиХ	223	232	265	304	243	80
Укупно	2.386	2.415	2.813	2.777	2.784	100
Из складишта	113	254	227	298	112	38
Укупно	2.499	2.669	3.040	3.075	2.896	94

4.3.4 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 2019. године реализовано променом најава количина природног гаса из увоза и коришћењем гаса из самог система (лајнпака) 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 2019. 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 гаса 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, 2018. и 2019. године нису сносили финансијске последице дебаланса. Оператор транспортног система је у току 2017, 2018. и 2019. године израчунавао дебаланс по корисницима система, финансијски га обрачунавао и о тим резултатима обавештавао 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 2019. године корисници система су имали негативан дебаланс (мање су предавали на транспорт на улазима него што су преузимали на излазима) у износу од 69,2 милиона m^3 природног гаса. Оператор транспортног система је у 2019. години утврдио позитиван дебаланс корисника система (више предавали на транспорт на улазима него што су преузимали на излазима) у износу од 77,3 милиона m^3 природног гаса. Укупан дебаланс, који је збир позитивног и негативног дебаланса је износио 146,5 милиона m^3 , што је 5,6% од укупно транспортованих количина, што је исти проценат као и у 2018. години. Износ дебаланса у апсолутном износу у 2019. години је мањи него у 2018. години када је износио 172 милиона m^3 , али је и даље велики. Очекује се да се дебаланс смањи како се буде повећавао број уграђених дневних мерила на излазима са транспортног система где тренутно нису уграђени јер ће бити омогућено прецизније утврђивање дебаланса као и благовремени увид корисника система у стање свог дебаланса. Смањењу дебаланса ће допринети и могућност остваривања трговине природним гасом 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 2019. године у Србији је 32 оператора дистрибутивног система обављало делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом природног гаса. 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. Током 2019. 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 2019. године обављало 32 оператора дистрибутивног система. Поред оператора дистрибутивних система ЈП Србијас и Yugorosgaz а.д., делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом обавља још 28 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 Србијас је у 2015. години 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 Србијас.

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 1. маја 2016. године). 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 сноси трошкове прикључења на дистрибутивни систем. 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.

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.

4.4.2.2 Цене приступа систему

Током 2019. године примењене су нове цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса за два ОДС: 1) Беогаз доо, Београд због статусне промене припајања друштва Родгаз доо, Бачка Топола, да би задовољио законску обавезу из члана 23. став 9 Закона, која предвиђа да најдуже 90 дана од дана прибављања лиценце енергетски субјект може да примењује регулисане цене енергетског субјекта који је обављао ту делатност до стицања статусне промене и 2) Сугус Енерги доо, Београд који је по први пут израчунао цене у складу са Методологијом за одређивање цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса. Просечна пондерисана одобрена цена приступа дистрибутивном систему за све дистрибутивне мреже у Србији на дан 31.12.2019. године износила је 4,37 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
дин/м³

Ред. број	Назив оператора дистрибутивног система	31.12.2018.	31.12.2019.
1	7. Октобар, Нови Кнежевац	10,15	10,15
2	Беогаз, Београд	7,87	7,11
3	Београдске електране, Нови Београд	5,63	5,63
4	Сугус Енерџи, Београд		7,10
5	Чока, Чока	6,86	6,86
6	Други октобар, Вршац	6,91	6,91
7	Елгас, Сента	7,30	7,30
8	Гас - Феромонт, Стара Пазова	5,69	5,69
9	Гас - Рума, Рума	6,30	6,30
10	Гас, Бечеј	11,24	11,24
11	Гас, Темерин	8,71	8,71
12	Градитељ, Србобран	6,26	6,26
13	Градска топлана, Зрењанин	7,33	7,33
14	Ингас, Инђија	5,96	5,96
15	Интерклима, Врњачка бања	7,03	7,03
16	Комуналац, Нови Бечеј	7,14	7,14
17	Ковин - Гас, Ковин	4,86	4,86
18	Лозница - Гас, Лозница	9,00	9,00
19	Нови Сад - Гас, Нови Сад	6,14	6,14
20	Полет, Пландиште	7,53	7,53
21	Ресава Гас, Свилајнац	6,49	6,49
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	4,35	4,37

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, с обзиром да се односе и повремено јављају на захтев купца или корисника система, називају се нестандартне услуге. Током 2019. године Гас доо, Бечеј и ЈП Ковин-гас, Ковин су утврдили ценовнике за нестандартне услуге на које је Савет Агенције дао сагласност октобра 2019. године, којима су дефинисане све позиције нестандартних услуга и утврђене јединичне цене.

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

¹⁵ BOSSConstruction, Трстеник током 2019. године примењују цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса у нивоу цена Србијагаз, Нови Сад.

количина природног гаса се преузима из производње природног гаса повезане на дистрибутивни систем. У 2019. 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 2017.-2019. година.

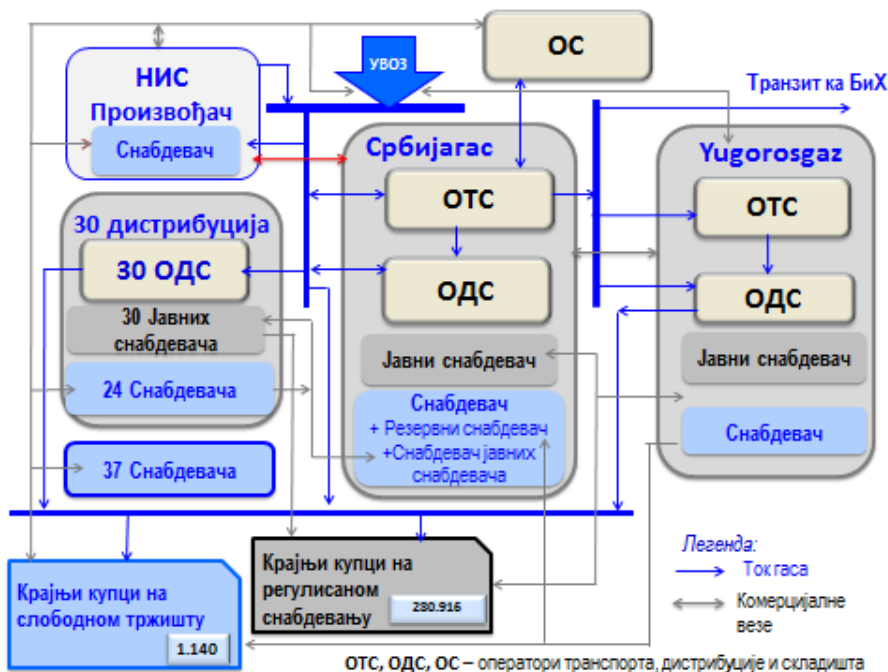
Табела 4-13: Дистрибуиране количине природног гаса у периоду 2017.-2019.

	2017 милиона m ³	2018 милиона m ³	2019 милиона m ³	2019/201. индекс
Укупно дистрибуирано	1.523	1506	1458	95,9
преузето из транспортног система	1.416	1396	1347	96,5
преузето из дистрибутивних система	101	102	102	100,0
преузето од производње	6	8	9	112,5
губици	13	14	13	92,9
	0,85%	0,93%	0,89%	95,7

4.5 Тржиште природног гаса

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

- произвођач (1);
- снабдевачи (64);
- јавни снабдевачи (32);
- крајњи купци (280.916 на регулисаном снабдевању и 1.140 на слободном тржишту);
- ОТС (2);
- ОДС (33), од којих један не обавља делатност и
- оператор складишта (1).



Слика 4-4: Шема тржишта природног гаса на крају 2019. године

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 2019. 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 решењима од 07. децембра 2018. и 21. јуна 2019. године одредила ЈП Србијагас за снабдевача који је током 2019. године снабдевао јавне снабдеваче природним гасом и који је био обавезан да све јавне снабдеваче који то од њега затраже, укључујући и јавног снабдевача ЈП Србијагас, снабдева природним гасом под истим условима и по истој цени. Начин промене ове цене је одредила Влада Републике Србије. Исту улогу ће ЈП Србијагас имати и у првој половини 2020. године на основу решења које је Влада Републике Србије донела 4. децембра 2019. године

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 2019. години било базирано на трговини између снабдевача и између снабдевача и произвођача природног гаса. На овом тржишту је у 2019. години учествовало три снабдевача (ЈП Србијагас, Кинг гас д.о.о. и Cestor Veks d.o.o.) и произвођач НИС.

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 2019. године, 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 2019. години износила је 34,51 дин/м³ и виша је за 11% 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 2019. години износила је 31,79 дин/м³ и виша је за 11,5% 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 користе и оператори транспортног система у Румунији, Бугарској и Грчкој за све своје интерконекторе, а Аустрија и Хрватска за интерконекторе према Мађарској. Оператор транспортног система у Србији за сада не користи платформу за расподелу и закуп капацитета на интерконекторима коју је развио мађарски оператор транспортног система, али се то очекује у наредном периоду када се расподела капацитета предузећа Гастрас д.о.о. буде одвијала преко теплатформе.

4.5.2 Малопродајно тржиште

Крајњи купци су у 2019. години на тржишту укупно набавили и потрошили 2.083 милиона м³. Поред тога, НИС је потрошио и 241 милиона м³ из своје производње, тако да ове количине нису биле на тржишту. На слободном тржишту је куповало 1.140 купаца, од којих је 8 било и на резервном снабдевању. Купцима на слободном тржишту је укупно испоручено 1.751 милиона м³ (од чега на резервном снабдевању 2,1 милион м³), односно 84% укупно испоручених количина гаса крајњим купцима, а продавало им је 26 снабдевача (највише ЈП Србијагас, 90%). У 2019. 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. Њима је испоручено 332 милиона м³.

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)

	2018 милион м ³	2019 милион м ³	2019/2018 индекс
Потрошено на слободном тржишту	1.881	1.751	93
Потрошено на регулисаном тржишту	321	332	103

На основу података добијених од снабдевача и јавних снабдевача природног гаса, просечна пондерисана малопродајна цена остварена на слободном тржишту у 2019. години, укључујући и трошкове коришћења транспортног и дистрибутивног система, износила је 40,51 дин/м³ и виша је за 14,9% у односу на цену која је остварена у претходној години. Остварена просечна пондерисана малопродајна цена на регулисаном тржишту износила је 34,71 дин/м³ и нижа је за 0,3% у односу на остварену цену у претходној години, а за купце из групе мала потрошња, која укључује и домаћинства, та цена је била 35,00 дин/м³ и нижа 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 45,38 дин/м³ и за 24,3% је виша у односу на остварену цену у претходној години.

У 2019. години, за потребе купаца само је 5 ОДС испоручило више од 30 милиона м³, а 21 оператор мање од 10 милиона м³.

Највећи део природног гаса, 1.691 милиона м³ (81%) од укупно продатих количина, купцима је у 2019. години продао ЈП Србијагас. После ЈП Србијагас, највећу продају купцима имао је ДП Нови Сад Гас са 73 милиона м³, односно око 3,5% и Yugorosgaz а.д. са 50 милиона м³ гаса, односно 2,4% укупних продатих количина у 2019. години. 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) током 2018. и 2019. године су приказане у табели 4-15.

Табела 4-15: Продаја природног гаса крајњим купцима у 2018. и 2019. години

Ред. број	Назив снабдевача	2018 (000 m ³)				2019 (000 m ³)				2019/2018			
		Домаћ.	Топлана	Индустрија и остали	Укупно	Домаћ.	Топлана	Индустрија и остали	Укупно	Домаћ.	Топлана	Индустрија и остали	Укупно
1	7. Октобар, Нови Кнежевац	784	0	300	1,084	852	0	275	1,127	109	0	92	104
2	Беогаз, Београд	13,796	364	14,525	28,685	13,602	345	14,991	28,939	99	95	103	101
3	Београдске електране, Нови Београд	2,905	0	831	3,736	2,991	0	1,031	4,022	103	0	124	103
4	Босс петрол, Трстеник	24	0	266	310	33	0	314	347	138	0	110	112
5	Чока, Чока	311	0	276	587	333	0	255	588	107	0	92	100
6	Други октобар, Вршац	8,451	0	13,728	22,189	8,838	0	13,145	21,984	104	0	95	99
7	Елгас, Сента	1,232	0	637	1,969	1,352	0	642	1,994	105	0	93	101
8	Гас - Феромонт, Стара Пазова	14,655	653	9,780	25,128	15,346	0	9,579	24,925	105	0	96	99
9	Гас - Рума, Рума	5,852	673	13,251	19,776	6,265	596	13,733	20,594	107	89	104	104
10	Гас, Бач	1,512	0	1,517	3,029	1,592	0	1,455	3,048	105	0	96	101
11	Гас, Темерин	6,006	0	1,855	7,861	6,382	0	1,927	8,309	106	0	104	106
12	Градитаг, Србобран	1,293	0	1,015	2,308	1,369	0	572	1,941	105	0	56	84
13	Топлана, Зрењанин	14,318	0	3,573	17,891	15,271	0	3,217	18,488	107	0	90	103
14	Ингас, Иђуља	8,340	0	10,321	18,661	9,146	0	11,711	20,857	110	0	113	112
15	Интерклина, Брњачка Бања	836	0	1,535	2,371	865	0	1,828	2,693	103	0	119	114
16	Комуналац, Нови Бач	1,251	0	831	2,082	1,305	0	812	2,117	104	0	98	102
17	Ковин - Гас, Ковин	3,355	1,028	3,920	8,313	3,555	968	2,942	7,455	106	93	75	90
18	Лозница - Гас, Лозница	1,697	3,423	5,202	10,322	1,821	3,069	4,880	9,770	107	90	94	95
19	Нартна Индустија Србија, Нови Сад	0	0	3,824	3,824	0	0	4,161	4,161	0	0	109	109
20	New Burope Gas	0	0	17,091	17,091	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Нови Сад - Гас, Нови Сад	45,801	586	26,158	72,545	47,522	962	24,942	73,426	104	164	95	101
22	Полет, Пландиште	1,779	0	2,697	4,476	1,820	0	2,657	4,477	102	0	99	100
23	Расава Гас, Свилајнац	440	0	1,913	2,353	461	0	1,063	1,524	105	0	56	65
24	Сарбус енерџи	2,322	0	248	2,570	2,171	0	253	2,424	93	0	102	94
25	Сигас, Пожега	226	0	92	318	251	0	95	346	111	0	103	109
26	Сомбор - Гас, Сомбор	1,676	0	3,654	5,730	1,970	0	4,377	6,347	105	0	114	111
27	Србијазас, Нови Сад	61,002	505,457	1,191,917	1,778,376	65,179	463,871	1,141,516	1,690,595	105	92	96	95
28	Срем - Гас, Сремска Митровица	5,598	682	13,238	19,716	5,930	0	14,046	19,976	106	0	106	101
29	Стандард, Ада	721	0	1,295	2,016	741	0	1,202	1,943	103	0	93	96
30	Суботицагас, Суботица	9,728	0	14,074	23,802	9,964	0	13,392	23,356	102	0	95	98
31	Топлана - Шабач, Шабач	3,003	0	730	3,733	3,054	0	695	3,749	102	0	95	100
32	Ужиче-гас, Ужице	1,445	4,687	1,945	8,077	1,947	4,387	1,957	8,291	135	94	101	103
33	Врбас - Гас, Врбас	1,841	0	4,369	6,200	1,899	0	3,712	5,611	103	0	85	91
34	Yugoregaz, Београд	905	26,346	24,549	51,800	1,025	24,060	25,275	50,360	113	91	103	97
35	Центро Векс, Крушевац	0	1,032	2,142	3,174	0	2,266	4,125	6,391	0	220	193	201
36	Елгас Енерџи Трејдинг, Београд	0	0	17,369	17,369	0	0	0	0	0	0	0	0
37	King gas, Београд	0	1,527	939	2,466	0	0	1,157	1,157	0	0	123	47
	Укупно:	243,385	546,688	1,411,887	2,201,960	254,852	500,515	1,327,596	2,083,303	105	92	94	95

4.5.2.1 Продаја природног гаса на регулисаном тржишту

Током 2019. године примењене су нове цене природног гаса за јавно снабдевање за два јавна снабдевача 1) Беогаз доо, Београд због статусне промене припајања друштва Родгас доо, Бачка Топола, да би задовољило законску обавезу из члана 23. став 9 Закона, која предвиђа да најдуже 90 дана од дана прибављања лиценце енергетски субјект може да примењује регулисане цене енергетског субјекта који је обављао ту делатност до стицања статусне промене и 2) Syngus Energy доо, Београд који је по први пут израчунао цене у складу са Методологијом за одређивање цене природног гаса за јавно снабдевање. Просечна пондерисана одобрена цена природног гаса за све купце на јавном снабдевању у Србији, на дан 31.12.2019. године је износила 32,02 дин/м³, а за групу мала потрошња која укључује и домаћинства 35,43 дин/м³.

