



АГЕНЦИЈА ЗА ЕНЕРГЕТИКУ
РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

2016

ИЗВЕШТАЈ О РАДУ
АГЕНЦИЈЕ ЗА ЕНЕРГЕТИКУ
ЗА 2016.

ИЗВЕШТАЈ О РАДУ АГЕНЦИЈЕ ЗА ЕНЕРГЕТИКУ ЗА 2016. ГОДИНУ

Извештај о стању у енергетском сектору Србије

*

Извештај о раду
и финансијском пословању Агенције

Београд, мај 2017.

САДРЖАЈ

УВОДНЕ НАПОМЕНЕ	1
1. ЕНЕРГЕТСКЕ ПОТРЕБЕ СРБИЈЕ	5
2. ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ И ПРИРОДНОГ ГАСА У 2016.....	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	11
3.1 СТРУКТУРА СЕКТОРА И КАПАЦИТЕТИ	11
3.1.1 Организациона и власничка структура сектора.....	11
3.1.2 Капацитети за производњу, пренос и дистрибуцију	12
3.1.2.1 Производња	12
3.1.2.2 Пренос	13
3.1.2.3 Дистрибуција	13
3.2 ОСТВАРЕНА ПОТРОШЊА И ПРОИЗВОДЊА	14
3.3 РЕГУЛАЦИЈА ОПЕРАТОРА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА.....	16
3.3.1 Раздвајање ОПС	16
3.3.2 Регулација цена	17
3.3.2.1 Трошкови прикључења на систем	17
3.3.2.2 Цене приступа систему	17
3.3.2.3 Цене резерве за секундарну и терцијарну регулацију	19
3.3.2.4 Цене помоћних услуга	19
3.3.3 Приступ прекограничним капацитетима.....	19
3.3.3.1 Расподела прекограничних капацитета и управљање загушењима.....	19
3.3.3.2 Годишња размена унутар и преко граница регулационе области	22
3.3.3.3 Коришћење прихода од расподеле прекограничних капацитета	23
3.3.4 Пренете количине електричне енергије	23
3.4 РЕГУЛАЦИЈА ОПЕРАТОРА ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА.....	24
3.4.1 Раздвајање ОДС	25
3.4.2 Регулација цена	25
3.4.2.1 Трошкови прикључења на систем	25
3.4.2.2 Цене приступа систему	26
3.4.3 Дистрибуирана количина електричне енергије	27
3.5 ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	28
3.5.1 Билатерално тржиште електричне енергије	29
3.5.1.1 Велепродајно тржиште	29
3.5.1.2 Малопродајно тржиште	31
3.5.1.2.1 Испоручене количине електричне енергије крајњим купцима.....	31
3.5.1.2.2 Продаја електричне енергије на регулисаном тржишту	33
3.5.1.2.3 Продаја електричне енергије на слободном тржишту	38
3.5.1.2.4 Промена снабдевача	41
3.5.2 Балансно тржиште електричне енергије	41
3.5.3 Организовано тржиште електричне енергије.....	42
3.5.4 Транспарентност	42
3.5.5 Регионално повезивање.....	42
3.6 ПРАЋЕЊЕ И РЕГУЛАЦИЈА КВАЛИТЕТА ИСПОРУКЕ И СНАБДЕВАЊА	44
3.6.1 Непрекидност испоруке електричне енергије	44
3.6.1.1 Непрекидност испоруке са преносне мреже.....	45
3.6.1.2 Непрекидност испоруке са дистрибутивне мреже.....	46
3.6.2 Квалитет електричне енергије	47
3.6.3 Комерцијални квалитет	48
3.6.3.1 Прикључење, обустава и искључење	48

3.6.3.2	Мерење и обрачун	49
3.6.3.3	Отклањање техничких сметњи у испоруци	49
3.6.3.4	Корисничке услуге	49
3.7	СИГУРНОСТ СНАБДЕВАЊА ЕЛЕКТРИЧНОМ ЕНЕРГИЈОМ	50
3.7.1	Прогноза потрошње	50
3.7.2	Производне могућности	50
3.7.3	Коришћење обновљивих извора енергије	50
3.7.4	Изградња нових преносних капацитета	52
3.7.5	Инвестиционе активности оператора дистрибутивних система	54
3.7.5.1	Напредне мреже	54
3.7.5.2	Смањење губитака електричне енергије у дистрибутивној мрежи	54
4.	ПРИРОДНИ ГАС	55
4.1	СТРУКТУРА СЕКТОРА И КАПАЦИТЕТИ	55
4.1.1	Организациона и власничка структура	55
4.1.2	Капацитети за производњу, транспорт, дистрибуцију и складиштење	56
4.1.2.1	Производња	56
4.1.2.2	Транспорт	56
4.1.2.3	Дистрибуција	58
4.1.2.4	Складиштење	59
4.2	ОСТВАРЕНА ПОТРОШЊА И ИЗВОРИ СНАБДЕВАЊА ПРИРОДНИМ ГАСОМ	60
4.3	РЕГУЛАЦИЈА ОПЕРАТОРА ТРАНСПОРТНОГ СИСТЕМА	61
4.3.1	Раздвајање ОТС	62
4.3.2	Регулација цена	62
4.3.2.1	Трошкови прикључења на систем	62
4.3.2.2	Цене приступа систему	63
4.3.3	Приступ прекограничним капацитетима	63
4.3.3.1	Додела капацитета на интерконективним водовима и управљање загушењима	63
4.3.4	Транспортоване количине природног гаса	64
4.3.5	Балансирање	64
4.3.5.1	Цене системских услуга - трошкови балансирања	64
4.4	РЕГУЛАЦИЈА ОПЕРАТОРА ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА	65
4.4.1	Раздвајање ОДС	65
4.4.2	Регулација цена	65
4.4.2.1	Трошкови прикључења на систем	65
4.4.2.2	Регулација цене приступа дистрибутивном систему	66
4.4.2.3	Регулација цена природног гаса за јавно снабдевање	67
4.4.3	Дистрибуирана количина природног гаса	72
4.5	ТРЖИШТЕ ПРИРОДНОГ ГАСА	73
4.5.1	Велепродајно тржиште	74
4.5.1.1	Снабдевање јавних снабдевача	74
4.5.1.2	Регионално повезивање	74
4.5.2	Малопродајно тржиште	74
4.5.2.1	Промена снабдевача	76
4.6	ПРАЋЕЊЕ И РЕГУЛАЦИЈА КВАЛИТЕТА ИСПОРУКЕ И СНАБДЕВАЊА	76
4.6.1	Непрекидност испоруке	76
4.6.1.1	Непрекидност испоруке са транспортних система	76
4.6.1.2	Непрекидност испоруке са дистрибутивних система	77
4.6.2	Комерцијални квалитет	78
4.6.2.1	Прикључење, обустава и искључење	78
4.6.2.2	Приступ систему	78
4.6.2.3	Мерење и обрачун	79
4.6.2.4	Кориснички сервис	79
4.7	СИГУРНОСТ СНАБДЕВАЊА ПРИРОДНИМ ГАСОМ	79
4.7.1	Прогноза потрошње природног гаса	79
4.7.2	Пројекти за повећање сигурности снабдевања	79

5. СИРОВА НАФТА, ДЕРИВАТИ НАФТЕ, БИОГОРИВА И КОМПРИМОВАНИ ПРИРОДНИ ГАС ...	81
5.1 СТРУКТУРА СЕКТОРА И КАПАЦИТЕТИ	81
5.1.1 Организациона и власничка структура нафтног сектора	81
5.2 КАПАЦИТЕТИ ЗА ПРОИЗВОДЊУ И ТРАНСПОРТ	81
5.2.1 Производња нафте, деривата нафте и биогорива	81
5.2.2 Транспорт нафте и деривата нафте.....	83
5.3 РЕГУЛАЦИЈА ЕНЕРГЕТСКОГ СУБЈЕКТА ЗА ТРАНСПОРТ НАФТЕ И НАФТНИХ ДЕРИВАТА.....	83
5.3.1 Раздвајање енергетског субјекта за транспорт нафте и нафтних деривата	83
5.3.2 Приступ систему за транспорт нафте и нафтних деривата.....	84
5.3.3 Цена приступа транспортном систему	84
5.4 ТРЖИШТЕ НАФТЕ И ДЕРИВАТА НАФТЕ	84
5.4.1 Велепродајно тржиште	85
5.4.2 Малопродајно тржиште	86
6. ДЕЛАТНОСТИ ОД ОПШТЕГ ИНТЕРЕСА И ЗАШТИТА КУПАЦА	87
6.1 ДЕЛАТНОСТ ОД ОПШТЕГ ИНТЕРЕСА	87
6.2 ЗАШТИТА КУПАЦА	87
6.2.1 Регулација цена снабдевања за домаћинства и мале купце	87
6.2.2 Права крајњег купца на приступ подацима о сопственој потрошњи.....	88
6.2.3 Промена снабдевача	88
6.2.4 Општи услови и квалитет испоруке и снабдевања	88
6.2.5 Решавање жалби и помоћ у поступку посредовања	89
6.2.6 Посебни видови заштите енергетски најугроженијих купаца	89
ИЗВЕШТАЈ О РАДУ И ФИНАНСИЈСКОМ ПОСЛОВАЊУ АГЕНЦИЈЕ	93
7. ИЗВЕШТАЈ О РАДУ АГЕНЦИЈЕ	95
7.1 ОСНОВНИ ПОДАЦИ О АГЕНЦИЈИ.....	95
7.1.1 Оснивање и делокруг рада Агенције	95
7.1.2 Организација Агенције.....	97
7.1.3 Независност и одговорност.....	97
7.2 АКТИВНОСТИ АГЕНЦИЈЕ У 2016. ГОДИНИ	99
7.2.1 Лиценцирање енергетских субјеката	99
7.2.2 Регулација цена	100
7.2.3 Надзор над тржиштем електричне енергије и природног гаса	101
7.2.4 Одлучивање по жалбама	102
7.2.5 Међународне активности	103
7.2.5.1 Атински процес и Регулаторни одбор Енергетске заједнице (ECRB)	103
7.2.5.2 Берлински процес - иницијатива „Западни Балкан 6“ (WB6)	105
7.2.5.3 CESEC (Central and South Eastern Europe Gas Connectivity) иницијатива	105
7.2.5.4 Регионална асоцијација регулатора у енергетици (ERRA).....	105
7.2.5.5 Европске интеграције	106
8. ИЗВЕШТАЈ О ФИНАНСИЈСКОМ ПОСЛОВАЊУ АГЕНЦИЈЕ	107
Садржај табела	111
Садржај слика	112
Скраћенице и страни изрази.....	113
Конверзиони фактори за јединице енергије	113