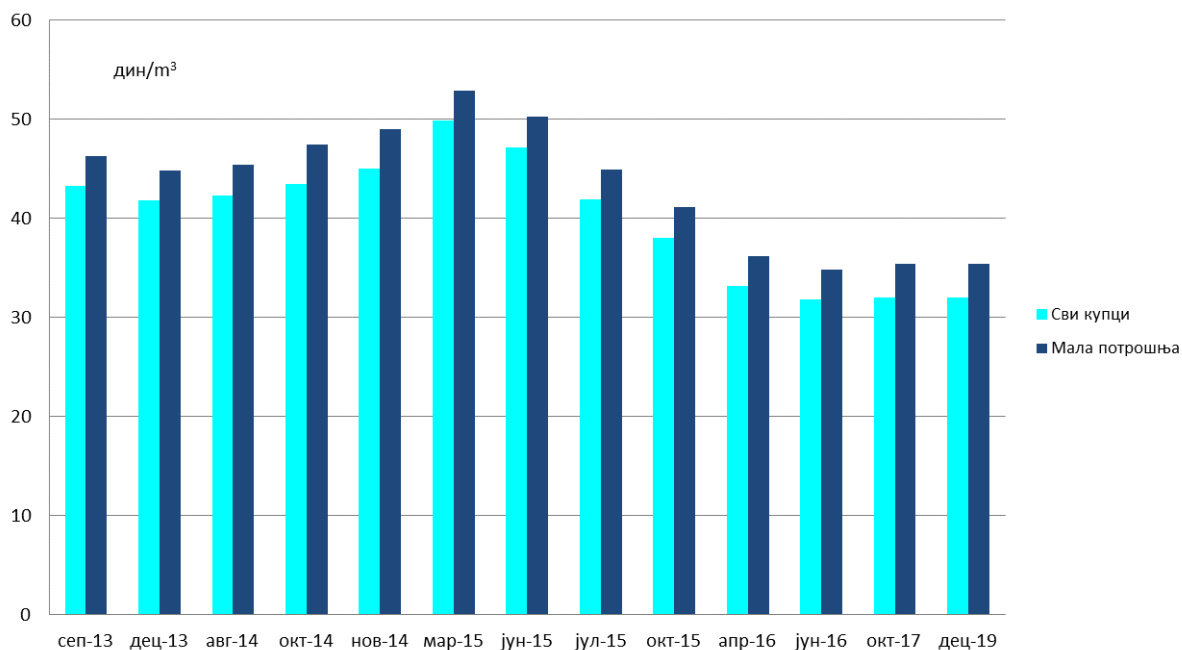
Табела 4-16: Просечна одобрена цена природног гаса за јавно снабдевање¹⁶

Ред. Број	Назив јавног снабдевача природног гаса	дин/м ³			
		Сви купци		Мала потрошња	
		31.12.2018.	31.12.2019.	31.12.2018.	31.12.2019.
1	7. Октобар, Нови Кнеж.	39,06	39,06	39,64	39,64
2	Беогаз, Београд	36,95	37,71	37,35	38,10
3	Београдске електране, БГ	33,48	33,48	34,16	34,16
4	Syngus Energy, Београд		35,58		35,62
5	Чока, Чока	36,33	36,33	38,88	38,88
6	Други октобар, Вршац	34,93	34,93	37,15	37,15
7	Елгас, Сента	35,76	35,76	35,90	35,90
8	Гас - Феромонт, Ст.Пазова	33,56	33,56	34,42	34,42
9	Гас - Рума, Рума	37,82	37,82	38,66	38,66
10	Гас, Бечеј	41,74	41,74	42,01	42,01
11	Гас, Темерин	36,16	36,16	36,34	36,34
12	Градитељ, Србобран	35,06	35,06	36,67	36,67
13	Градска топлана, Зрењанин	37,33	37,33	37,65	37,65
14	Ингас, Инђија	33,39	33,39	35,00	35,00
15	Интерклима, Врњач. бања	33,87	33,87	35,01	35,01
16	Комуналац, Нови Бечеј	35,58	35,58	36,37	36,37
17	Ковин - Гас, Ковин	32,91	32,91	36,06	36,06
18	Лозница - Гас, Лозница	39,82	39,82	39,82	39,82
19	Нови Сад - Гас, Нови Сад	34,04	34,04	35,03	35,03
20	Полет, Пландиште	36,06	36,06	38,35	38,35
21	Ресава Гас, Свилајнац	36,39	36,39	36,96	36,96
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	Уџоросгаз, Београд	28,63	28,63	30,89	30,89
	ПРОСЕЧНО	31,98	32,02	35,36	35,43

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

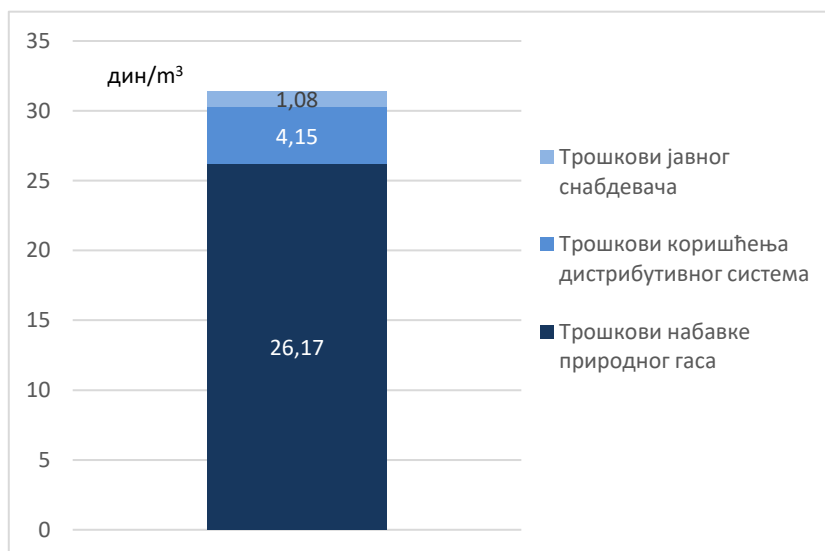
На слици 4-5 је приказана промена просечне одобрене цене природног гаса за све купце који су имали право на јавно снабдевање и посебно за малу потрошњу која укључује и домаћинства.

¹⁶ BOSSConstruction, Трстеник доо током 2019. примењује цене природног гаса за јавно снабдевање у нивоу цена Србијагас, Нови Сад.



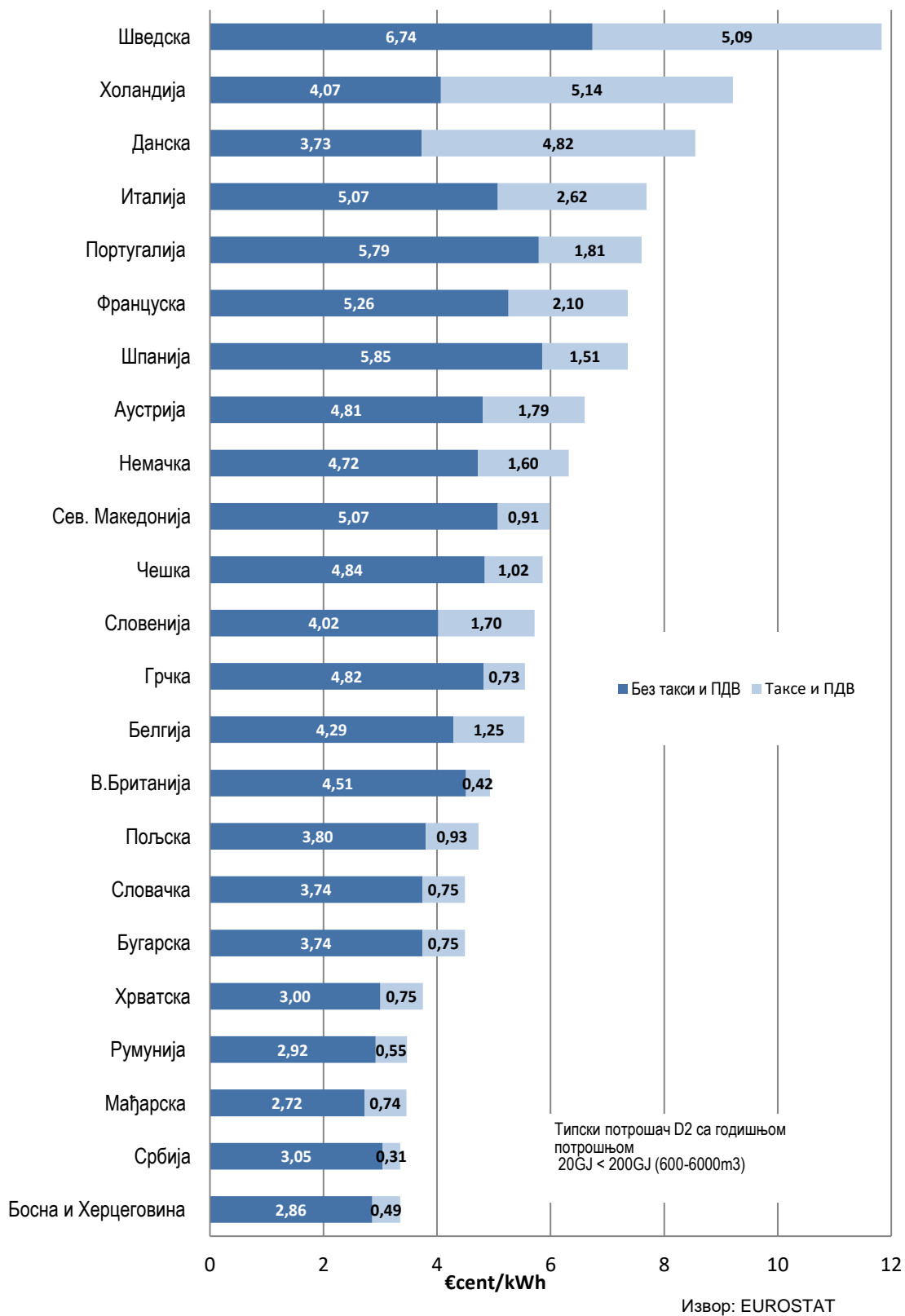
Слика 4-5: Промена просечне одобрене цене природног гаса за јавно снабдевање

У цени природног гаса за јавно снабдевање, код свих јавних снабдевача, доминантан удео имају трошкови набавке природног гаса. На дан 31. децембар 2019. 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.децембра 2019. године.



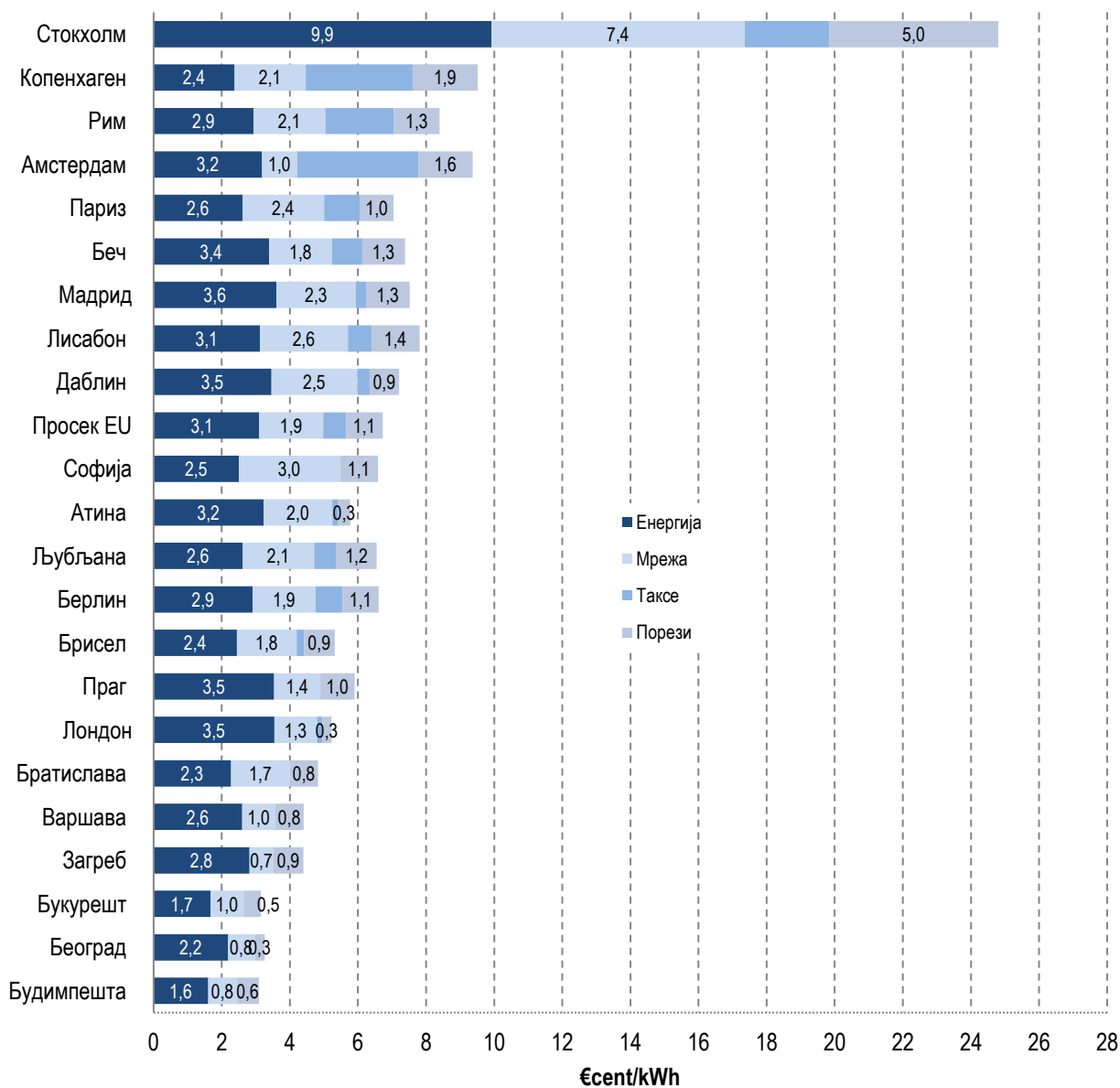
Слика 4-6: Структура просечне одобрене цене природног гаса за јавно снабдевање ЈП Србијагас на дан 31.12.2019.