УВОДНЕ НАПОМЕНЕ

Сходно одредбама Закона о енергетици („Службени гласник РС“ бр. 145/14) у даљем тексту: Закон, председник и чланови Савета за свој рад и рад Агенције за енергетику Републике Србије одговарају Народној скупштини Републике Србије, којој најмање једном годишње подносе извештај о раду, а што се чини подношењем овог извештаја. 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).

Све одлуке о питањима из делокруга рада Агенције, у складу са Законом, доноси Савет Агенције. Савет је у 2016. години одржао 41 седницу, на којима су донете одлуке, сагласности, решења, закључци и друга акта из области регулације цена, успостављања и надзора тржишта енергије, издавања и одузимања лиценци, унутрашње организације и начина рада Агенције и других послова из надлежности Савета.

Агенција је у 2016. години испуњавала обавезе које су јој Законом додељене и које су битне за примену закона и функционисање тржишта енергије у Србији. Имала је и запажену улогу у раду институција Енергетске заједнице (ЕнЗ), а пружала је и подршку другим националним институцијама у активностима на националном и међународном нивоу.

Сигурност снабдевања електричном енергијом, природним гасом и дериватима нафте у 2016. години је била задовољавајућа. Сигурном снабдевању електричном енергијом је допринео поуздан рад енергетских капацитета, док је сигурност снабдевања природним гасом обезбеђивало и подземно складиште Банатски двор.

Укупна потрошња електричне енергије је повећана за близу 1%. Смањена је потрошња у домаћинствима за 1%, а повећана потрошња у индустрији. Поузданији рад термоелектрана и већи дотоци вода у хидроелектранама су омогућили извоз електричне енергије од око 1,4 TWh, нето. Потрошња природног гаса је повећана за 9%. Потрошња је осетно порасла у индустрији и домаћинствима. Даљи раст потрошње у домаћинствима указује да је због ниже цене, природни гас био конкурентан енергент.

На слободном тржишту, по тржишним ценама, купљено је 43,3% електричне енергије (у 2015. години 37%) и 86,4% природног гаса. Домаћинства нису користила право да бирају снабдевача и купују на слободном тржишту и сва су се снабдевала по повољнијим, регулисаним ценама.

Стратегијом развоја енергетике за период до 2025. године, прогнозиран је раст потрошње електричне енергије од 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 електроана. Трећи блок у ТЕ Костолац Б је најзначајнији пројекат за који постоје услови за реализацију. У складу са циљем да се достигне 27% учешћа производње из обновљивих извора енергије у бруто финалној потрошњи до 2020. из електроана на обновљиве изворе енергије треба да се обезбеди око 3.500 GWh годишње.

Прелиминарним Националним планом Републике Србије за смањење емисија, омогућен је до 2026. године рад појединих најстаријих термо блокова на којима, због застареле технологије, није предвиђена примена мера за смањење емисије сумпорних и азотних оксида. Ови блокови ће се до тог рока 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. Ово у будућности може битно утицати на трошкове производње електричне енергије у термоелектранама и њен даљи развој.

Нова гасна интерконекција је најважнији услов за обезбеђење дугорочно сигурнијег снабдевања природним гасом и развоја тржишта и избегавање ризика са којима се Србија суочавала, који су и даље могући и који могу бити и већи у будућности. Гасовод Ниш – Софија је у садашњим условима пројекат са највећим степеном извесности и припремљености. Низак степен гасификације домаћинства (око 10% укупног броја), значи да постоји потенцијал за већи раст у овом сектору, који ће зависити највише од паритета цена енергената.

За одржив развој енергетских система је веома важна адекватна дугорочна политика регулисаних цена, предвидива за купце и инвеститоре. Повећање цена електричне енергије у 2016. о којима је одлуку донео ЈП ЕПС, а Савет Агенције дао сагласност, је корак ка достизању тржишног нивоа veleпродајне цене и оправданог нивоа цена дистрибуције и преноса електричне енергије. Овакве цене електричне енергије и мрежних услуга омогућавају неопходна средства за инвестиције постојећих енергетских предузећа, делују стимулативно на инвеститоре и подстичу повећање енергетске ефикасности.

Неизоставан предуслов за промене цена електричне енергије за домаћинства је повећање броја заштићених социјално угрожених купаца, јер је и у 2016. број заштићених купаца вишеструко мањи од броја купаца које би, према евиденцији надлежних институција, требало заштитити. Ово захтева посебну бригу надлежних органа, нарочито због ниског стандарда становништва.

Цена природног гаса за јавно снабдевање је, од септембра 2013. до пред крај 2016. покривала све оправдане трошкове набавке гаса. Ова цена се мењала у складу са условима на тржишту. У 2016. години су прилагођаване цене транспорта и дистрибуције код неких предузећа.

Савет Агенције, 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. Они су у 2016. смањени за више од једног процентног поена (са 14,1% на 13,0%), али су и даље веома високи 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 и ефикаснија замена мерних уређаја.

Током 2016. године, учињени су даљи кораци у реформи сектора и отварању тржишта електричне енергије и природног гаса, више у нормативној сфери, прилагођавањем постојећих и доношењем нових прописа, у складу са одредбама Закона. Међутим, и даље су приметна кашњења у примени, у односу на рокове утврђене Законом, нарочито у гасном сектору, у коме није у потпуности извршено правно и функционално раздвајање. Иако су средином 2015. основана нова правна лица - оператори транспортног и дистрибутивног система у оквиру ЈП Србијагас, они још нису почели са радом.

ЈП ЕМС АД је у 2016. наставио активности у циљу развоја система и јачања прекограничних капацитета и учешћа у координисаним аукцијама прекограничних капацитета. Фебруара 2016. је почело са радом организовано тржиште SEEPEX - берза електричне енергије.

У оквиру ЕнЗ су предузимане активности на развоју регионалног тржишта електричне енергије. Интеграција у тржиште Европске уније захтева и обезбеђење адекватног учешћа институција Републике Србије (па и регулаторних) у одговарајућим институцијама ЕУ, како би се адекватно штитили интереси земље.

Ниво концентрисаности тржишта електричне енергије у Србији, у погледу остварених трговачких активности, и у 2016. је остао на сличном нивоу као у претходним годинама.

У 2016. су даље побољшани технички показатељи квалитета испоруке електричне енергије. Показатељи непрекидности испоруке су на нивоу региона, али су и даље знатно лошији од европског просека.

За даљи развој гасног тржишта, од велике је важности да се убрза набавка и уградња одговарајуће мерне опреме.

Незнатно је успорен тренд пораста броја жалби Агенцији купаца, односно корисника система, на рад и поступање енергетских субјеката, готово свих у области електричне енергије.

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.

Савет Агенције за енергетику Републике Србије

мај 2017.

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 2015. години била 14,8 милиона тона еквивалентне нафте (млн.тен). За Србију је карактеристичан висок удео угља, претежно нискокалоричног лигнита, у укупној примарној енергији (око 50%), 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.