На слици 4-7 је приказано поређење цена природног гаса у Србији и у другим земљама ЕУ и региона, за референтне купце из категорије домаћинства.



Слика 4-7: Цене природног гаса за домаћинства – прво полугодиште 2019. године

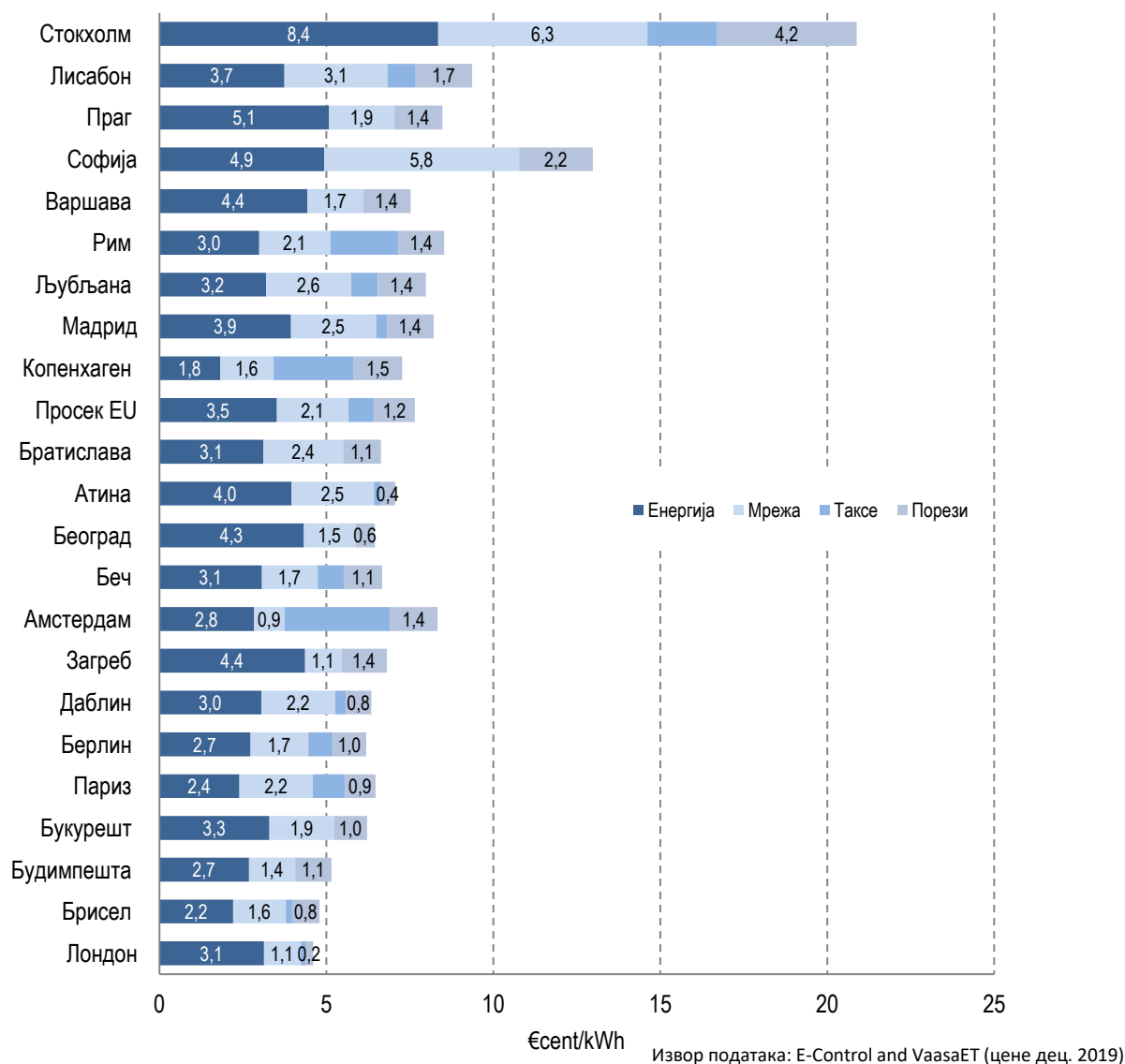
На слици 4-8 је дата детаљнија структура елемената цене природног гаса за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2019. године. На основу приказане структуре цене природног гаса, може се видети да је учешће мрежних цена (које су предмет регулације) у укупној цени природног гаса 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.



Извор података: E-Control and VaasaET (цене дец.2019)

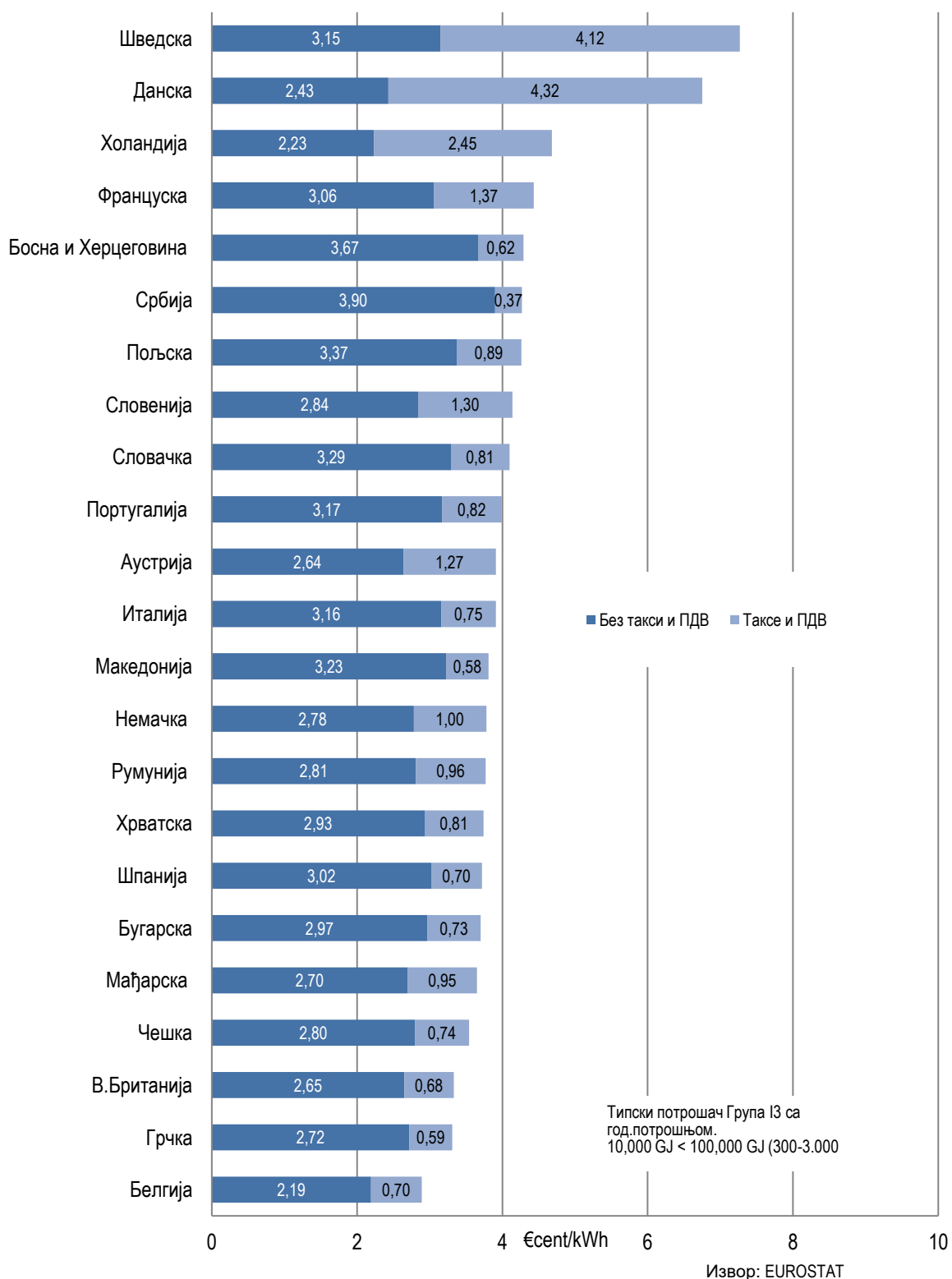
Слика 4-8: Структура цене природног гаса за домаћинства у појединим европским главним градовима у децембру 2019. године

На слици 4-9 је дата структура продајне цене природног гаса за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2019. 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 у европским земљама.



Слика 4-9: Структура цене природног гаса за домаћинства у појединим европским главним градовима у децембру 2019. године 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 земаља из ЕУ и региона, у првом полугодишту 2019. 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 2019. године

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 које су усвојене 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. годину прикупила податке о променама снабдевача од ОТС и ОДС и анализирао 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 Yucorosgaz–Транспорт д.о.о. нема прикључених крајњих купаца.

На транспортном систему, од укупно 63 мерна места за крајње купце, током 2019. године ни на једном мерном месту није промењен снабдевач.

Већина ОДС је пријавила да је на њиховим системима било промене снабдевача, промене није било само на 6 од 32 дистрибутивна система. На дистрибутивном нивоу, укупан број места испоруке за крајње купце на крају 2019. године је био 282.997, а од тог броја, снабдевач је промењен на 207 мерних места, на којима је испоручено 7,4 милиона m^3 , што је 0,51% количина природног гаса од укупно 1.445 милиона m^3 испоручених са дистрибутивних система.

Укупно, на транспорту и на дистрибуцији, током 2019. године је на 207 од укупно 283.060 мерних места за крајње купце промењен снабдевач, а од укупне потрошње на тржишту (без потрошње НИС-а из сопствене производње која није била на тржишту), предмет промене снабдевача је било 0,36% природног 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, 2018. и 2019. године, 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 2019. години 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 29 ОДС (податке нису доставили ОДС Србијагас, ОДС Градска топлана Зрењанин и ОДС Ковин-гас). 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.

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	11	118	2	79	0	0
Yucorosgaz-Транспорт	0	0	0	0	0	0

Оператори транспортних система природног гаса су током 2019. доставили податке о броју и трајању планираних и непланираних прекида, према узроцима који су довели до прекида, приказани су у табели 4-17.

На транспортном систему ЈП Србијагас је било планираних прекида који су укупно трајали 118 минута и сагласно правилима, као узрок су наведени планирани радови на санацији или измештању гасовода, што су биле активности оператора система, а као административни разлог је наведено измештање гасовода због изградње железничке пруге Београд-Нови Сад. На транспортном систему Yugorosgaz-Транспорт д.о.о, 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 2019. 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 163.010 од укупно 282.977 места испоруке, односно на 57,6% 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	27	0,01	1,71	0,21	18,09
Трећа страна	185	0,03	6,16	2,00	360,00
Неодговарајући капацитет мреже	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Други разлози	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Укупно	212	0,04	7,87	2,21	378,09

Као и у претходној 2018. години, подаци показују да није било непланираних прекида услед неодговарајућег капацитета мреже или због редукције на узводном систему, тако да је као и у претходне три године, највећи број непланираних прекида у 2019. години 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	10	0,12	108,33	0,4	370,47
Административни прекид	2	0,02	9,12	0,06	31,2
Операторов прекид	18	0,05	20,77	1,00	540,00
Некатегорисани прекид	2	0,01	7,40	0,81	509,92
Укупно	32	0,19	145,62	2,27	1451,59

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 претходних година, имали прекиди узроковани активностима оператора дистрибутивног система и прекиди са узроком на повезаном систему.

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	32	0,19	145,63
Непланирани прекиди	212	0,04	7,87
Укупно	244	0,23	153,5

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

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 2019. 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 2019. године), податке је доставило 29 оператора (податке нису доставили ОДС Србијасгас, ОДС Градска топлана Зрењанин и ОДС Ковин-гас), који испоручују природни гас на 57,6% места испоруке (163.010 од 282.997).

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		4.850
	решених захтева	којима се одобрава прикључење	4.650
		којима се одбија прикључење	84
		који су решени на други начин	88
		Укупно	4.826
	у року од 15 дана	4.513	
%	решених захтева у односу на број поднетих захтева којима се одобрава прикључење у односу на број решених		99,5
	решених захтева у року од 15 дана		96,4
			93,5
Просечно време	потребно за одлучивање по захтеву изражено у данима		9

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		4.577
	прикључених објеката у року од 15 дана		4.577
%	прикључених објеката у року од 15 дана		100
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%, неисправног мерења 1% и остало 1%. Током 2019. године, просечно време решавања приговора на обрачун је зависно од оператора дистрибутивног система износило између 1 и 6 дана.

Укупан број поднетих захтева од стране корисника - крајњих купаца за ванредну контролу мерних уређаја је током 2019. године износио 60 и све контроле су извршене. На тим контролама је уочено 10 неправилности (17% од извршених контрола) а отклоњено их је 8. Број извршених ванредних контрола мерних уређаја који је спроведен у прописаном року од 10 дана је 12 (20%).

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 2019. 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 јуну 2019. године. Агенција је организовала јавне консултације на којима није било примедби, тако да је у јулу 2019. године Савет Агенције дао сагласност на План развоја транспортног система Yugorosgaz-транспорт д.о.о. за период 2019.-2028. година.

4.7.1 Прогноза потрошње природног гаса

Будућа потрошња природног гаса ће у великој мери зависити од његове цене, раста бруто друштвеног производа у Републици Србији, ставова и активности државних органа Републике Србије по питању екологије и учешћа природног гаса у производњи електричне енергије. Раст потрошње природног гаса ће се омогућити ниским ценама, прикључењем нових индустријских постројења и изградњом нових дистрибутивних мрежа у до сада негасификованим подручјима, као и употребом природног гаса у топланама и домаћинствима која су у претходном периоду користила друга фосилна горива као енергент за грејање.

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.

Након што је у марту 2019. године Агенција донела коначно решење о изузећу, Гастрас д.о.о је успешно организовао расподелу капацитета и затим и започео изградњу гасовода - интерконектора дужине 402 километра од граници са Бугарском код Зајечара до граници са Мађарском код Хоргоша. Планирано је да гасовод буде у потпуности завршен у току 2020. 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 суседних земаља, пре свега са оним земљама које имају развијенију гасну инфраструктуру и додатне могућности обезбеђења природног гаса, као што су Румунија и Хрватска.

5. СИРОВА НАФТА, ДЕРИВАТИ НАФТЕ, БИОГОРИВА 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 Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса Нафтна индустрија Србије а.д. (у даљем тексту: НИС). 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, MOL Serbia, ЕКО-Србија, Кнез Петрол, Петрол, а затим и мањи независни малопродајни системи Euro Petrol, пословни систем Михајловић, Арт Петрол, AVIA и други.

Транспорт нафте нафтоводима обавља Акционарско друштво за транспорт нафте нафтоводима и транспорт деривата нафте продуктоводима Транснафта Панчево (у даљем тексту Транснафта), које је у 2016. години добило лиценцу за ову делатност за други десетогодишњи период. У 2019. години извршена је статусна промена предузећа Транснафта из јавног предузећа у акционарско друштво.

У Републици Србији нема изграђене инфраструктуре за јавни транспорт деривата нафте продуктоводима, ван компанија које овај вид транспорта користе за сопствене 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 2019. године лиценцирано шест енергетских субјеката: НИС, који је у 2016. години добио лиценцу за ову делатност за други десетогодишњи период, Стандард гас доо Нови Сад, Петрол ЛПГ доо из Београда, ВМЛ доо из Јакова, Energreen MTV доо из Новог Сада и Euro gas из Суботице. 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.

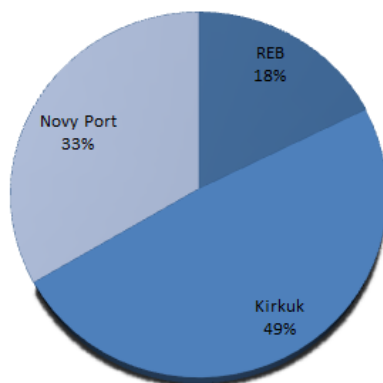
Право да намешавају биогорива са горивима нафтног порекла имају енергетски субјекти који располажу специфичним енергетским објектима за хомогенизацију ових флуида и који су прибавили лиценцу за обављање ове енергетске делатности. На идентичан начин, уведена је и делатност пуњења посуда течним нафтним 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 од 2016. године 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 2019. године лиценцирано је 19 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 2019. године повећан за три.

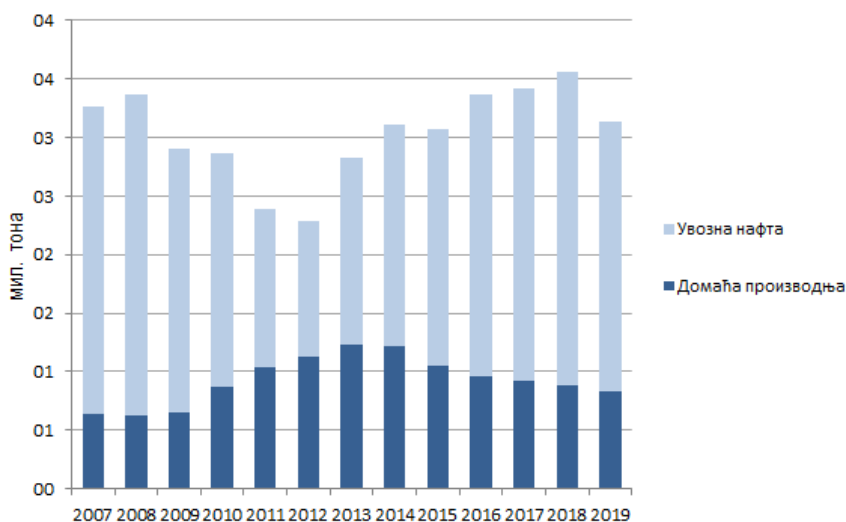
Према Закону, деривати нафте и биогорива која се стављају на тржиште морају испуњавати услове утврђене прописима о квалитету течних нафтних горива и биогорива, као и техничким и другим прописима који се односе на промет деривата нафте и биогорива.

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 2019. години, у Србији је била око 3,373 милиона тона, што је за око 12% мање него 2018. године. Смањење обима прераде у 2019. години последица је капиталног ремонта у Рафинерији нафте Панчево и реконструкција погона за благи хидрокрекинг и хидрообраду МНС/ДНТ. 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 2019. години додатно је избушено 45 разрадних и 11 истражних бушотина. У Србији је у 2019. години произведено око 0,859 милиона тона сирове нафте (25,47% од укупне потрошње), а око 2,514 милиона тона (74,53%) је обезбеђено из увоза, подједнако из Ирака (нафта типа Киркук) и Русије (нафте типа REB и Novy Port).



Слика 5-1: Типови увезене сирове нафте у 2019. години

Прерада сирове нафте обавља се у рафинерији нафте у Панчеву:



Слика 5-2: Рафинеријска прерада сирове нафте у Србији у периоду 2007-2019.

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 2019. години смањила обим прераде нафте и полупроизвода за 12% у односу на претходну годину, где је смањење последица капиталног ремонта у рафинерији Панчево. Рафинерија Панчево је 2017. године добила IPCC 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 са технологијом одложеног коксовања, која се наставила и током 2019. године. Употреба овог постројења у пуном обиму најављује се за 2020. годину, 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 2019. години је била мања готово за трећину (32,33%), чиме се наставља пад домаће производње сирове нафте. Увоз сирове нафте и полупроизвода први пут после осам година је пао за 14% у односу на 2018. годину. Удео домаће сирове нафте у укупној рафинеријској преради 2008. године је био 18,6%, у 2012. око 49,5%, док је у 2019. био 24,76%, што је повећање од око 2% 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, компанија VML у погону у Јакову, а компанија Euro gas у погону у Суботици.

Деривати нафте, као крајњи производи, осим из рафинеријске прераде, обезбеђују се и из увоза и из залиха. У 2019. години, увезено је 1,218 милиона тона деривата, што је за око 31% више него у 2018. години. Драстичан раст увоза деривата последица је смањене прераде сирове нафте због капиталног ремонта рафинерије с једне стране и раста тржишта моторних горива с друге стране, који је последица повећања броја возила и раста транспорта. Такође, малопродајно тржиште порасло је на рачун смањења veleпродајног тржишта као последица пословних одлука дела транспортних компанија да своју флоту снабдева горивом на станицама коришћењем корпоративних картица дистрибутера моторних горива. Даље, део потрошње дизел горива из сиве зоне пребачен је у легалне токове, а главни покретачи потрошње дизела, битумена и кокса су грађевинска и путарска индустрија, као и добра пољопривредна сезона. Претежно су увожени евро дизел (квалитета усаглашеног са SRPS EN 590) и ТНГ, као и мање количине безоловног моторног бензина (квалитета усаглашеног са SRPS EN 228). У 2019. години извезено је 0,9 милиона тона деривата, што је око 2% мање у односу на претходну годину. Негативан тренд потрошње забележен је код примарног бензина, због ремонта Петрохемије, и мазута, због мање потрошње за потребе грејања.

Укупна потрошња моторних горива у 2019. години била је око 2,46 милиона тона, што је за 4,6% више него у претходној 2018. години. У структури потрошње моторних горива, бензини су учествовали са 17,4%, гасна уља са 75,6%, а ТНГ-аутогас са 7,0%. Укупна потрошња бензина је повећана за 2%, у односу на 2018. годину, потрошња гасних уља - евро дизела и гасног уља 0.1 је већа за 6,5%, потрошња екстра лаког евро L гасног уља већа за 2,2%, док је потрошња течних нафтних гасова, укључујући и аутогас мања чак за 6,6%.

Ово је седма 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 горива, у односу на остала, као и због већих трошкова издавања потврда о исправности уређаја за погон возила на ТНГ (сваких пет година), тако да се коришћење аутогаса исплати само за возила која годишње прелазе велики број километара. О потрошњи компримованог природног гаса (КПГ) 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 и исто толико на хибридни 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.

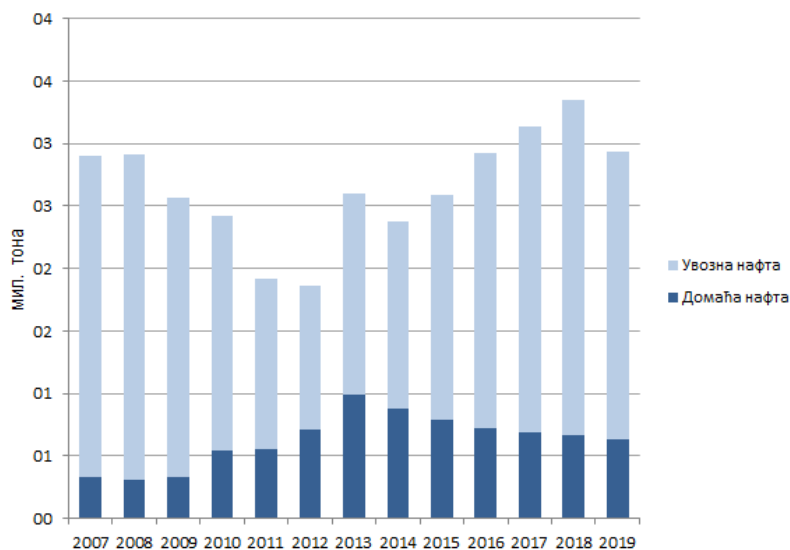
Уредбом о обележавању (маркирању) деривата нафте ("Службени гласник РС", бр. 51/15 и 5/17) ближе су утврђени услови, начин и поступак обележавања деривата нафте који се стављају на тржиште.

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 Транснафта. Осим деоница Сотин-Нови Сад, дужине 63 km и деонице Нови Сад - Панчево, дужине 91 km, саставни део овог система је и терминал у Новом Саду, опремљен пумпном и мерном станицом, на којој се налазе и два технолошка резервоара од по 10.000 m³ који се оперативно користе за транспорт сирове нафте, као и два резервоара од по 10.000 m³ и два од по 20.000 m³ који се користе за делатност складиштења сирове нафте.

Транспорт нафте нафтоводима је регулисана енергетска делатност за коју је лиценцирана 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. године, када је основана ЈП Транснафта, до краја 2019. године, укупно је транспортовано око 39 милиона тона нафте. Транспорт нафте из увоза је био мањи у периоду првог циклуса модернизације рафинерије, у 2011. и 2012. години. У 2019. години транспортовано је 0,637 милиона тона домаће и 2,302 милиона тона увозне нафте, што представља пад у транспорту домаће нафте од око 4,8% и пад транспорта нафте из увоза од око 14,2% у односу на претходну годину. У претходних десет година највећи транспорт домаће нафте остварен је 2013. године, када је био за 55% већи него 2019. године, док је најмањи транспорт увозне нафте остварен 2012. године, када је био за око 50% мањи него 2019. године.



Слика 5-3: Транспортоване количине сирове нафте нафтоводом Транснафта у периоду 2007. – 2019.

Посматрајући временски период од када постоји регулација ове делатности (слика 5-3), у 2019. години је транспортовано око 12,3% сирове нафте мање него у претходној години, што је првенствено последица смањене прераде сирове нафте због капиталног ремонта рафинерије Панчево. У односу на 2012. годину, укупан транспорт сирове нафте нафтоводом 2019. године је већи за око 57,5%.

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 као регулисану делатност од општег интереса, обавља 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 Транснафте извршено је рачуноводствено раздвајање транспорта сирове нафте од других делатности за које овај енергетски субјекат има лиценцу (трговина нафтом и дериватима нафте, компримованим природним гасом и биогоривима и 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 система за транспорт нафте нафтоводима. 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. Транснафта је 2010. године, уз сагласност Агенције, донела Правила о раду система за транспорт нафте нафтоводима. Ова Правила се примењују и након ступања на снагу Закона, без потребе за значајним изменама и допунама. У 2017. години је формирана комисија за праћење примене правила за транспорт нафте нафтоводима, која од тада разматра 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, 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 система за транспорт нафте нафтоводима, као и програме и мере за смањење губитака у овом систему и одговорни су за остваривање плана развоја. Агенција даје сагласност на план развоја система за транспорт нафте нафтоводима и деривата нафте продуктоводима. У 2019. години Транснафта није доставила Агенцији план развоја на сагласност.

У претходном петогодишњем плану развоја, када није постојала законска обавеза да Агенција даје сагласност, 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 2019. години није добио енергетску дозволу као предуслов за прибављање грађевинске дозволе.

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

5.3.3 Цене приступа систему

Цена приступа систему за транспорт нафте нафтоводима Транснафта није се мењала у 2019. години.

Табела 5-1: Цена приступа систему

Транснафта	Деоница нафтовода	31.12.2018.	31.12.2019.
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 уља за ложење, биоуље 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. године, а додатне измене урађене су и 2019. године). 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 2019. години 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", бр. 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, 145/14 и 95/2018) којим су у домаће законодавство имплементирана Директива (ЕЗ) и 2009/119, везане за обезбеђивање минималних обавезних резерви нафте и деривата нафте.

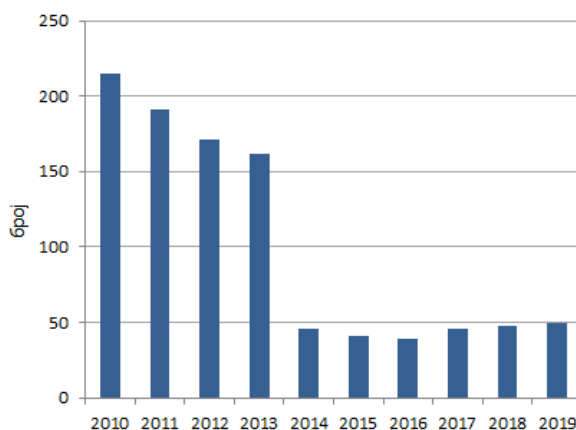
Директива (ЕЗ) 2009/28, која се односи на обновљиве изворе енергије у циљу смањења емисије гасова са ефектом стаклене баште, у делу који се односи на обавезан садржај биогорива у моторним горивима, имплементирана је у домаће законодавство 2019. године пошто су донети: Уредба о уделу биогорива на тржишту (Службени гласник РС бр. 71/2019), Правилник о техничким и другим захтевима за биогорива и биотечности (Службени гласник РС бр. 73/2019) и Уредба о критеријуму одрживости биогорива (Службени гласник РС бр. 83/2019). 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 2019. године још увек био занемарљив.

У 2019. години ступио је на снагу Правилник о непокретним резервоарима ("Службени гласник РС", бр. 50/2019) су, између осталог, утврђени захтеви и означавање ових објеката, карактеристике опреме за испуњење тих захтева, као и услови за оверавање непокретних резервоара.