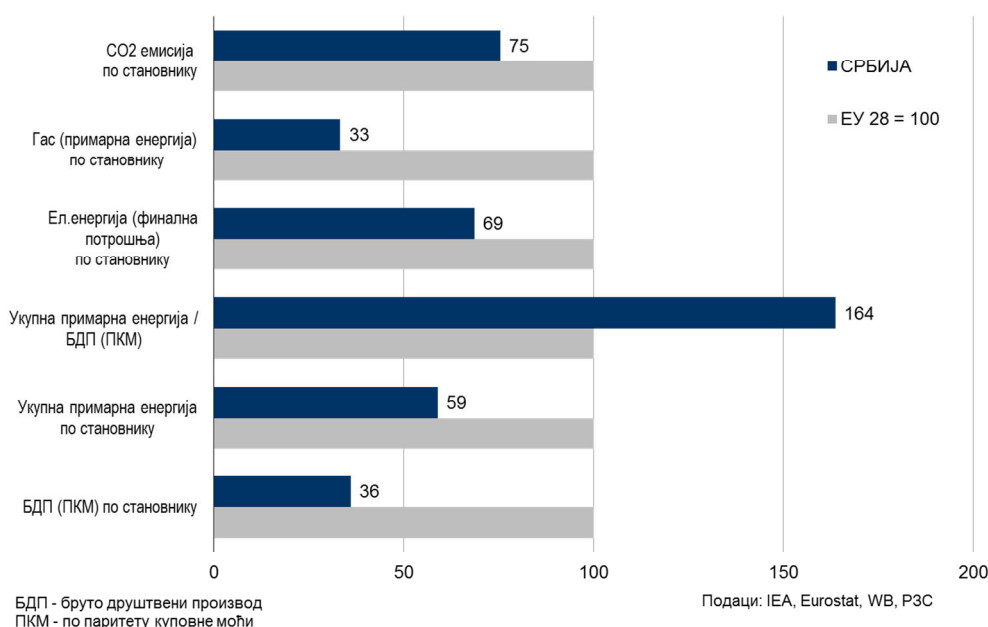
У 2015. години, енергетска нето увозна зависност Србије је била 27,7%, што је ниже од велике већине европских земаља (Европска унија 54,0%). Увозна зависност Србије је смањена у односу на претходну деценију највише захваљујући повећаној домаћој производњи нафте и природног гаса, које су повећаване до 2013. године. У 2016. години, трошкови нето увоза енергије су износили 1,2 млрд €, што је за 56% ниже од максималних трошкова увоза који су били у 2008. години. Ови трошкови чине 30,4% од салда укупног увоза и извоза Републике Србије у 2016.

Табела 1-1: Енергетика Србије (без АПКМ) – неки показатељи за 2011 - 2015.

	Јединица мере	Година				
		2011	2012	2013	2014	2015
Број становника, средином године	хиљ.	7.237	7.201	7.167	7.132	7.095
БДП по становнику, по паритету куповне моћи	стални \$ из 2011.	12.968	12.899	13.295	13.113	13.278
Потрошња примарне енергије	млн.тен	16,19	14,53	14,91	13,34	14,8
Потрошња финалне енергије	млн.тен	9,25	8,51	8,19	7,67	8,08
Увозна зависност	%	30,3	27,7	24,1	27,9	27,7

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 2014. години је био на нивоу од 36%, потрошња укупне примарне енергије по становнику 59%, а потрошња финалне електричне енергије 69%.

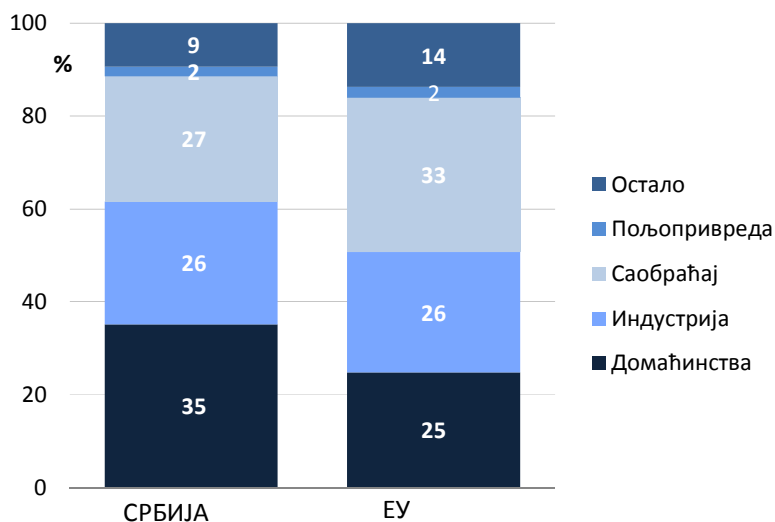


Слика 1-1: Упоредни показатељи за Србију и Европску унију у 2014. (CO2 емисија у 2013.)

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

Енергетски интензитет, односно потрошња укупне примарне енергије по јединици друштвеног производа (по паритету куповне моћи) је на нивоу земаља региона, али 1,64 пута већи од европског просека. Већи енергетски интензитет је делом последица неминовних техничких губитака у трансформацији лигнита у електричну енергију (две трећине производње електричне енергије је из лигнита), али, пре свега, нерационалности, тј. ниске ефикасности у потрошњи у домаћинствима, у индустрији, због ниског степена коришћења капацитета и застареле технологије, као и у другим секторима. Примарна потрошња гаса по становнику је на око 33% 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.



Слика 1-2: Структура финалне потрошње (без неенергетске потрошње) у 2014.

2. ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ И ПРИРОДНОГ ГАСА У 2016.

2.1 Законски и регулаторни оквир

Законски и регулаторни оквир за развој тржишта електричне енергије и природног гаса у Србији је утврђен Законом о енергетици („Службени гласник РС“, бр.145/14, од 29.12.2014; у даљем тексту: Закон) и подзаконским актима донетим током 2015. и 2016. године, који су усклађени са 3. 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 и 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 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 2016. године, Агенција је, у складу са указаним потребама и на основу искустава у функционисању тржишта, мењала и допуњавала неке прописе које она доноси, у циљу ефикаснијег функционисања тржишта, боље заштите крајњих купаца и других учесника на тржишту и веће транспарентности.

2.2 Развој тржишта електричне енергије

Раздвајање оператора

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

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

- Електро mreжа Србије АД, Београд (ЕМС), за пренос електричне енергије и управљање преносним системом, у 100% власништву државе, који је у 2016. години корпоративизиран 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, у 100% власништву државе.

Ова предузећа су и пре доношења Закона из 2014. обављала ове делатности, али су Законом додати услови, нарочито у погледу независности, за стицање права за обављање тих делатности. Када се заврши лиценцирање, ЕМС АД ће бити Оператор преносног система (ОПС), а ЕПС Дистрибуција Оператор дистрибутивног система (ОДС).

За ЕМС АД се, пре лиценцирања, проверава испуњеност услова, првенствено у погледу независности и власничког раздвајања, у поступку сертификације који спроводи Агенција. ЕМС АД је у октобру 2016. године поднело Агенцији захтев за сертификацију, али до краја 2016. године сертификација није завршена. Највећи проблем је што није обезбеђена независност од тржишних делатности, јер Влада РС спроводи контролу и над ЕМС АД и над ЈП ЕПС који обавља делатност производње и снабдевања. Наиме, за спровођење контроле над природним монополима и над енергетским субјектима који обављају тржишне делатности, морају бити задужени различити државни органи, који не могу бити контролисани од стране истог трећег лица. Овај проблем не може да реши ни енергетски субјект ни Агенција и са њим су упознати надлежни државни органи.

ЈП ЕПС Дистрибуција је поднело захтев за издавање лиценце у септембру 2016. године. До краја године, није било услова да се изда лиценца. 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. У току су активности да се уреди акта која осигуравају независност. ЈП ЕПС Дистрибуција је донео Програм усклађености за обезбеђивање недискриминаторног понашања, на који је Агенција дала сагласност, уз обавезу да Агенција до одређеног рока буде обавештена о оствареној независности утврђеној одредбама члана 131. Закона. Агенција је у јуну 2016. године дала сагласност и на услове за именовање и трајање мандата лица за праћење усклађености, као и претходну сагласност на одлуку о именовању. Лице одговорно за праћење усклађености ће први годишњи извештај о спровођењу Програма усклађености доставити Агенцији на сагласност средином 2017. године.

ЕМС АД и ЈП ЕПС Дистрибуција су Законом добили власништво над системом на коме обављају делатност, али имају тешкоћа да уреду документа у складу са Законом и подзаконским актима, којима доказују правни основ

коришћења објеката на којима обављају делатност (употребне дозволе и упис права својине). Решавање овог проблема захтева ангажовање више надлежних органа, који су о томе обавештени.

Потрошња електричне енергије

Бруто потребе за електричном енергијом у Србији у 2016. години су биле 36,7 TWh. Потрошња крајњих купаца је била 28,8 TWh, а остатак је потрошен за рад електрана, надокнаду губитака електричне енергије у мрежама за пренос и дистрибуцију електричне енергије и за извоз.

Производња је на годишњем нивоу довољна да се задовоље потребе и Србија је нето извозник. У 2016. је увезено 2,2 TWh, а извезено око 3,6 TWh. Међутим, увози се у најхладнијим зимским месецима, када је у целом региону мањак енергије и када је она веома скупа.

Максимална средња сатна снага система је била 5.800 MW, а остварена је 31. децембра 2016. у 18 сати.

Трговина на велико

На велепродајном тржишту електричне енергије у 2016. години су углавном трговали снабдевачи између себе, јер нема значајних независних произвођача. Највеће активности снабдевача су биле у прекограничној размени, углавном за потребе транзита кроз Србију. Број учесника на аукцијама за доделу прекограничног капацитета расте из године у годину и у 2016. је 60 њих имало права на учешће на аукцијама за доделу прекограничних капацитета.

Највећи промет енергије је био у транзиту (14,2 TWh), а затим за извоз из Србије и куповину/продају између снабдевача на територији Србије.