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

5.4.1 Велепродајно тржиште

Закључно са 2019. годином, лиценцу за обављање делатности трговине нафтом, дериватима нафте, биогоривима и компримованим природним гасом има 50 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. године, 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 од 2017. до 2019. године, 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 шест година. У периоду од усвајања Закона о енергетици крајем 2014. године, закључно са 2019. годином трајно је одузето 207 лиценци за обављање ове делатности, што је релевантан показатељ укрупњавања тржишта. Смањивање 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

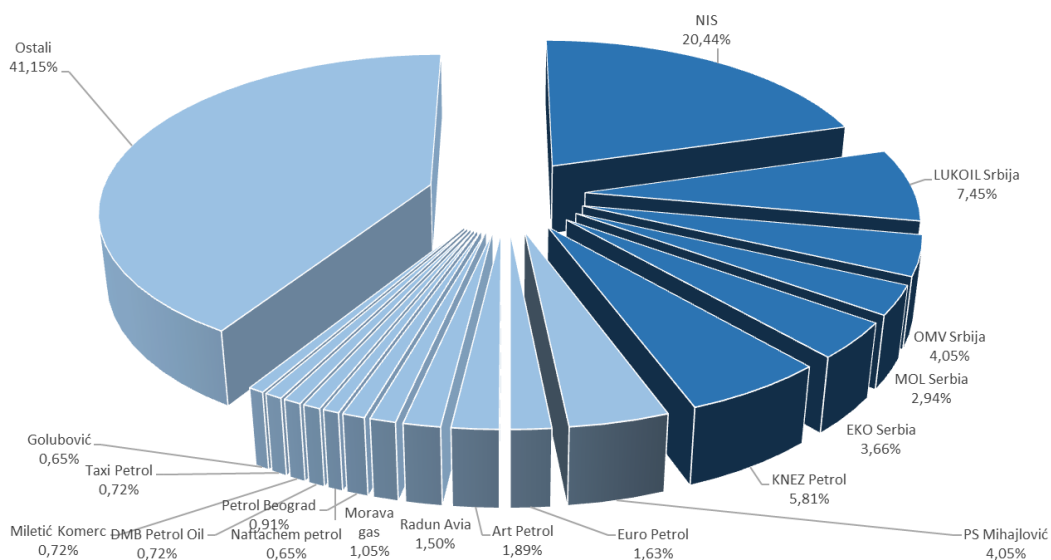
Законом о пловидби и лукама на унутрашњим водама ("Службени гласник РС", бр. 73/10, 121/12, 18/15, 96/15 - др. закон, 92/16, 104/16 - др. закон, 113/17 - др. закон, 41/18, 95/18 - др. закон, и 37/19 - др. закон) предвиђено је да бродари, лучки оператери и Дирекција за водне путеве ускладе своје пословање са одредбама Закона о пловидби и лукама на унутрашњим водама, најкасније до 31. децембра 2018. године. Тај рок је два пута

продужаван, а до краја 2019. године нису све компаније које складиште деривате нафте у резервоарима на речним терминалима ускладили своја пословања са важећим прописима на одговарајући начин. Прву лиценцу за обављање делатности трговине горивима за пловила добило је у 2019. години привредно друштво Сибир Инвест доо из Пожаревца за бункер станицу у Великом Градишту на реци Дунав.

За енергетску делатност складиштење нафте, деривата нафте и биогорива број лиценцираних енергетских субјеката порастао је за четири, а од 25 ималаца ове лиценце највеће складишне капацитете имају компанија НИС, а затим Транснафта, Митан оил и Naftachem.

5.4.2 Малопродајно тржиште

Законом о енергетици из 2014. године 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", бр. 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. године, 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 2019. године укупно 455 енергетских субјеката имало такву лиценцу, што је за 7 лиценци више него у 2018. години. Пораст броја лиценцираних субјеката за обављање ове делатности у периоду 2011.-2016. година 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 наставка 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 укупњавања тржишта.



Слика 5-5: Учесће компанија на малопродајном тржишту моторних горива према броју станица у 2019. години

На слици 5-5 приказано је учешће највећих компанија на малопродајном тржишту моторних горива у 2019. 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 иликупа 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.), док су као остали обједињене

све компаније са мање од десет станица. 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 96,7% свих лиценцираних енергетских субјеката, који делатност трговине моторним горивима обављају на око 40% укупног броја малопродајних објеката у Републици Србији. Највећи раст у броју станица на којима обављају делатност у 2019. години имали су пословне група Кнез Петрол (6), пословни систем Михајловић (6) и MOL Serbia (4), док су највећи пад имале пословне групе НИС (4) и Euro Petrol (5).

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 2019. године издато је 7 лиценци за трговину на мало за 8 станица за снабдевање компримованим природним гасом и 15 лиценци за обављање делатности трговине на велико искључиво компримованим природним гасом, што је за 4 више него у 2018. години. 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 шест 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“, бр. 15/2016 и 88/2019) 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 продуктоводима.

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 домаћинстава 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 2019. 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 домаћинстава и малих купаца на тржишту електричне енергије и природног гаса, 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 отворано 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. године, 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. године, 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 именовања од стране Владе Републике Србије. Статусна промена је регистрована 01. јуна 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 2018. године смањило на 32 јавна снабдевача, због спајања два енергетска субјекта, колико их је обављало делатност јавног снабдевања природним гасом и у 2019. години.

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 приморедја, иказане на једнозначан начин и у разумном року. Законом је предвиђено да купац може да овласти 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 обезбеђивања 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) омогућило 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 Републике Србије 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. Током 2019. 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 2019. 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 2019. години углавном поништавала одлуке донете у првом степену због повреде процесног закона као и материјалних прописа. Имајући у виду да се број жалби у 2019. 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 2019. 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, повећан је у 2019. години у односу на претходну годину.

Агенција је и током 2019. 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 2019. 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 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 Републике Србије. 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 2019. 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 1. 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 статуса 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) имовинско 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 2019. године, од када важе нови износи.

Табела 6-1: Укупан месечни приход као услов за стицање статуса енергетски угроженог купца у 2019. години

За домаћинство са бројем чланова	Укупан месечни приход до динара	
	до 30. новембра	од 01. децембра
1	14.414,34	14.571,74
2-3	20.986,96	21.216,14
4-5	27.555,28	27.856,18
6 и више	34.652,31	35.030,72

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 2019. годину 21% енергетски угрожених купаца је припадало домаћинствима са 1 чланом, 31% су била домаћинства са 2-3 члана, 37% 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 2019. години 80,7% енергетски угрожених купаца имало је остварену потрошњу која им је омогућавала 100% право на умањење месечне обавезе, 4,9% енергетски угрожених купаца је имало право на умањење месечне обавезе за 50% док је 1,3% 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 на умањење рачуна и оних који то право нису искористили, кретао се од 0,4% па до 4,3% посматрано по месецима. 13,1% 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 2019. 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 2019. години и годишњи износ динара који је за ове намене издвојен из буџета, био је:

Табела 6-4: Остварено право на умањење рачуна у 2019. години

	Купци који су остварили право на умањење	
	број купаца	годишњи износ 000 динара
Електрична енергија	76.867	1.251.484
Природни гас	68	382
Укупно	76.888	1.251.866

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 списка 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 управном поступку, а статус се одобрава решењем. Укупан број купаца који су остварили умањење рачуна за испоручену електричну енергију и природни гас током 2019. године није значајно порастао у односу на претходну годину (2%) и посматрано по месецима, у делу електричне енергије, он се кретао у распону од 64.713 у јануару до 76.867 у мају 2019. године.

¹⁹ МПУ = Максимална потрошња електричне енергије из Уредбе о енергетски заштићеном купцу

На основу података добијених од ЈП „Електропривреда Србије“, број корисника бенифиција по Уредби за електричну енергију по месецима у 2019. години је био:

Табела 6-5: Преглед енергетски угрожених купаца електричне енергије по месецима 2019. године

Месец у 2019.	Број енергетски угрожених купаца	Износ умањења рачуна за ел.енергију динара
Јануар	64.713	86.752.363,93
Фебруар	70.697	94.985.504,79
Март	74.441	103.225.442,16
Април	76.206	106.821.904,08
Мај	76.867	108.278.763,78
Јун	76.361	108.308.298,84
Јул	76.129	108.165.022,97
Август	75.892	108.110.135,40
Септембар	76.100	108.458.858,16
Октобар	76.565	108.123.588,81
Новембар	76.024	105.669.708,39
Децембар	75.387	104.584.277,50
УКУПНО		1.251.483.868,82

Укупан износ бенефита који су остварили енергетски угрожени купци електричне енергије у 2019. години је износио 1.251.865.870 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 2019. године, уочене су и сезонске осцилације које указују да један део ових купаца користи електричну енергију за грејање. Тако је у јануару месецу 2019. године, 73,8% свих домаћинстава која су стекла статус угроженог купца, испунило услов за 100% максималног права на умањење, још 8,2% су имали право на 50%, док је 4,3% домаћинства прекорачило границу потрошње и није добило умањење рачуна. Током јануара месеца 2019. године, број домаћинстава који су имали умањање веће од висине рачуна чинили су 13,7% укупног броја домаћинстава која су остварила право на умањење рачуна. У летњим месецима, ова статистика је много боља јер је на пример у августу месецу 84,7% свих домаћинстава која су стекла статус угроженог купца испунило услов за 100% максималног права на умањења, још 2,4% су имали право на 50%, док само 0,4% због прекомерне потрошње, није остварило право на умањење.

Број енергетски угрожених купаца електричне енергије у 2019. 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 2018. 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 10% укупне популације у Србији не може да обезбеди одговарајућу температуру грејања у својим становима, што мерено преко просечног броја чланова домаћинства од 2,7, указује да преко 260.000 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 28,4% укупне популације. Такође, 16,6% 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 450 – 500 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 7,2%, што значи да 7,2% становника Србије (око 500.000 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 у децембру 2019. 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

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

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 2019. години

Број чланова породице	Број породица	Укупно лица	Износ 000 динара
1	36.718	36.718	321.876
2	18.698	37.396	206.388
3	9.939	29.817	129.695
4	10.918	43.672	164.317
5	6.401	32.005	110.798
6 и више	5.394	32.364	106.506
Укупно	88.068	211.972	1.039.580

Табела 6-7: Преглед броја примаоца дечијег додатка у 2019. години

За дете		Број	Износ 000 динара
Прворођено		118.139	384.006
Другорођено		98.730	314.095
Трећорођено		43.670	138.447
Четворођено		16.806	54.566
Укупно	Деце	277.345	891.114

²¹ У Србији је у децембру 2019. године било 1.708.293 пензионера са просечном месечном пензијом од 26.336 динара. Од тог броја, 170.582 је пољопривредних пензионера са просечном пензијом од 11.265 динара. При томе 27,8% пензионера (око 475.000) 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/2019/RF%20PIO%20Statisticki%20mesecni%20bilten%20-%20decembar%202019.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.

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 правне норме из области енергетике усклађене су 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 начину, поступку и роковима за вођење књиговодствених евиденција за потребе регулације и за потребе спровођења раздвајања рачуна по енергетским делатностима;
 - 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;

- билатералне уговоре за расподелу прекограничних преносних капацитета;
- процедуру прикључења на преносни систем;
- програме усклађености за обезбеђивање недискриминаторног понашања оператора система, акте о условима за именовање, трајање мандата и разрешење Лица задуженог за праћење Програма недискриминаторног понашања, и давање претходне сагласности на кандидата који се предлаже за Лице задужено за праћење програма недискриминаторног понашања;
- 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 у складу са 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 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 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 Републике Србије 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.

Финансијски план Агенције за 2020. годину, донет од стране Савета Агенције у законском року, 31. октобра 2019. године, достављен је истог дана Народној скупштини на усвајање. У фебруару 2020. године усвојен је и Финансијски план Агенције за 2020. 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. Трећег 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 уочених 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 извршава 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 принципима 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 2019. години

Радам Агенције управља Савет Агенције који је у 2019. години одржао 48 седница (43 редовне и 5 ванредних), 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 2019. године издао лиценце за 14 енергетских делатности, од 25 за које се, сагласно Закону о енергетици из 2014. године, издају лиценце:

Агенција је у 2019. години примила 89 захтева за издавање лиценце, што са 2.213 захтева примљених у периоду 2006 - 2018. чини укупно примљених 2.302 захтева.

У 2019. 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 80 нових лиценци, док је у 15 предмета поступак окончан одбацивањем захтева, у 7 предмета одбијањем захтева, у једном предмету поступак је обустављен, по сили закона су престале да важе 2 лиценце, у 6 предмета лиценце су трајно одузете и у 11 предмета, решења о издавању лиценце су укинута по захтевима енергетских субјеката. С обзиром да за многе лиценце издате у претходним годинама, након протекла рока њиховог важења, лиценцирани енергетски субјекти нису поднели захтев за њихово продужење, крајем 2019. године, било је укупно 960 важећих лиценци.

Захтеви који се подносе Агенцији су у највећем броју случајева били без потпуне документације, па су на захтев Агенције допуњавани и исправљани у складу са законом који уређује управни поступак. По отклањању утврђених недостатака и комплетирању документације, захтеви су били предмет поновне оцене ради провере испуњености услова за издавање лиценце. С обзиром на стриктно придржавање правила поступка и прописаних рокова, у поступку обраде захтева, из претходне године пренето је само 4 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 превозних средстава и трговину нафтом, дериватима нафте, биогоривима и компримованим природним гасом, а највише због промене објеката у којима се обавља делатност. У току 2019. године, Савет Агенције је донео 82 решења којима су измењена првобитна решења о издавању лиценце углавном за обављање делатности у нафтном сектору.

Агенција нема надлежности над енергетским субјектима који нису испунили услове за издавање лиценци. У 2019. 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 2019. години (неки захтеви су из претходне године, а лиценца је издата у 2019.) по делатностима, дат је у табели 7-1.

Табела 7-1: Поднети захтеви и одобрене лиценце у 2019. години по делатностима

Ред. бр.	Делатност	Поднето захтева	Одобрено лиценци
1.	Производња електричне енергије	3	3
2.	Комбинована производња електричне и топлотне енергије	1	1
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	1	1
6.	Снабдевање електричном енергијом	2	2
7.	Снабдевање на велико електричном енергијом	7	5
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	5	4
13.	Јавно снабдевање природним гасом	1	0
14.	Производња деривата нафте	1	1
15.	Транспорт нафте нафтоводима	0	0
16.	Транспорт деривата нафте продуктоводима	0	0
17.	Складиштење нафте, деривата нафте и биогорива	7	5
18.	Трговина нафтом, дериватима нафте, биогоривима и компримованим природним гасом	14	8
19.	Трговина горивима ван станица за снабдевање превозних средстава	1	1
20.	Пуњење посуда за течни нафтни гас, компримовани и утечњени природни гас	3	3
21.	Трговина моторним и другим горивима на станицама за снабдевање превозних средстава	39	42
22.	Трговина горивима за пловила	2	1
23.	Производња биогорива	0	0
24.	Производња биотечности	0	0
25.	Намешавање биогорива са горивима нафтног порекла	0	0
	Укупно	89	80

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 јануару 2019. 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 транспорт природног гаса, Методологију за одређивање цене приступа складишту природног гаса и Методологију за одређивање цене приступа систему за транспорт нафте нафтоводима и деривата нафте продуктоводима. Све методологије објављене су у јануару у Службеном гласнику РС, број 4/19.