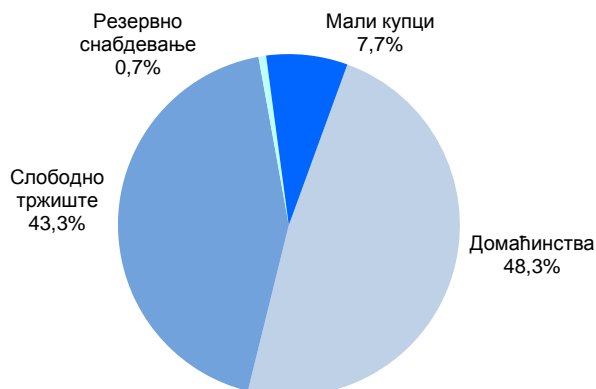
Србија се граничи са 8 земаља и велики је пренос енергије са северо-истока на југо-запад. Има загушења на прекограничним водовима и планирана је изградња нових водова. ЕМС АД је у 2016. почео изградњу двоструког далековода 2x400 kV Панчево 2 – Решица. Овим је започет пројекат планираног повезивања источне и западне Европе преко територије Србије, изградњом 400 kV водова, што ће додатно повећати и сигурност снабдевања електричном енергијом у Србији.

Организовано дан-унапред тржиште

Фебруара 2016. је почео да ради SEEPEX a.d. Београд (www.seepex-spot.com), прво организовано дан-унапред тржиште/ берза електричне енергије у Србији и земљама југоисточне Европе – уговорним странама Енергетске заједнице. SEEPEX (South-eastern European power exchange) је формиран на основу партнерства између ЕМС АД и EPEX SPOT – Француска, као акционарско друштво, са већинским власништвом српске стране, уз сагласност надлежних државних органа. SEEPEX је лиценцирани Маркет оператор на организованом тржишту/берзи електричне енергије. План је да се стандардизовани производи са испоруком дан унапред и унутар дана, пласирају у Републици Србији и у региону југоисточне Европе, где је то могуће. Примењено је интегрисано решење за трговину и клиринг на спот тржишту у региону Југоисточне Европе. Искоришћено је велико искуство француског партнера, који је укључен у рад берзе која покрива 8 земаља западне Европе и 50% европске потрошње електричне енергије. Примењена решења су од почетка компатибилна са пан-европком иницијативом спајања тржишта. Током 2016, обим трговине и број чланова SEEPEX је стално растао. На овој берзи тргују снабдевачи из 8 земаља. Рад SEEPEX пружа транспарентан и све поузданији механизам за формирање референтне велепродајне цене у региону.

Трговина на мало

Законом је омогућено да сви крајњи купци у Србији могу да купују на слободном тржишту и да само домаћинства и мали купци могу користити гарантовано снабдевање, по регулисаним ценама. Због ниже цене регулисаног снабдевања у односу на тржишну и на економски оправдану цену, регулисано снабдевање користе сви који на то имају право. Регулисана је цена на 56% потрошње крајњих купаца, за домаћинства и мале купце.



Слика 2-1: Продаја електричне енергије на слободном и регулисаном тржишту у 2016.

Тржиште је отворено са 43,3%. На слободном тржишту купују само они купци који немају право на регулисано снабдевање. Део купаца није успео да нађе снабдевача, па су користили законско право на резервно снабдевање.

То су углавном установе и предузећа која су корисници буџетских средстава, који имају проблема са реализацијом јавних набавки или са плаћањем утрошене електричне енергије. Неке од њих није могуће искључити са мреже (болнице, школе), а ниједан снабдевач на слободном тржишту не жели да их снабдева. Веома мали део енергије је потрошен на резервном снабдевању, свега 0,7%.

Крајем 2016. било је 60 лиценцираних енергетских субјеката за снабдевање електричном енергијом на слободном тржишту. Од тога је било активно само 14. Доминантан снабдевач на слободном тржишту је и даље ЈП ЕПС са уделом од 95% електричне енергије продате крајњим купцима на слободном тржишту и 97% од укупне финалне потрошње.

Промена снабдевача је у 2016. години реализована на око 12 хиљада мерних места (0,3% укупног броја мерних места) са потрошњом од 1,0 TWh, што је 3,5% укупне потрошње крајњих купаца.

Сигурност снабдевања

Сигурност снабдевања током 2016. године је била задовољавајућа. Вишегодишњим улагањима у ревитализацију и модернизацију производних, преносних и делом дистрибутивних капацитета повећани су поузданост и ефикасност рада електроенергетског система.

Стратегијом развоја енергетике Републике Србије до 2025. са пројекцијама до 2030, 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. У плану је изградња термоелектрана, али и значајна изградња на бази обновљивих извора енергије. Националним акционим планом за коришћење обновљивих извора енергије, планирано је да се достигне годишња производња из обновљивих извора од око 3,5 TWh до 2020. године. Подстицаји изградње капацитета на обновљиве изворе енергије, услови за добијање и висина feed-in тарифе у зависности од примењене технологије, уређени су одговарајућим уредбама Владе.

2.3 Развој тржишта природног гаса

Раздвајање оператора

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

До краја 2016. године, ниједан оператор није сертификован.

ЈП Србијагас је у јуну 2015. године донео одлуку о оснивању Транспортгас Србија д.о.о., као и одлуку о оснивању Дистрибуцијагас Србија д.о.о. и Влада Републике Србије је на седници 27. јуна 2015. године дала сагласност на те одлуке. Ова друштва су основана августа 2015. и регистрована у регистру привредних субјеката као активна, али нису отпочела са радом. Влада Републике Србије је 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 се предузме све неопходне активности у циљу прибављања ове лиценце у што краћем року.

Yugorosgaz–Транспорт д.о.о. Ниш је, поступајући у законом прописаном року, у августу 2016. године поднео Агенцији захтев за сертификацију по моделу независног оператора система, који је, с обзиром на власничку структуру овог и матичног привредног друштва, третиран као захтев за сертификацију оператора транспортног система у вези са трећим земљама, у складу са Законом. До краја 2016. године, Yugorosgaz–Транспорт д.о.о. Ниш, није сертификован и лиценциран за Оператора транспортног система, на начин прописан Законом. Овај процес је још у току.

Прелиминарном одлуком из децембра 2016. године, Агенција је сертификовала Yugorosgaz–Транспорт д.о.о. Ниш као независног оператора система, уз обавезу 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 претходно усклађивање потврђених међународних уговора. Такође, оператору система је наложено 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. Коначна одлука биће донета по спровођењу законом утврђене процедуре, уз учешће надлежног тела које даје своје мишљење, сагласно обавезама које произилазе из потврђених међународних уговора. Доношење коначне одлуке се очекује у 2017. години и зависиће од могућности подносиоца захтева да у задатом року испуни тражене услове, при чему је први услов изван компетенција ове Агенције и његово испуњење зависи искључиво од надлежних државних органа.

Потрошња природног гаса

У 2016. је бруто потрошња природног гаса била 2.251 милион m^3 , за 9% више него у 2015. Потрошња је у индустрији порасла за 14%, у домаћинствима за 10%, а у топланама је опала за 3%. Око 80% потребног гаса је обезбеђено из увоза.

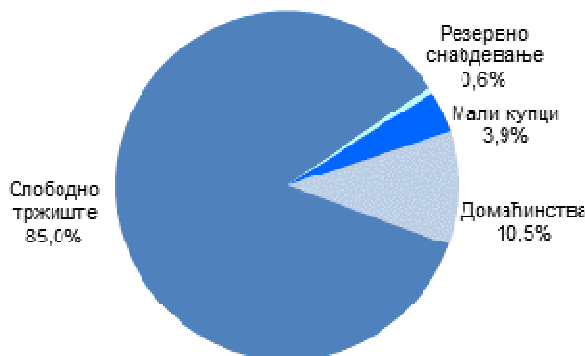
Трговина на велико

Трговином на велико су се бавиле само две компаније ЈП Србијагас и Elgas Energy Trading. 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. Прва годишња расподела капацитета је почетком 2014. одложена за 2015. годину, а затим за 2016. али до краја године није реализована.

Законом је предвиђено да, до успостављања конкурентног тржишта, Влада одређује снабдевача јавних снабдевача, у складу са Законом. Снабдевач јавних снабдевача мора да нуди природни гас свим јавним снабдевачима (укључујући и оног који је у истом правном лицу са њим), под истим условима и по истој цени. У 2016. години, снабдевач јавних снабдевача је био ЈП Србијагас.

Трговина на мало

Укупна нето потрошња крајњих купаца је била 2.226 милиона m^3 , али од тога је Нафтна индустрија Србије а.д. (у даљем тексту: НИС) потрошила 225 милиона m^3 из своје производње и ова количина није била на тржишту. Трговином на мало, односно снабдевањем крајњих купаца, у 2016. години се бавило 30 снабдевача на слободном тржишту (од 65 лиценцираних) и 33 јавна снабдевача који су и дистрибутери природног гаса. У трговини на мало је доминантна трговина на слободном тржишту. Расподела 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 2016.

Тржиште је отворено са 85%, продата је за 13% већа количина на слободном тржишту него претходне године. 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, у складу са Законом. За резервног снабдевача крајњих купаца који на то имају право, Влада је за 2016. годину одредила ЈП Србијагас. Резервно снабдевање, по Закону, може да траје најдуже 60 дана. Током 2016, резервно снабдевање је користило десетак купаца и њима је укупно испоручено 12 милиона m^3 , односно само 0,6% укупне потрошње на тржишту (без потрошње НИС-а из сопствене производње).

Промена снабдевача је у 2016. години реализована само у неким дистрибуцијама, на укупно 22 мерна места, са потрошњом од 74 милиона m^3 , што је 5,1% количина природног гаса испоручених на дистрибутивном нивоу или 3,7% од укупно испоручене количине крајњим купцима.

Право да природним гасом буду снабдевани од јавног снабдевача, по регулисаним ценама, уколико не изаберу снабдевача на слободном тржишту, имају домаћинства и мали купци (чија је годишња потрошња природног гаса до 100.000 m^3 и чији су сви објекти прикључени на дистрибутивни систем природног гаса). По потрошњи гаса, ови крајњи купци имају мали удео у финалној потрошњи, од само 13% од укупне количине гаса набављене на тржишту.

Сигурност снабдевања

У 2016. години, сигурност снабдевања природним гасом је била задовољавајућа. Гаса је било довољно да се задовоље све потребе купаца, а остварена је и висока поузданост гасних мрежа.

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 гаса.

За обезбеђивање дугорочне сигурности снабдевања природним гасом, од велике је важности адекватно планирање развоја система. Енергетски субјекти који обављају делатност транспорта природног гаса и управљања транспортним системом, дужни су, на основу Закона, да Агенцији доставе десетогодишње планове развоја транспортних система на сагласност. У 2016. години Транспортгас Србија д.о.о. није Агенцији доставио

десетогодишњи план развоја, а „Yugorosgaz–транспорт“ д.о.о. је план доставио. Агенција је у току децембра 2016. године организовала јавне консултације и изнела предлоге за унапређење овог плана, тако да се сагласност Агенције на план „Yugorosgaz–транспорт“ д.о.о. очекује у току 2017. године.

3. ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

3.1 Структура сектора и капацитети

3.1.1 Организациона и власничка структура сектора

Организациона структура електроенергетског сектора је, од усвајања првог Закона о енергетици којим су постављене претпоставке за развој тржишта електричне енергије и природног гаса („Службени гласник РС“ број 84/04), стално прилагођавана потребама развоја тржишта електричне енергије на принципима недискриминације, ефикасне конкуренције и транспарентности. Трансформација је започета 2005. године, поделом јединственог вертикално интегрисаног ЈП ЕПС, које је обухватало: производњу, пренос, дистрибуцију и трговину електричном енергијом, на посебно предузеће ЈП Електро mreжа Србије (ЕМС) надлежно за пренос и вертикално интегрисани ЈП ЕПС надлежно за: производњу, снабдевање на велико и на мало (крајњих купаца) и за дистрибуцију електричне енергије.

Структура електроенергетског сектора на крају 2016. године је приказана на слици 3-1.



Слика 3-1: Организациона структура електроенергетског сектора

Јавно предузеће ЈП ЕПС 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, снабдевања електричном енергијом на велико и на мало и дистрибуције електричне енергије. ЈП ЕПС је највећи произвођач (98,4% укупне инсталисане снаге у Србији) и доминантан учесник на тржишту електричне енергије. Осим што продаје и купује на слободном тржишту, ЈП ЕПС је одређен и за гарантованог/јавног снабдевача домаћинстава и малих купаца, по регулисаној цени. Од

укупно 28,8 TWh финалне потрошње, ЈП ЕПС продаје више од 97% (све на регулисаном снабдевању и преко 95% на слободном тржишту).

За обављање делатности дистрибуције и управљања дистрибутивним системом на целој територији Србије, ЈП ЕПС је формирало зависно друштво Оператор дистрибутивног система „ЕПС Дистрибуција“ (ОДС). ЈП ЕПС обезбеђује независност ОДС раду и развоју, 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 снабдевање ЈП ЕПС. До краја 2016. године, ОДС није у потпуности профункционисао у складу са Законом.

На дистрибутивни систем је прикључено 216 малих електрана (независних произвођача електричне енергије) укупне снаге 129 MW. Од тога, лиценцу за производњу електричне енергије или за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије има 13 енергетских субјеката, који располажу производним објектима снаге веће од 1MW,

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 2016. године, 60 лиценцираних снабдевача који имају право да се баве снабдевањем на велико и на мало и 39 снабдевача који могу да се баве само трговином на велико. Од тога је било активно 52. Највише их се бавило прекограничном разменом (39), а мање снабдевањем крајњих купаца на слободном тржишту (14).

3.1.2 Капацитети за производњу, пренос и дистрибуцију

3.1.2.1 Производња

Укупна нето инсталисана снага електрана у Србији је 7.826 MW, без оних на територији АПКМ, укључујући и мале електране независних произвођача (табела 3-1). У оквиру ЈП ЕПС, који је доминантан произвођач електричне енергије, у термоелектранама на лигнит, инсталисано је 4.386 MW у хидроелектранама 2.936 MW, у термоелектранама-топланама на природни гас или мазут 347 MW и у оквиру 13 малих хидроелектрана повезаних на дистрибутивни систем 27,7 MW. Лигнит за термоелектране се производи на површинским коповима који су у саставу ЈП ЕПС.

Поред производних капацитета ЈП ЕПС, на мрежу електродистрибуција је прикључено и 216 малих електрана укупне инсталисане снаге 129,5 MW, које су у власништву других правних и физичких лица.

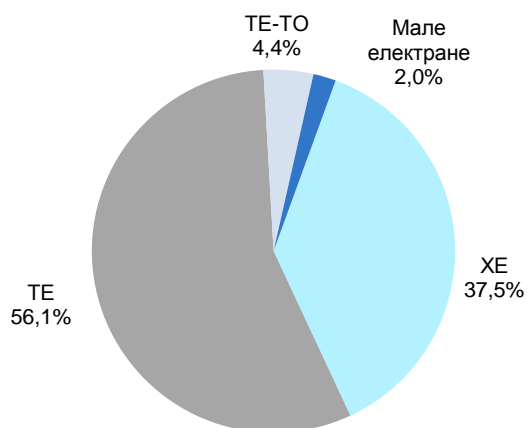
Табела 3-1: Капацитети за производњу електричне енергије у 2016. (без АПКМ)

Технологија	Инсталисана снага MW
Хидроелектране	2.936
Термоелектране (угаљ)	4.386
Термоелектране – топлане (гас, мазут)	347
Гасне електране	-
Нуклеарне електране	-
Остало (обновљиви извори) - мале електране ЈП ЕПС	28
Мале електране - независни произвођачи	129
УКУПНА ИНСТАЛИСАНА СНАГА	7.826

Структура производних капацитета без електрана на територији АПКМ, приказана је на слици 3-2. Учешће снаге термоелектрана (ТЕ) и термоелектрана – топлана (ТЕ-ТО) је 60,4%, хидроелектрана (ХЕ) које су прикључене на преносни систем 37,5%, 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 и око 2% инсталисаних капацитета су мале електране прикључене на дистрибутивни систем.

Производни капацитети су до статусне промене ЈП ЕПС од 1. јула 2015, били организовани у оквиру пет привредних друштава за производњу у оквиру ЈП ЕПС: ПД ХЕ Ђердап д.о.о., ПД Дринско-Лимске ХЕ д.о.о., ПД Панонске ТЕ-ТО д.о.о., ПД ТЕ Никола Тесла д.о.о. и ПД ТЕ и копови Костолац д.о.о.

Након статусне промене ЈП ЕПС, почев од друге половине 2015, као и током 2016, производни капацитети су организовани у оквиру ЈП ЕПС Производња. Такође, након што су мале дистрибутивне ХЕ ЕПС током прве половине 2015. биле у саставу привредних друштава за дистрибуцију електричне енергије ПД Електросрбија д.о.о. и ПД Југоисток д.о.о., од 1. јула 2015. делатност производње на тим објектима обављао је ЈП ЕПС, на основу уговора о закупу објеката. У оквиру наставка реорганизације ЈП ЕПС, статусном променом од 4. јануара 2016, објекти за производњу у малим дистрибутивним ХЕ су пренети на ЈП ЕПС као матично предузеће.



Слика 3-2: Структура производних капацитета у 2016. (без АПКМ)

Поред ЈП ЕПС, који је највећи и доминантан произвођач електричне енергије, лиценцу за производњу електричне енергије или за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије има још 13 енергетских субјеката (независних произвођача електричне енергије) који располажу малим производним објектима прикљученим на дистрибутивну мрежу. Од 13 независних произвођача, највећи су "Нафтна индустрија Србије" а.д. Нови Сад са 11,94 MW и у 9 објеката, Ветропарк Кула са 9,9 MW и Новосадска топлана са комбинованом производњом од 9,98 MW.

3.1.2.2 Пренос

Преносни систем, без дела на АПКМ, чини 35 трансформаторских станица (ТС) 400/x и 220/x kV/kV инсталисане снаге 16.769 MVA (од чега је 30 трафостаница инсталисане снаге 16.281 MVA у власништву ЕМС АД), 17 разводних постројења (од којих су 9 у власништву ЕМС АД) и водови напона 400, 220 и 110 kV укупне дужине од 9.745 km (од чега је 9.504 km далековода у власништву ЕМС АД). У односу на 2015. годину, није дошло до значајног повећања капацитета у преносном систему ЕМС АД. У власништву ЕМС АД је и 6 трансформаторских станица 110/x kV/kV укупне инсталисане снаге 808 MVA.