Савет Агенције је у 2019. години дао сагласност на следеће одлуке о ценама:

- За електричну енергију
 - сагласност на одлуку о цени нестандартних услуга ЕПС Дистрибуција д.о.о. Београд у јануару;
- за природни гас
 - сагласност на одлуку о цени нестандартних услуга ДОО ГАС Бечеј, у октобру;
 - сагласност на одлуку о цени нестандартних услуга ЈП Ковин гас, Ковин у октобру;
- У новембру 2019. 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 октобру 2019. године дао сагласност на одлуку о цени за приступ систему за пренос електричне енергије коју је донео АД ЕМС, приступ систему за дистрибуцију електричне енергије коју је донео ЕПС-Дистрибуција д.о.о. Београд и за гарантовано снабдевање коју је донео ЈП ЕПС. 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. години донео Правила о промени снабдевача („Службени гласник РС“, број 93/12), а у 2015. години је донео нова, ради усклађивања са Законом из 2014. године, 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.

У новембру 2019. године, Савет Агенције је дао сагласност на следећа правила:

- Одлуку о изменама и допунама Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета оператора преносног система ЕМС АД;
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на српско-мађарској граници за 2020. годину („Уговор између оператора преносног система Републике Мађарске – MAVIR Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd. и оператора преносног система Републике Србије - ЕМС АД Београд о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступу прекограничним преносним капацитетима за 2020. годину“);
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на српско - румунској граници за 2020. годину („Уговор између оператора преносног система Републике Румуније – С.Н.Т.Е.Е. TRANSELECTRICA – S.A. и оператора преносног система Републике Србије - ЕМС АД Београд о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступу прекограничним преносним капацитетима за 2020. годину“);
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на српско-бугарској граници за 2020. годину („Амандман 1 Уговора између оператора преносног система Републике Бугарске – Електроенергиен Системен Оператор ЕАД и оператора преносног система Републике Србије - ЕМС АД Београд о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступу прекограничним преносним капацитетима за 2020. годину“);
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на српско-хрватској граници за 2020. годину („Амандман 1 Уговора између оператора преносног система Републике Хрватске – Хрватски оператор приеносног система ХОПС и оператора преносног система Републике Србије - ЕМС АД Београд о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступу прекограничним преносним капацитетима за 2020. годину“);

- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на граници Србије и Босне и Херцеговине за 2020. годину („Анекс 2 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 2020. годину“);
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на српско-македонској граници за 2020. годину („Уговор о управљању загушењима на македонско-српској граници између оператора преносног система Републике Македоније – Македонски електропреносен систем оператор а.д. и оператора преносног система Републике Србије - ЕМС АД Београд, којим се уређује поступак и начин расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступ прекограничним преносним капацитетима за 2020. годину“) и
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на српско-црногорској граници за 2020. годину („Уговор између оператора преносног система Црне Горе – Црногорски електропреносни систем а.д. и оператора преносног система Републике Србије - ЕМС АД Београд, којим се уређује поступак и начин расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступ прекограничним преносним капацитетима за 2020. годину“).

Током 2019. 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 ЕМС АД 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 2019. године Савет Агенције је дао сагласност и на следећа акта:

- План развоја преносног система за период 2018.-2027. година и План инвестиција у преносни систем за период 2018.-2020. година ЕМС АД, у фебруару;
- Правила о изменама Правила о раду дистрибутивног система електричне енергије ЕПС Дистрибуција доо Београд, у марту;
- План развоја преносног система за период 2019.-2028. година и План инвестиција у преносни систем за период 2019.-2021. године ЕМС АД у октобру;
- План развоја транспортног система ЈУГОРОСГАС-Транспорт доо Ниш, за период 2019.-2028. година, у јулу;
- 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 2019.-2020. година ЕПС Дистрибуција доо Београд, у августу;
- Правила о објављивању кључних тржишних података ЕМС АД, у августу.

За надзор над тржиштем енергије су од 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. године 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 обезбеђивање недискриминаторног понашања за 2016. годину, поднетог од стране лица одговорног за праћење усклађености. Одлуком из септембра 2019. године Савет Агенције није дао сагласност на Годишњи извештај о спровођењу програма усклађености за обезбеђење недискриминаторног понашања за 2018. годину, с обзиром на неусаглашеност Одлуке о оснивању Оператора дистрибутивног система ЕПС Дистрибуција д.о.о. Београд са новим Законом о јавним предузећима и Законом о енергетици.

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 (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, у октобру 2018. године, Прелиминарну одлуку о изузећу. У складу са прописаном процедуром а након прибављања мишљења Секретаријата енергетске заједнице, у марту 2019. године Савет Агенције донео је Коначну одлуку о изузећу новог интерконектора за природни гас, као и Одлуку о изменама и допунама Одлуке о правилима за расподелу капацитета и механизмима за управљање транспортним капацитетима ГАСТРАНС д.о.о. у циљу усаглашавања исте са коначном одлуком о изузећу. Коначном одлуком о изузећу, привредном друштву ГАСТРАНС д.о.о. одобрено је изузеће од обавезе власничког раздвајања, примене правила приступа треће стране и примене регулисаних цена транспорта природног гаса.

Агенција је у марту 2019. године дала сагласност и на следеће акте које је донело друштво ГАСТРАНС д.о.о. на основу Коначног акта о изузећу, а за потребе спровођења обавезујуће расподеле дугорочних транспортних капацитета:

- Тарифну методологију за обрачун тарифа за услуге транспорта природног гаса;
- Модел дугорочног уговора о транспорту природног гаса који се закључује између ГАСТРАНС д.о.о. и учесника обавезујуће фазе расподеле дугорочних капацитета за које је одобрено изузеће од обавезе приступа треће стране;
- Програма недискриминаторног понашања у друштву ГАСТРАНС д.о.о.;
- Одлуку о условима за именовање лица задуженог за праћење Програма недискриминаторног понашања;
- Акт о именовању Лица задуженог за праћење Програма недискриминаторног понашања.

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 2019. години, примљено је укупно 366 поднесака који су се углавном односили на рад и поступање енергетских субјеката из различитих домена њиховог пословања, од којих су 239 жалбе које Агенција решава у управном поступку, као поверене послове, а 127 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 2019. години је обрађено свих 239 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 одбацавању захтева.

Све жалбе су изјављене на акта оператора дистрибутивног 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 2019. 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 2019. 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 2019. годином, поднето је 90 тужби Управном суду Републике Србије, 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	2019	укупно
Број тужби	4	2	9	12	7	4	8	7	6	11	5	14	90

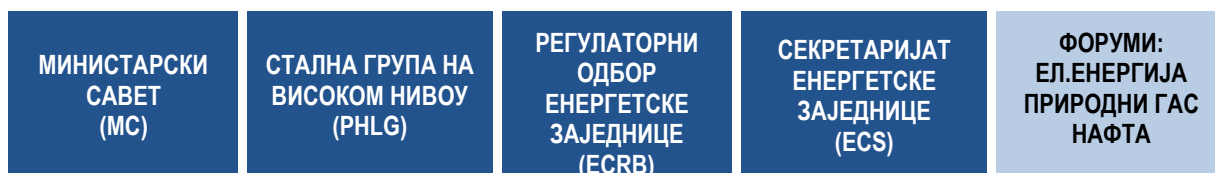
7.2.5 Међународне активности

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. године његово трајање је продужено до 2026. године. Такође, на основу одлука Министарског савета, кроз имплементацију Трећег 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 је председавао 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 2019. години учествовала у следећим активностима регулаторног одбора ЕнЗ (ECRB):

Стратешке и заједничке активности

- Давање мишљења о Прелиминарним одлукама о сертификацији оператора преносних система сагласно члану 9 Одлуке Министарског савета Енергетске заједнице D/2011/02/MC-EnC о имплементацији Трећег пакета прописа о унутрашњем тржишту енергије у ЕУ,
- 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) и
- сарадња са регионалном платформом оператора дистрибутивних система ECDSO за електричну енергију и природни гас.

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 коментара на предлоге адаптираних верзија Уредбе ЕУ 1227/2011 за примену „лаког“ REMIT у Уговорним странама Енергетске заједнице и Методологије за координисани

²² Трошкове учешћа представника Агенције у раду институција Енергетске заједнице надокнађује Секретаријат Енергетске заједнице

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 1222/2015 у Уговорним странама Енергетске заједнице, а које је израдио Секретаријат Енергетске заједнице уз помоћ ангажованих консултаната.

- Током 2019. године ECRB је одобрио: извештај о трговини на дугорочном тржишту електричне енергије, и извештај о унутардневном тржишту електричне енергије у Уговорним странама Енергетске заједнице;
- Током 2019. године радна група за електричну енергију ECRB је разматрала нацрте Препоруке за одређивање номинованог оператора тржишта електричне енергије (NEMO) и Препоруке за израду Методологије за примену регионалног координисаног прорачуна прекограничног преносног капацитета у Уговорним странама Енергетске заједнице, пре усвајања адаптиране верзије Уредбе 1222/2015 (CACM), које је израдила ECRB Секција Секретаријата Енергетске заједнице користећи нацрте докумената консултаната са идејом да ти документи постану Препорука Регулаторног одбора (ECRB) на нивоу Енергетске заједнице, тј. упутства на који начин регулаторна тела Уговорних страна Енергетске заједнице могу да именују своју националну берзу за NEMO и примене Методологију за регионални координисани прорачун прекограничног преносног капацитета у одсуству примењене адаптиране Уредбе 1222/2015 (CACM), при чему је Агенција имала став да предложене препоруке нису правно изводљиве у Републици Србији. Током 2019. године је одобрена Препорука Регулаторног одбора (ECRB) за одређивање номинованог оператора тржишта електричне енергије (NEMO), док је нацрт Препоруке за израду Методологије за примену регионалног координисаног прорачуна прекограничног преносног капацитета само разматран у оквиру радне групе за електричну енергију.
- Одржана је прва регулаторна школа Секретаријата Енергетске заједнице везано за питања координисаног прорачуна прекограничног преносног капацитета 13. фебруара 2019. године у Бечу; одржана је друга заједничка радионица ACER-ECRB везано за примену Уредбе 1222/2015 (CACM) којој су присуствовали представници ACER и чланови регулаторне радне подгрупе ACER 27.02.2019. године у Бечу.
- Анализа баланских механизма у региону југоисточне Европе и сагледавање могућности њиховог унапређивања: током 2019. године ECRB је одобрио извештај о балансирању у Уговорним странама Енергетске заједнице; разматран је координисани допринос пројектима интеграције баланских тржишта у оквиру Берлинског процеса.
- Надзор и праћење функционисања тржишта електричне енергије у Енергетској заједници:
 - праћење прекограничне трговине електричном енергијом у југоисточној Европи, сагласно Смерницама ECRB за надзор тржишта Југоисточне Европе, коришћењем базе података за надзор тржишта и веб интерфејса платформе (SEEAMMS), чија се администрација одвија по принципу ротације између чланова радне групе уз израду годишњег извештаја о праћењу тржишта; подржан је предлог Агенције да се нова Уредба ЕУ везано за обавезу оператора преносног система да нуди расположивост 70% прекограничног преносног капацитета на неки начин повеже са активностима у оквиру активности SEEAMMS, јер се она управо бави улазним елементима за прорачун расположивог прекограничног преносног капацитета;
 - израда и одобрење извештаја о усаглашености Уговорних страна са захтевима из Уредбе о транспарентности ЕУ 543/2013; разматрано је и прихваћено иновирање модела праћења транспарентности тако што би се у оквиру интернет сајта Секретаријата Енергетске заједнице направила страница на којој би се континуално вршила измена података везано за измене објављивања података на платформи ENTSO-E (EMFIP);
 - израда извештаја о надзору велепродајних тржишта електричне енергије сагласно ЕУ пракси (коришћењем индикатора ACER за оцену стања на великопродајном тржишту електричне енергије) за 2017/18.
- Израда и одобрење извештаја о учешћу компоненте производње („G“ компонента) у ITC (Inter TSO Compensation) механизму, уз преглед да ли оператори преносног система прикупљају средства од произвођача за надокнаду ITC потреба за плаћање, и да ли је „G“ компонента уврштена у тарифни систем, а у складу са Уредбом ЕУ 838/2010 ЕУ.
- Током 2019. године Агенција је покренула дефинисање начина гласања у оквиру радних група ECRB кроз допуну Интерних правила ECRB, што до сада није било дефинисано.

Природни гас

- извештај о статусу примене захтева трећег енергетског пакета који се односе на транспарентност у уговорним странама Енергетске заједнице као и израда извештаја о упоредној анализи захтева за транспарентност који постоје у Енергетској заједници и земљама MedReg;
- израда извештаја о статусу велетржишта природног гаса у Енергетској заједници;
- израда извештаја о координацији рада транспортних и дистрибутивних система у Енергетској Заједници;
- израда упитника за прикупљање података на основу којих ће се састављати извештај о загушењима на интерконекторима;

- прикупљање и достављање података о велетржишту за потребе израде извештаја ACER о надзору велетрговине и
- учешће у раду гасне регионалне иницијативе југ-југоисток (Gas Regional Initiative South South- East; GRI SSE) Европске уније, у којој је од 2016. године, АЕРС постала копредседавајуће регулаторно тело.

Малопродајно тржиште електричне енергије и природног гаса и заштита купаца

- израда извештаја о функционисању малопродајних тржишта електричне енергије и природног гаса у Енергетској заједници;
- успостављена је сарадња са радном групом CEER која ради на припреми извештаја на тему квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом, који ће укључити и преглед остварених индикаторе комерцијалног квалитета;
- у оквиру CEER извештаја о губицима електричне енергије у преносном и дистрибутивном систему објављени су и подаци за Уговорне стране ЕнЗ;
- припремљен је извештај о прегледу законске регулативе у Уговорним странама ЕнЗ везане за потрошаче који су истовремено и произвођачи електричне енергије;
- у 2019. години је настављена сарадња радних група за тржиште на мало и заштиту потрошача ECRB, CEER и MedReg тако да је на заједничкој радионици разматрана улога потрошача и енергетских регулатора у оквиру Пакета чисте енергије за све Европљане, 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 и
- завршен је извештај у коме је дат упоредни преглед квалитета испоруке и снабдевања природним гасом.

Радна група за REMIT (Уредба ЕК о интегритету и транспарентности тржишта енергије)

Под окриљем регулаторног одбора Енергетске Заједнице у 2019. години је оформљена Радна група за REMIT (Уредба ЕК о интегритету и транспарентности тржишта енергије 1227/2011) чији су чланови представници националних регулаторних тела Уговорних страна Енергетске Заједнице. Циљ ове групе је да се омогући рана имплементација Уредбе „Лаки РЕМИТ“ која је усвојена на шеснаестом Министарском Савету 29. новембра 2018. године.