Процес примопредаје далековода и каблова 110 kV између ЕМС АД и ЈП ЕПС у складу са Законом, који је започет 2013, 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 2017. години. Предаја 52 од 53 трансформаторске станице 110/x kV/kV је завршена претходне године, а поступак за преосталу ТС је у току због нерешених власничких односа.

Преносни систем ЕМС АД је са суседним електроенергетским системима повезан преко 24 интерконективна далековода напона 400, 220 и 110 kV, од којих су 22 активна.

Табела 3-2: Подаци о преносном систему ЕМС АД на крају 2016. (без АПКМ)

Елемент преносног система	Јединица мере	
Дужина мреже по напонским нивоима, укупно	km	9.504
400 kV	km	1.629
220 kV	km	1.845
110 kV	km	6.030
Број трансформатора (укључујући ТС 110/x kV/kV у власништву ЕМС АД)		85
Број трафостаница и разводних постројења (укључујући 110 kV напонски ниво - у власништву ЕМС АД)		45
Број интерконективних водова (активних)		22

3.1.2.3 Дистрибуција

Делатност дистрибуције електричне енергије и управљања дистрибутивним системом на територији Републике Србије без АПКМ, током 2016. године обављао је ОДС ЕПС Дистрибуција, који је формиран 01. јула 2015. као зависно друштво ЈП ЕПС. Дистрибутивни систем, без територије АПКМ, чини 36.318 трансформаторских станица укупне инсталисане снаге 31.469 MVA и око 166.800 km дистрибутивних водова, напонског нивоа 110, 35, 20, 10 и 0,4 kV, којима се електрична енергија дистрибуира до крајњих купаца.

У власништву ОДС је 34.877 трансформаторских станица укупне инсталисане снаге 29.874 MVA и 160.887 km дистрибутивних водова свих напонских нивоа, чија је структура дата у табели 3-3. Сагласно законској обавези, од ЕМС АД су преузимане трансформаторске станице 110/x kV/kV, тако да је на крају 2016. остала још само једна

непреузета трансформаторска станица, а што се тиче водова напонског нивоа 110 kV, остало је да се ЕМС АД предају преостали далековод и кабловски водови.

Табела 3-3: Дужина водова у власништву ОДС на крају 2016. (без АПКМ)

Напонски ниво	ОДС по областима ранијих дистрибутивних привредних друштава					Укупно ОДС
	Електро-војводина	ЕДБ	Електросрбија	Југоисток	Центар	
110 kV	0	36	0	0	2	38
35 kV	1.259	935	2.161	1.716	720	6.791
20 kV	7.988	0	1.600	0	0	9.588
10 kV	498	6.758	12.210	9.427	4.037	32.930
0,4 kV	13.901	17.416	46.878	21.048	12.297	111.540
Укупно	23.646	25.145	62.849	32.191	17.056	160.887

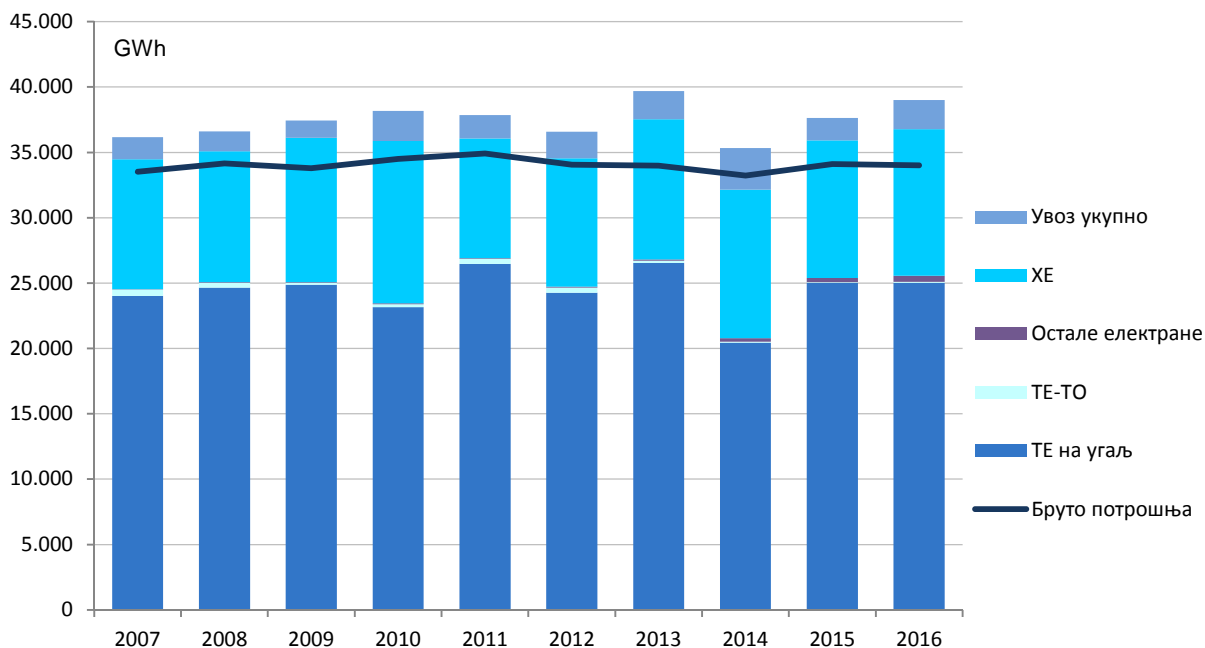
3.2 Остварена потрошња и производња

Потрошња електричне енергије крајњих купаца (без потрошње електрана у функцији производње) је била 28,8 TWh, за 1% је већа од остварене у 2015. Детаљнији приказ потрошње је дат у тачки 3.5.1.2.

У последњих десет година, ЈП ЕПС је повећавао производњу из постојећих капацитета, да би у 2013. години била достигнута максимална производња од готово 37,5 TWh. У 2016. је произведено 36,7 TWh електричне енергије, при чему је производња термоелектрана на угаљ била на нивоу производње у 2015, док је производња хидроелектрана била већа за 0,7 TWh. Термоелектране-топлане су, по правилу, радиле сагласно потребама грејања у зимском периоду и произвеле су двоструко више електричне енергије него у 2015. години.

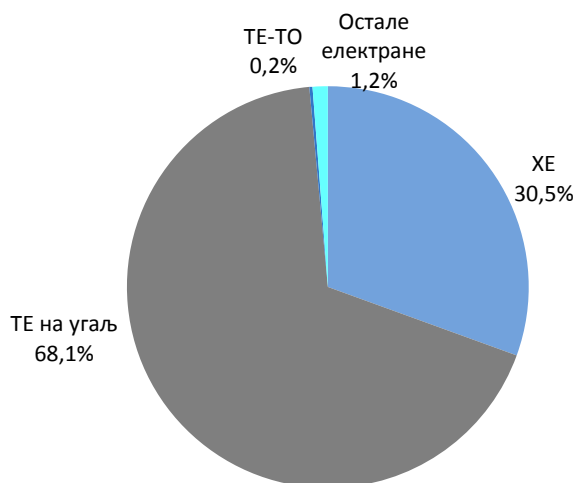
Производња малих електрана прикључених на дистрибутивну мрежу је релативно мала, али се, због прикључења нових капацитета, без обзира на варирање хидролошких прилика, њихова производња из године у годину повећава. Производња ових електрана је у 2016. износила 448 GWh, што је за око 40% више у односу на 2015.

Због отварања тржишта, активније је учешће већег броја снабдевача на тржишту електричне енергије, тако да се повећава и обим прекограничне трговине електричном енергијом. На основу расположивих података снабдевача, у Србију је увезено нешто мање од 2,2 TWh, а извезено око 3,6 TWh електричне енергије. Извоз је био интензиван у периоду од фебруара до маја, а захваљујући повољним хидролошким приликама и током августа и септембра, док је увоз био изразит у последњем кварталу 2016. године.



Слика 3-3: Производња, увоз и бруто потрошња у Србији у 2016. (без АПКМ)

У 2016. години, у електранама у Србији је остварена укупна производња од 36.781 GWh. Од тога су термоелектране на угаљ произвеле 68,1%, хидроелектране 30,5%, термоелектране-топлане 0,2% и остале мале електране прикључене на дистрибутивни систем 1,2% од укупно произведене електричне енергије.



Слика 3-4: Структура производње у 2016. (без АПКМ)

Табела 3-4: Производња и потрошња електричне енергије у периоду 2007 – 2016. (без АПКМ)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
GWh										
ПРОИЗВОДЊА										
Хидроелектране	9.930	10.011	11.045	12.420	9.145	9.808	10.729	11.366	10.529	11.227
Термоелектране на угаљ	24.016	24.661	24.880	23.162	26.462	24.275	26.537	20.455	25.017	25.016
Термоелектране-топлане	483	367	139	222	408	390	167	63	45	90
Остале електране	40	40	48	61	46	73	104	267	321	448
Производња укупно	34.469	35.079	36.112	35.865	36.061	34.546	37.537	32.151	35.912	36.781
Остало (УНМИК)	88	0	44	93	184	144	0	0	15	69
УВОЗ										
Увоз ЕПС и увоз снабдевача за купце у Србији	792	616	122	756	1.106	1.177	636	2.869	1.677	2.170
Дугорочни уговор са ЕП ЦГ	647	797	1.116	1.463	630	737	1.294	0	0	0
Годишњи уговори	249	121	85	86	64	125	218	311	55	55
Увоз - укупно ЕПС и за потребе снабдевања	1.688	1.534	1.323	2.305	1.800	2.039	2.148	3.180	1.732	2.225
УКУПНО РАСПОЛОЖИВО	36.245	36.613	37.479	38.263	38.045	36.729	39.685	35.331	37.659	39.075
Извоз ЕПС и продаја снабдевачима за извоз	249	173	1.442	1.286	764	251	3.140	936	2.086	3.523
Дугорочни уговор са ЕП ЦГ	1.235	1.220	1.184	1.204	1.210	1.214	1.235	0	0	0
Годишњи уговори	246	115	94	69	90	127	100	85	56	55
Укупно – ЕПС извоз и продаја снабдевачима за извоз	1.730	1.508	2.720	2.559	2.064	1.592	4.475	1.021	2.142	3.578
Потребе пумпања	864	878	903	1.049	860	875	1.007	902	1.102	1.034
Остало (УНМИК)	133	59	71	145	199	196	207	180	300	445
Бруто потрошња	33.518	34.168	33.784	34.509	34.928	34.059	34.000	33.228	34.115	34.018
Губици у преносној мрежи	1.286	1.224	1.106	1.065	1.096	1.022	1.013	948	932	892
Губици у дистрибутивној мрежи	4.583	4.671	4.865	4.958	4.747	4.586	4.482	4.215	4.236	3.917
Укупни губици	5.869	5.895	5.970	6.022	5.843	5.602	5.499	5.163	5.168	4.808
Губици у односу на бруто потрошњу	17,5%	17,3%	17,7%	17,5%	16,7%	16,4%	16,2%	15,5%	15,4	14,1%
Финална потрошња*	27.649	28.273	27.814	28.487	29.085	28.457	28.501	28.065	28.947	29.210

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

3.3 Регулација оператора преносног система

Оператор преносног система (ОПС) у Србији је акционарско друштво ЕМС АД, које је одговорно за пренос електричне енергије и управљање преносним системом, као и за организовање и администрирање билатералног и балансног тржишта електричне енергије. Законом је детаљно уређена одговорност ОПС да обезбеди: сигуран, поуздан и безбедан рад преносног система; развој преносног система, адекватан преносни капацитет у функцији сигурности снабдевања; квалитет испоруке електричне енергије; недискриминаторан и транспарентан приступ преносном систему; балансирање система; исправност и поузданост мерења електричне енергије на местима примопредаје у и из преносног система, итд.

Најважније активности оператора преносног система у 2016. години, биле су следеће:

- израда нацрта десетогодишњег плана развоја преносног система;
- измене и допуне Правила о раду преносног система, у циљу усклађивања са Законом;
- измене и допуне Правила о раду тржишта електричне енергије, у циљу усклађивања са Законом;
- израда Правила о објављивању кључних тржишних података;
- доношење правила за расподелу прекограничних преносних капацитета у 2016. години, општих и билатералних са операторима преносних система у Мађарској, Румунији, Бугарској, Босни и Херцеговини и Хрватској;
- набавка енергије за надокнаду губитака у преносној мрежи у тендерској процедури;
- 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 са другим операторима система информација неопходних за безбедно и сигурно функционисање система;
- 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 Агенцији података и документације потребних за праћење рада оператора преносног система и регулацију цена 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, након што је Савет Агенције на прву верзију правила дао сагласност. После допуне у децембру 2011, нова Правила су донета у јулу 2014, а након доношења новог Закона о енергетици у децембру 2014, Савет Агенције је на седници одржаној 03.11.2015. године донео одлуку о давању сагласности на Правила о раду преносног система која су усклађена са овим Законом, која су важила и у 2016. години. У 2016, ЕМС АД је најавио израду нових Правила са циљем да се усагласе са европским мрежним правилима, смерницама и упутствима, која ће током 2017. године доставити Агенцији на давање сагласности.

3.3.1 Раздвајање ОПС

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

ЈП Електромрежа Србије је у 2016. години корпоративизовано и функционише као затворено акционарско друштво.

Закон из 2014. године је, у складу са прописима ЕУ, утврдио модел власничког раздвајања оператора преносног систем и рокове за његово остваривање. Према прописаном моделу, независност ОПС се остварује тако што 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 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, коју спроводи Агенција,

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.

Поступајући у законом прописаном року, ЕМС АД је, у октобру 2016. године, поднело Агенцији захтев за сертификацију, али се овај поступак може завршити коначном одлуком о сертификацији, тек по усклађивању позитивних прописа Републике Србије који се односе на рад министарстава и Владе РС, чиме би се испунили услови у погледу независности оператора преносног система. Ово је изван компетенција енергетског субјекта и Агенције и зависи од надлежних државних органа. Осим наведеног, у поступку сертификације уочен је и проблем уписа својинских права на деловима мреже на којима ЕМС АД треба да буде одређено као оператор система по моделу власничког раздвајања, што је такође изван надлежности ове Агенције.

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) 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, оператор је дужан да донесе одговарајуће нормативе и 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, по правилу, 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 Цене приступа систему

Регулисане цене приступа, односно коришћења преносног система, први пут су примењене 01. јануара 2008, након позитивног мишљења Савета Агенције и сагласности Владе Републике Србије. После тога, оне су још четири пута кориговане. У току 2016. године, није било промене и примењиване су цене које су одобрене у марту 2013. 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				
	дин/kWh				
	од 1.1.2008.	од 1.8.2008.	од 1.3.2010.	од 1.4.2011.	од 1.3.2013.
Укупна цена за пренос електричне енергије	0,23	0,25	0,28	0,34	0,44
Нето цена за пренос електричне енергије*	0,10	0,10	0,11	0,17	0,18

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

Тарифе које су примењиване у 2016. години су истоветне тарифама из 2013. и приказане су у табели 3-6.

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

У току 2016. године, Савет Агенције је донео одлуку о измени и допуни Методологије за одређивање цене приступа систему за пренос електричне енергије.

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.

Табела 3-6: Тарифе за приступ преносном систему од 1.03.2013.

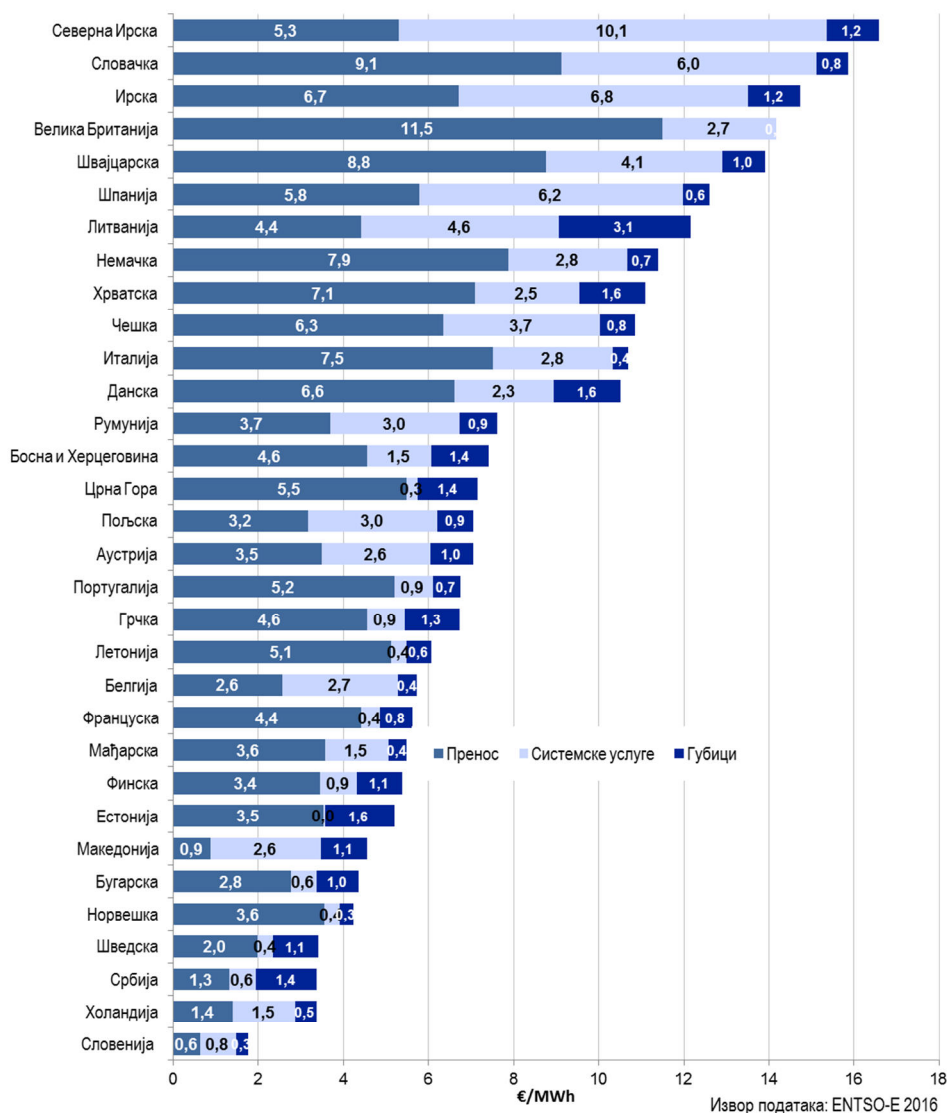
Тарифни елемент	Обрачунски елемент	Јединица мере	динара Тарифа од 01.03.2013.
Снага	обрачунска снага	kW	37,5638
	прекомерно преузета снага	kW	150,2554
Активна енергија	виши дневни	kWh	0,3303
	нижи дневни	kWh	0,1651
Реактивна енергија	реактивна енергија	kvarh	0,1399
	прекомерно преузета реактивна енергија	kvarh	0,2798

Применом важећих тарифа на реализоване количине током 2016. године, остварена је просечна цена приступа преносном систему (без ПДВ и такси) у износу од 0,427 дин/kWh.