У складу са одлуком ECRB о покретању радне групе за REMIT програм рада радне групе представљен је програмом четири радне подгрупе:

- Procedural Acts (Процедурални акти) – У оквиру радне подгрупе предвиђена је координација на изради процедуралних аката неопходних за имплементацију РЕМИТ како за пријаву по основу кршења Уредбе РЕМИТ, тако и за испитивања потенцијалних злоупотреба по питању РЕМИТ;
- Registration and Central Registry (Регистрација и централни регистар) – Предвиђено је да се у оквиру радне подгрупе изради нацрт захтева који је потребно попунити приликом регистрације по основу Уредбе РЕМИТ, како за национални тако и за централни регистар, узимајући у обзир дефинисање начина издавања јединствених регистрационих кодова за регистроване учеснике;
- Capacity Building and Cooperation with ACER (Унапређење знања и сарадња са АЦЕР) – Циљ радне подгрупе је да се кроз тренинге и радионице обезбеде потребна знања за имплементацију Уредбе РЕМИТ али и за сарадњу између регулаторних агенција Уговорних страна приликом примене Уредбе РЕМИТ;
- Cyber Security in the context of REMIT actions (Сајбер сигурност у оквиру РЕМИТ) – Радна подгрупа има за циљ да унапреди сарадњу између Уговорних страна Енергетске заједнице у обезбеђењу сигурности приликом размене података, односно постизање високог нивоа сигурности информационих система који служе за размену података.

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).

Агенција је у 2019. години учествовала у следећим ад-хок радним групама Енергетске заједнице:

Радна група за Сајбер безбедност у Енергетској заједници

Радна група CyberCG (*Energy Community Cybersecurity Coordination Group*) има за циљ да подржи и олакша сарадњу између Уговорних страна Енергетске заједнице у обезбеђењу сигурности приликом размене података, односно постизање високог нивоа сигурности информационих система који служе за размену података. У складу са тим главни задатак CyberCG је дефинисање “критичне инфраструктуре”, која представља скуп најважнијих података који се размењују и који су од великог значаја за енергетски сектор, а у циљу заштите ових података.

У оквиру CyberCG предвиђено је да се раде следеће активности:

- идентификација најважнијих енергетских субјеката који врше размену податка (оператор преносног система, оператор дистрибутивног система, снабдевачи, произвођачи, национална регулаторна тела, министарство за енергетику...), идентификација података и критичне инфраструктуре и др;
- обезбеђивање стратешких смерница и давање упутстава за заштиту података;
- размена искустава између Уговорних страна и других заинтересованих страна у вези са заштитом приликом размене података;
- пружање помоћи Уговорним странама у изградњи капацитета за осигуравање сигурности података и заштите критичне инфраструктуре и др.
- Свака Уговорна страна Енергетске заједнице има своје представнике у CyberCG. Чланови CyberCG су: представници министарства за енергетику Уговорних страна, представник националног регулаторног тела Уговорних страна, представници Секретеријата Енергетске заједнице, Европске комисија, Агенције Европске уније за безбедност мрежа и информација (European Union Agency for Network and Information Security – ENISA) и др.

Инфраструктура

Представници Агенције учествују у активностима радних група за пројекте од интереса за Енергетску заједницу (тзв. РЕСИ/РМИ групе), основане сагласно одредбама одлуке Министарског савета Енергетске заједнице о усвајању Уредбе ЕУ о трансевропским енергетским мрежама²³ (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 савета²⁴, 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).

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 (спот) 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 (спот) тржишта електричне енергије („market coupling“) са суседним тржиштима и др.

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 током 2019. године нису учествовалии представници Агенције. Крајем 2019. Године, консултанти које је под окригљем WB6 ангажовао Секретаријат Енергетске заједнице на изради извештаја о балансирању и координисаном прорачуну прекограничног преносног капацитета, завршили су свој рад и представили коначне извештаје.

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 цевовода који се суочавају са тешкоћама у 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.

²³ Одлука бр. D/2015/09/МС-ЕпС од 16.10.2016. године

²⁴ Важећа листа приоритетних инфраструктурних пројеката усвојена је Одлуком Министарског савета бр. D/2018/11/МС-ЕпС од 29.11.2018. године.

Агенција за енергетику, у оквиру својих надлежности, доприноси спровођењу активности предвиђених овом иницијативом, као што су: сертификација оператора транспортног система, операционализиција 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 Учешће у асоцијацијама регулатора у енергетици

Агенција је члан Савета европских енергетских регулатора (Council of European Energy Regulators - CEER), тела чија је мисија да кроз сарадњу независних енергетских регулатора доприноси формирању јединственог, конкурентног и ефикасног тржишта енергије у ЕУ. 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 2019. 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 БАФ форум). Саветодавни БАФ 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), Регулаторна агенција за енергетику Црне Горе (REGAGEN), Регулаторно тело за енергетику Албаније (ERE) и Регулаторне комисије за енергетику Републике Српске (RERS) 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. Током 2019. године, формирана радна група БАФ за електричну енергију, радила је на изради извештаја о активностима које спроводе регулаторна тела у земљама БАФ везано за надзор велепродајног тржишта електричне енергије.

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 21 месеци.

8. ИЗВЕШТАЈ О ФИНАНСИЈСКОМ ПОСЛОВАЊУ АГЕНЦИЈЕ

Финансијско пословање Агенције за 2019. годину се одвијало у складу са одобреним Финансијским планом за 2019. годину од стране Народне скупштине („Службени гласник РС“ број 75/18) као и ребалансом Финансијског плана за 2019. годину одобреним од стране Народне скупштине („Службени гласник РС“ број 13/20).

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 2018. године Народной скупштини доставила на сагласност Финансијски план за 2019. годину, који је одобрен и усвојен у децембру 2018. године.

У овом извештају је приказано планирано и остварено коришћење средстава по наменама, из прихода добијених, у складу са Законом 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 2019. години

Ред.бр.	Приходи	динара		
		Остварено 2018.	План 2019.	Остварено 2019.
1	Приход од лиценци	22.438.000	24.570.000	15.937.272
2	Приход од регулаторне накнаде	164.910.832	164.910.832	168.514.811
3	Пренети вишак прихода из претходне године	0	3.274.857	0
4	Приход од донација и рефундација	3.065.121	3.039.600	1.881.992
5	Финансијски и остали приходи	586.797	1.820.000	1.814.794
6	Наплаћена исправљена потраживања	33.571.872	33.571.872	33.571.872
	УКУПАН ПРИХОД	224.572.622	231.187.161	221.720.741

НАПОМЕНЕ О ПРИХОДИМА:

Приходи од накнада за трошкове издавања лиценци у 2019. 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 2019. годину у укупном износу од 15.937.272 динара. Од тог износа, део прихода који се односи на укупно 96 поднетих и плаћених захтева за издавање лиценце за обављање енергетске делатности, износи 12.737.920 динара, а део који се односи на укупно 70 захтева за измене раније издатих решења износи 3.199.352 динара.

У 2019. години је приход од накнада за трошкове издавања лиценци значајно мањи у односу на планирани за 35%, као и према оствареном приходу претходне 2018. године за 29% номинално. Разлог томе је смањење броја поднетих захтева за издавањем лиценци и измена постојећих решења у 2019. години.

Приходи од регулаторне накнаде, односно од дела тарифе за приступ и коришћење система за пренос електричне енергије, транспорт природног гаса и транспорт нафте нафтоводима, у 2019. години је износио 168.514.811 динара, што чини 76% укупног прихода Агенције, а 91% пословних прихода 2019. 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 одobreне одлуке енергетских субјеката о ценама.

У обрачуну регулаторне накнаде дошло је до мање корекције обрачунатих износа у задњем кварталу 2019. године у односу на план за 2019. годину, што је утицало на укупно повећање овог прихода од 2%, превасходно због промене цене приступа коришћења преносне мреже од 1. новембра 2019. године. Поред овога, на раст прихода од регулаторне накнаде утицала је и измена методологија у којима је проценат за обрачун регулаторне накнаде повећан са 0,9% на 1%.

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 1.408.450 динара (по основу Уговора о оснивању, Енергетске заједнице покрива трошкове смештаја и превоза за учеснике одређених састанака ове институције), што је мање од планираног износа за 45%, а од оствареног из претходне 2018. године мање за 50%.

Због смањеног учешћа запослених у активностима радних група Енергетске заједнице, приходи по овом основу су значајно мањи у односу на план за 2019. годину као и у односу на остварење у 2018. години, а покривају око 52% укупних расхода везаних за службена путовања у иностранство у 2019. години.

Приход од донација обухвата обрачун неотписане, а расходоване вредности дела опреме добијене из донације ЕУ у 2005. години, у укупном износу од 473.542 динара, који се приходује на терет примљене донације у опреми.

Финансијске приходе у износу од 987.238,00 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.

У 2019. години је извршена продаја два амортизована службена возила, на основу чега је остварен приход од продаје у износу од 756.398 динара.

Остали непословни и ванредни приходи, позитивне курсне разлике и рефундације запослених, остварени су у укупном износу од 71.398 динара.

Приход од наплаћених исправљених потраживања у 2019.години у износу од 33.571.872 динара, чине исправљена потраживања 2018. године за регулаторну накнаду ЈП Србијагас, а која су наплаћена у 2019. години.

Табела 8-2: Укупни расходи Агенције у 2019. години

Ред. број	Расходи	Остварено 2018.	Планирано-РЕБАЛАНС 2019.	Остварено 2019.
				динара
1	Трошкови материјала, горива и енергије	3.661.110	4.637.786	4.154.673
1.1	- трошкови материјала (режијски, канцеларијски, разно)	1.196.833	1.974.001	1.654.312
1.2	- трошкови горива и енергије	2.464.277	2.663.785	2.500.361
2	Трошкови зарада, накнада зарада и остали лични расходи	143.654.574	157.926.124	148.104.897
2.1	- трошкови зарада и накнада зарада (брutto)	113.847.465	126.965.950	120.627.601
2.2	- трошкови доприноса на терет послодавца	20.095.086	20.713.203	19.949.156
2.3	- накнаде по осталим уговорима	1.059.568	1.069.690	1.087.544
2.4	- остали лични расходи и накнаде	8.652.455	9.177.281	6.440.596
3	Трошкови производних услуга	27.274.535	28.772.580	25.989.743
3.1	- трошкови транспортних услуга	1.915.527	2.453.560	1.819.409
3.2	- услуге одржавања	2.257.750	2.499.100	2.146.938
3.3	- закупнине	19.969.101	20.246.500	18.638.590
3.4	- реклама и рекламни материјал	199.956	223.300	221.124
3.5	- остале услуге	2.932.200	3.350.120	3.163.682
4	Амортизација и резервисање за непредвиђене издатке (ИПА пројекат 2018.-2020.)	3.290.786	9.112.405	11.014.168
5	Нематеријални трошкови	11.122.350	8.333.025	5.802.881
5.1	- непроизводне услуге	9.265.656	5.720.020	3.304.821
5.2	- репрезентација	304.955	365.000	354.552
5.3	- премије осигурања	342.188	386.100	453.283
5.4	- платни промет	278.231	297.825	233.345
5.5	- чланарине	413.045	900.000	894.000
5.6	- трошкови пореза и накнада	445.905	645.190	532.686
5.7	- остали нематеријални трошкови	72.371	18.890	30.194
	ПОСЛОВНИ РАСХОДИ	189.003.356	208.781.920	195.066.362
6	Финансијски и остали расходи	33.647.217	22.405.241	22.425.340
	УКУПНИ РАСХОДИ	222.650.573	231.187.161	217.491.702
7	Финансијски резултат - вишак прихода над расходима	1.922.049	0	4.229.039

НАПОМЕНЕ О РАСХОДИМА

У 2019. години су остварени укупни расходи од 217.491.702 динара, а планирани расходи укупно за 2019. годину износе 231.187.161,00 динара.

Без планираног дела резерве за непредвиђене издатке од 4.891.458 динара, ребалансираног на 4.222.945 динара, планирани укупни расходи за поређење са оствареним за 2019. годину износе 226.964.216 динара. Реализовани укупни расходи за 2019. годину су мањи од планираних ребалансираних за 9.472.514 динара, а према следећем:

Трошкови материјала, горива и енергије су мањи од планираних за 10% односно за 483.113 динара. Све ставке ових расхода су мање од планираних, а највећа разлика је код трошкова горива за возила где је мање потрошено од планираног за 180.554,00 динара.

Расходи бруто зарада, доприноса послодавца, уговора о привременим пословима и остали лични расходи и накнаде су мањи од планираних, ребалансираних зарада и планираних осталих уговора и накнада личних расхода, укупно за 9.839.074 динара, и то према следећем:

- Расходи бруто зарада, су у реализацији са урачунатим сразмерним делом умањења за буџет (умањење 5%) мањи од планираних, ребалансираних укупно за 5%, односно за 6.338.399 динара;
- Доприноси послодавца, су у реализацији са урачунатим сразмерним делом умањења за буџет (умањење 5%) мањи од планираних, ребалансираних укупно за 763.990 динара, односно за 4%;
- Планирани износ уплате за буџет на основу умањења зарада за 2019. годину је ребалансом сразмерно распоређен-враћен на планске ставке зарада (нето, бруто, порези и доприноси), због упоредивог планирања зарада за 2020. годину, без примене Закона о привременом умањењу основица, који је укинут 31. децембра 2019. године;
- Остали лични расходи су мањи за 2.736.685 динара. У групи остали лични расходи запослених (трошкови службених путовања у земљи и иностранству, превоз, помоћ и друга давања запосленима, отпремнине и јубиларне награде), највећа разлика је код трошкова хотела у иностранству који су мањи за 1.008.970 динара и трошкова авиокарата који су нижи за 425.193 динара због мањег обима путовања у односу на претходну 2018. годину. И трошкови отпремнина за пензију су мањи за 708.118 динара због превременог одласка у пензију крајем прошле године.

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 2019. године, из Агенције је отишло још 2 радника, тако да је на крају 2019. године Агенција имала укупно 43 стално запослених, укључујући и чланове Савета.

Табела 8-3: Квалификациона структура стално запослених

Стручна спрема	Стање 31.12.2018.		План 2019.		Стање 31.12.2019.	
	број	учешће у %	број	учешће у %	број	учешће у %
Доктори наука	5	11,1	5	9,1	5	10,9
Магистри	2	4,5	1	1,8	1	2,2
Висока стручна спрема	33	73,3	39	80,0	32	76,1
Виша стручна спрема	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Средња стручна спрема	4	8,9	5	7,3	4	8,7
Нижа стручна спрема	1	2,2	1	1,8	1	2,2
Укупно	45	100,0	51	100,0	43	100,0

За Агенцију је карактеристична и виша просечна старост запослених, тако да је просечан радни стаж запослених на дан 31. децембра 2019. године 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 31.12.2018.		План 2019.		Стање 31.12.2019.	
	број	учешће у %	број	учешће у %	број	учешће у %
до 5 год.	1	2,22	3	5,88	1	2,32
од 6 - 10 год.	1	2,22	5	9,80	3	6,98
од 11 - 15 год.	8	17,78	7	13,73	7	16,28
од 16 - 20 год.	6	13,33	10	19,61	6	13,95
од 21 - 25 год.	13	28,90	9	17,65	9	20,93
од 26 - 30 год.	5	11,11	4	7,84	4	9,30
од 31 - 35 год.	5	11,11	8	15,69	8	18,60
> 35 год.	6	13,33	5	9,80	5	11,63

Трошкови производних услуга су у укупном износу мањи од планираних за 2019. годину за 10%, али у поређењу са остварењем у 2018. години су мањи за 5%. У апсолутном износу, они су мањи за 2.782.837 динара, где је највећа разлика код расхода закупине пословног простора за 1.607.910 динара, јер је уговорена нижа цена закупа у односу на цену која је раније важила. Такође, трошкови транспорта (поштарина, телефонија, интернет) су мањи за 14% односно за 634.150 динара, док је код трошкова услуга одржавања пословног простора и рачунарске опреме и софтвера, комуналних услуга и осталих разних услуга који припадају овој групи остварење за 707.976 динара мање од планираног износа.

Трошкови амортизације опреме и софтвера су обрачунати сходно одговарајућој рачуноводственој политици и важећим стопама и они су већи од планираних за 160.449 динара и износе 5.049.909 динара. Трошкови резервисања су додатно укалкулисани као пасивно временско разграничење у износу од 5.964.260 динара, а на терет планиране резерве за непредвиђене издатке.

Нематеријални трошкови обухватају консултантске и 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 70% у односу на планиране, и мањи су у салду за целу групу од планираних и ребалансираних, за 2.541.447 динара, без обрачуног дела за буџет који је сразмерно распоређен, на Ктo 520 (брuto зараде) и Ктo 521 (доприноси послодавца), како је већ наведено код зарада.

У овој групи трошкова коментаришемо само оне где су већа одступања од плана:

Непроизводне услуге су мање од планираних за 42% односно за 2.415.199 динара, при чему је највеће одступање код ових трошкова на позицији консултантских услуга које су мање за 1.256.000 динара (није реализовано увођење система ФУК – Финансијско управљање и контрола у целости у 2019. години како је планирано), затим трошкови стручног усавршавања који су мањи за 682.425 динара (није реализована Фирентинска школа), као и трошкови здравствених услуга - систематски преглед запослених који су мањи за 258.590 динара.

Финансијски и остали расходи (исправка потраживања, ванредни расходи) су на нивоу планираних за 2019. годину а за 33% мањи од остварених у 2018. години. Извршена је исправка вредности ненаплаћених потраживања за регулаторну накнаду на дан 31.12.2019. године у укупном износу од 22.381.248 динара, на основу Правилника о рачуноводству и рачуноводственим политикама. Исправка по овом основу чини 12% обрачуног 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 31.12.2019. године исказала вишак прихода над расходима у износу од 4.229.039 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 2019. године, је адекватна резерва у оперативном 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 нема непокретне имовине, а покретна имовина коју чини: канцеларијски намештај, ситни инвентар, ИТ и возила, набављена је из средстава донације приликом оснивања Агенције или сопствених средстава. Прибављање средстава из донације извршила је Европска

агенција за реконструкцију је (ЕАР) на начин и по поступку утврђеном прописима Европске Уније (јавни тендер), која је закључила и уговор о њиховој куповини.

У пословним књигама Агенције ова средства се воде као опрема и возила из донације.

Европска агенција за реконструкцију је, у складу са уговором о донацији, директно из својих средстава, а за потребе Агенције за енергетику, реализовала набавку већине основних средстава и то у 2005. и 2006. години, као што је приказано вредносно у следећој табели, у одговарајућој колони.

Агенција је из сопствених средстава набављала опрему у периоду 2007.–2019. године, како је наведено у Табели 8-5, а такође је реализовала набавке током 2019. 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	000 динара								
	2007.-2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.
Путничка возила	4.913	2.126	0	0	0	0	0	2.694	4.535
Рачунарска опрема, софтвер, мрежа	11.656	2.544	2.479	2.388	2.877	3.637	4.149	2.890	6.662
Канцеларијски намештај и разна опрема	2.153	392	240	445	0	887	321	585	462
Телефони, телефонска централа, контрола приступа	880	121	137	446	287	400	302	207	454
Видео надзор, мрежа	1.060	0	0	0	0	0	0	0	0
Укупно	20.662	5.183	2.856	3.279	3.164	4.924	4.772	6.376	12.114

Неотписана-садашња вредност материјалне и нематеријалне имовине на дан 31. децембар 2019. године износи 23.765.000 динара, што чини 69% набавне вредности активних, неотписаних средстава, али и 39% набавне вредности свих средстава у употреби без обзира на степен отписаности, што без обзира на значајне набавке у 2019. години, указује на висок степен амортизованости и потребу редовног праћења употребљивости опреме и њеног обнављања.

Сходно законској обавези, у складу са Законом, у току је ревизија годишњег финансијског извештаја за 2019. годину од стране овлашћеног ревизора.

Садржај табела

Табела 1-1: Енергетика Србије (без АПКМ) – неки показатељи за 2011. - 2018.	5
Табела 3-1: Капацитети за производњу електричне енергије у 2019. години (без АПКМ).....	13
Табела 3-2: Подаци о преносном систему ЕМС АД на крају 2019. године (без АПКМ).....	14
Табела 3-3: Дужина водова у власништву ОДС на крају 2019. године (без АПКМ).....	15
Табела 3-4: Производња и потрошња електричне енергије у периоду 2010.-2019. (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 1.3.2017. и 1.11.2019. 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 2019. години.....	22
Табела 3-10: Средње месечне вредности НТС за смер излаза из Србије у 2019. години.....	22
Табела 3-11: Подаци о спроведеним месечним аукцијама за доделу 50% расположивих прекограничних преносних капацитета у 2019. години.....	23
Табела 3-12: Подаци о заједничким годишњим аукцијама прекограничних преносних капацитета у 2019. години.....	23
Табела 3-13: Подаци о заједничким месечним аукцијама прекограничних преносних капацитета у 2019. години.....	24
Табела 3-14: Прекограничне и интерне трансакције у тржишној области Србије од 2010.-2019.	24
Табела 3-15: Улазне и излазне пријављене прекограничне трансакције по границама за 2019. години.....	25
Табела 3-16: Приходи од алокација прекограничних капацитета у 2019. години.....	25
Табела 3-17: Основни показатељи остварења плана преноса (без АПКМ).....	25
Табела 3-18: Транзит електричне енергије по месецима у току 2019. године (физички токови).....	25
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).....	28
Табела 3-21: Остварене просечне цене приступа дистрибутивном систему.....	29
Табела 3-22: Дистрибуиране количине електричне енергије у периоду 2010.-2019.	30
Табела 3-23: Број учесника на тржишту са правом пријаве дневних планова рада од 2010. до 2019.	32
Табела 3-24: Ниво концентрације тржишта електричне енергије у Србији у 2019. години.....	38
Табела 3-25: Структура потрошње електричне енергије у периоду 2010.-2019.	38
Табела 3-26: Број мерних места у 2018. и 2019. години.....	39
Табела 3-27: Остварене количине испоручене електричне енергије на регулисаном тржишту.....	40
Табела 3-28: Остварене просечне годишње регулисане цене за крајње купце (без ПДВ и такси).....	40
Табела 3-29: Остварене количине испоручене електричне енергије на слободном тржишту.....	45
Табела 3-30: Остварене просечне годишње малопродајне цене на слободном тржишту за крајње купце (без ПДВ и такси).....	45
Табела 3-31: Структура остварене просечне годишње малопродајне цене на слободном тржишту за крајње купце.....	46
Табела 3-32: Остварене количине испоручене електричне енергије на резервном снабдевању.....	47
Табела 3-33: Остварене просечне годишње цене резервног снабдевања за крајње купце (без ПДВ и такси).....	47
Табела 3-34: Укупно остварене просечне годишње цене за регулисано тржиште, слободно тржиште и резервно снабдевање (без ПДВ и такси).....	47
Табела 3-35: Преглед и структура остварених просечних годишњих цена у 2019. години по активностима.....	48
Табела 3-36: Промена снабдевача по мерним местима у 2019. години.....	48
Табела 3-37: Показатељи непрекидности испоруке у преносној мрежи за период 2010. - 2019.	53
Табела 3-38: Захтеви за прикључење по напонским нивоима и укупно у 2019. години.....	56
Табела 3-39: Прикључење објеката/мерних места по напонским нивоима у 2019. години.....	57
Табела 3-40: Откупне цене за повлашћене произвођаче електричне енергије.....	60
Табела 3-41: Структура и остварене цене електричне енергије (без ПДВ и такси) преузете од повлашћених произвођача у 2019. години.....	61
Табела 3-42: Износ накнаде за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије у периоду 2013.-2019.	61
Табела 3-43: Износ прикупљене накнаде за подстицај повлашћених произвођача.....	61
Табела 3-44: Електрична енергија преузета од повлашћених произвођача у периоду 2014.-2019.	61
Табела 3-45: Планирана и реализована вредност инвестиција у развој преносне мреже према типу активности за 2019. годину.....	63
Табела 3-46: Планирана и реализована вредност инвестиција у развој преносне мреже према напонском нивоу за 2019. годину.....	64
Табела 4-1: Производња природног гаса у Србији у периоду 2010. - 2019.	67
Табела 4-2: Дужина транспортне мреже у Србији у периоду 2010. - 2019.	67
Табела 4-3: Значајне техничке карактеристике транспортног система.....	67
Табела 4-4: Дужина дистрибутивне мреже у Србији у периоду 2013. - 2019.	69
Табела 4-5: Дужина дистрибутивних мрежа и број места испоруке стање на крају 2019. године.....	69
Табела 4-6: Планови преузимања и реализација планова преузимања МУ/МРС.....	70
Табела 4-7: Извори снабдевања и остварена потрошња природног гаса у 2018. и 2019. години.....	71
Табела 4-8: Број места испоруке на крају 2018. и 2019. године.....	72
Табела 4-9: Структура потрошње у 2018. и 2019. години.....	72
Табела 4-10: Просечна одобрена цена приступа систему за транспорт природног гаса.....	74
Табела 4-11: Транспортване количине природног гаса у периоду 2015.-2019.	75
Табела 4-12: Просечна одобрена цена приступа систему за дистрибуцију природног гаса.....	78
Табела 4-13: Дистрибуиране количине природног гаса у периоду 2017.-2019.	79
Табела 4-14: Укупна потрошња природног гаса (на слободном и на регулисаном тржишту).....	80
Табела 4-15: Продаја природног гаса крајњим купцима у 2018. и 2019. години.....	81
Табела 4-16: Просечна одобрена цена природног гаса за јавно снабдевање.....	82
Табела 4-17: Прекиди на транспортним системима према узроцима.....	88
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.....	89
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 2019. години.....	103
Табела 6-2: Максимално право на умањење месечне обавезе за потрошене количине.....	103
Табела 6-3: Право на умањење месечног рачуна у зависности од потрошње.....	104
Табела 6-4: Остварено право на умањење рачуна у 2019. години.....	104
Табела 8-1: Укупни приходи Агенције у 2019. години.....	123

Табела 8-2: Укупни расходи Агенције у 2019. години.....	124
Табела 8-3: Квалификациона структура стално запослених.....	125
Табела 8-4: Структура запослених по радном стажу.....	126
Табела 8-5: Набавка разне опреме и софтвера у Агенцији.....	127

Садржај слика

Слика 1-1: Упоредни показатељи за Србију и Европску унију у 2018. години.....	5
Слика 2-1: Продаја електричне енергије на слободном и регулисаном тржишту у 2019. години.....	9
Слика 2-2: Продаја природног гаса на слободном и регулисаном тржишту у 2019. години.....	10
Слика 3-1: Организациона структура електроенергетског сектора на крају 2019. године.....	12
Слика 3-2: Структура производних капацитета у 2019. години (без АПКМ).....	14
Слика 3-3: Производња, увоз и бруто потрошња у Србији у 2019. години (без АПКМ).....	15
Слика 3-4: Структура производње у 2019. години (без АПКМ).....	16
Слика 3-5: Структура цене преноса (€/MWh) у 2019. години.....	20
Слика 3-6: Остварена просечна годишња цена приступа дистрибутивном систему у 2019. години.....	29
Слика 3-7: Шема тржишта електричне енергије на крају 2019. године.....	31
Слика 3-8: Количине електричне енергије по активностима снабдевача током 2018. и 2019.	32
Слика 3-9: Увоз, извоз и транзит снабдевача у 2019. години.....	37
Слика 3-10: Куповина/продаја између снабдевача, односно између снабдевача и ЈП ЕПС у 2019. години.....	37
Слика 3-11: Структура потрошње електричне енергије у Србији у периоду 2010.-2019. (без АПКМ).....	39
Слика 3-12: Цене електричне енергије за домаћинства – прва половина 2019. године.....	41
Слика 3-13: Структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2019. године.....	42
Слика 3-14: Структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2019. године сведена на паритет куповне моћи.....	43
Слика 3-15: Цене електричне енергије за индустрију - прва половина 2019. године.....	44
Слика 3-16: Просечно трајање прекида напајања.....	54
Слика 3-17: Узроци непланираних прекида и њихово учешће у неиспорученој енергији услед непланираних прекида у 2019. години.....	54
Слика 3-18: SAIFI и SAIDI за период 2015. - 2019.....	55
Слика 3-19: Учешће узрока непланираних прекида у SAIFI и SAIDI за 2019. годину.....	55
Слика 3-20: Разлози за корекцију обрачуна и њихов удео у укупном броју коригованих обрачуна у 2019. години.....	57
Слика 4-1: Организациона структура сектора природног гаса на крају 2019. године.....	66
Слика 4-2: Транспортни систем природног гаса Републике Србије.....	68
Слика 4-3: Структура финалне потрошње природног гаса у Србији у 2019. години.....	72
Слика 4-4: Шема тржишта природног гаса на крају 2019. године.....	79
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 31.12.2019.....	83
Слика 4-7: Цене природног гаса за домаћинства – прво полугодиште 2019. године.....	84
Слика 4-8: Структура цене природног гаса за домаћинства у појединим европским главним градовима у децембру 2019. године.....	85
Слика 4-9: Структура цене природног гаса за домаћинства у појединим европским главним градовима у децембру 2019. године сведена на паритет куповне моћи.....	86
Слика 4-10: Цене природног гаса за индустрију – прво полугодиште 2019. године.....	87
Слика 5-1: Типови увезене сирове нафте у 2019. години.....	93
Слика 5-2: Рафинеријска прерада сирове нафте у Србији у периоду 2007-2019.....	93
Слика 5-3: Транспортване количине сирове нафте нафтоводом Транснафта у периоду 2007. – 2019.....	95
Слика 5-4: Број активних лиценци за делатност трговине нафтом, дериватима нафте, КПГ и биогоривима.....	97
Слика 5-5: Учешће компанија на малопродајном тржишту моторних горива према броју станица у 2019. години.....	98
Слика 7-1: Институције Енергетске заједнице.....	118

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
ДС	Дистрибутивни систем
ЕнЗ	Енергетска заједница
ECRB	Регулаторни одбор 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	Електропрежа 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
МРЕ	Министарство рударства и енергетике
НИС	Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса Нафтна индустрија Србије а.д.
РС	Република Србија
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