Табела 3-7: Остварене просечне цене приступа преносном систему

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Остварена цена приступа преносном систему	0,25	0,26	0,28	0,33	0,35	0,42	0,43	0,43	0,43

Цене приступа преносном систему и њихова структура (без ПДВ и такси), према подацима ENTSO-E за 2016. годину, приказане су на слици 3-5.



Слика 3-5: Структура цене преноса (€/MWh) у 2016.

3.3.2.3 Цене резерве за секундарну и терцијарну регулацију

Правилима о раду преносног система електричне енергије, дефинисан је износ снаге која мора бити резервисана за потребе системских услуга примарне регулације (36 MW), секундарне регулације (минимални опсег износи 160 MW) и терцијарне регулације (300 MW за позитивну и 150 MW за негативну резерву), као и да целокупна снага у резерви мора да буде обезбеђена из производних јединица прикључених на домаћи преносни систем.

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

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

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

У 2016. години утврђене су цене закупа резерве снаге за системске услуге секундарне регулације у износу од 1.115 динара/MW и терцијарне регулације у смеру повећања снаге у износу од 354 динара/MW. Услуга терцијарне регулације у смеру смањења снаге се не плаћа.

Примарна регулација се не плаћа.

3.3.2.4 Цене помоћних услуга

Поред цена системских услуга, Агенција утврђује и цене помоћних услуга (регулација напона и реактивне снаге и безнапонског покретања) које произвођачи чији су објекти прикључени на електроенергетски систем обезбеђују оператору преносног система. Ове цене се утврђују на годишњем нивоу као паушални износи на основу вредности инвестиционе опреме у електранама које се користе за ове намене. У 2016. години, утврђене су цене помоћних услуга за услугу регулације напона и реактивне снаге у износу од 124.629.671 динара и за услугу покретања из безнапонског стања у износу од 8.037.784 динара, које се обрачунавају у једнаким месечним ратама одређеним као једна дванаестина наведених износа.

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

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

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

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 једанаест интерконективних водова (400kV и 220kV) на којима ЕМС АД додељује право на коришћење преносних капацитета. На српско-мађарској граници од 2011, на српско-румунској граници од 2013, на српско-бугарској и српско-хрватској граници од 2014. и на српско-босанскохерцеговачкој граници од 2015, организоване су заједничке експлицитне аукције за доделу 100% расположивог капацитета, док на границама са Албанијом, Македонијом и Црном Гором, ЕМС АД и суседни оператори преносних система додељују право на коришћење по 50% прекограничних преносних капацитета.

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

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

на коришћење расположивих прекограничних преносних капацитета је дефинисан Правилима о раду преносног система, споразумима између оператора преносног система Републике Србије (ЕМС АД) и оператора преносних система Мађарске, Румуније, Бугарске, Босне и Херцеговине и Хрватске о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступа прекограничним преносним капацитетима и општим Правилима за доделу расположивих прекограничних преносних капацитета на границама регулационе области Србије. На правила и споразуме која су примењивани у 2016, Савет Агенције је дао сагласност крајем 2015. 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).

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 2016.

Граница/месеци	MW											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Мађ--->Срб	700	700	700	700	700	700	700	700	647	700	700	700
Рум---> Срб	500	491	500	525	452	512	419	558	470	547	560	602
Буг ---> Срб	150	150	200	300	300	300	300	300	300	252	300	300
Мак---> Срб	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Алб---> Срб	250	250	250	225	210	210	210	210	196	210	210	250
ЦГ---> Срб	700	600	600	600	600	583	397	552	500	490	400	400
БиХ--- Срб	600	600	500	550	600	583	600	400	560	600	600	600
Хрв---> Срб	600	600	500	550	600	583	600	400	460	600	600	600

Табела 3-10: Средње месечне вредности NTC за смер излаза из Србије у 2016.

Граница/месеци	MW											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Срб --->Мађ	800	800	800	800	597	800	800	800	733	800	800	800
Срб --->Рум	400	434	550	487	477	450	247	460	657	648	710	555
Срб --->Буг	150	150	200	200	150	150	150	150	150	126	150	150
Срб --->Мак	700	700	700	573	453	500	545	513	590	687	700	700
Срб --->Алб	250	250	250	210	169	210	210	210	196	244	250	250
Срб --->ЦГ	700	600	600	493	373	490	348	465	577	684	700	700
Срб ---БиХ	600	450	500	413	323	543	423	439	450	400	500	500
Срб --->Хрв	600	600	565	413	329	543	423	439	425	400	500	500

У току 2016. године, ЕМС АД је организовао експлицитне аукције прекограничних преносних капацитета на свим границама и смеровима регулационе области Републике Србије.

На границама: Србија-Албанија, Србија-Црна Гора и Србија-Македонија, у складу са Правилима за расподелу прекограничних преносних капацитета, ЕМС АД је током 2016. додељивао 50% расположивог капацитета на годишњем (само на граници са Македонијом) 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 2016. право учешћа у аукцијама за 50% расположивог капацитета имало је 48 учесника на тржишту, од којих је њих 31 активно учествовало у аукцијама. Годишње аукције су одржане 24. новембра 2015. само за границу са Македонијом, док аукције на границама са Црном Гором и Албанијом нису спроведене због немогућности гарантовања годишњег капацитета у случају успостављања области КОСТТ у току 2016. На аукцији је учествовало 12 енергетских субјеката и остварена је цена од 0,12 EUR/MWh на смеру Македонија – Србија и 17 енергетских субјеката на смеру Србија – Македонија уз остварену цену од 1,25 EUR/MWh. Месечне алокације су организоване за сваки месец у 2016. на све три напред наведене границе. У оквиру процеса алокација спроведен је већи број месечних аукција за доделу 50% расположивих прекограничних преносних капацитета. Подаци о спроведеним месечним аукцијама су приказани у табели 3-11.

Табела 3-11: Подаци о спроведеним месечним аукцијама за доделу 50% расположивих прекограничних преносних капацитета у 2016.

Граница – смер	Број дана са нултим капацитом	Број појава загушења/ Укупан број аукција	Број учесника у аукцијама (мин. – макс.)	Опсег цена последње прихваћене понуде у случају загушења (EUR/MWh)
Алб-Срб	5	14 / 16	5 - 15	0,02 – 0,57
ЦГ-Срб	0	18 / 18	11 - 15	0,02 – 0,40
Мак-Срб	0	12 / 12	8 - 16	0,05 – 1,37
Срб-Алб	5	19 / 21	9 - 14	0,11 – 3,23
Срб-ЦГ	0	32 / 32	11 - 16	0,07 – 0,75
Срб-Мак	0	28 / 28	15 - 20	0,42 – 3,51

ЕМС АД је током 2016. 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, учествовао је 41 учесника од 57 колико их је имало право учешћа.

За доделу 100% расположивог капацитета на српско-румунској граници, ЕМС АД је организовао годишње и месечне експлицитне аукције уз наплату према последњој прихваћеној цени („marginal price“), а румунски оператор преносног система CNTEE Transselectrica S.A. је спроводио доделу расположивог капацитета на дневном 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 35 учесника од 61 колико их је имало право учешћа.

Хрватски оператор преносног система ХОПС је током 2016. организовао годишње и месечне аукције за доделу 100% расположивог капацитета на српско-хрватској 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 свим аукцијама које је спроводио ЕМС АД, учествовало је 14 учесника од 38 колико их је имало право учешћа.

На српско-бугарској граници, бугарски оператор преносног система Електроенергиен Системен Оператор ЕАД је организовао годишње и месечне аукције за доделу 100% расположивог капацитета, а ЕМС АД је додељивао расположив капацитет на дневном нивоу. Оба оператора су примењивала метод наплате према последњој прихваћеној цени („marginal price“). На аукцијама које је организовао ЕМС АД је учествовало 26 учесника од 48 колико их је имало право учешћа. Унутардневне аукције нису организоване услед техничких проблема бугарског оператора преносног система.

ЕМС АД је током 2016. 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 је учествовало 23 учесника од 44 колико их је имало право учешћа.

Подаци о заједничким годишњим аукцијама за 2016. годину приказани су у табели 3-12.

Табела 3-12: Подаци о спроведеним заједничким годишњим аукцијама прекограничних преносних капацитета у 2016.

Граница – смер	Број учесника у аукцијама	Маргинална цена (EUR/MWh)
Мађарска – Србија	17	0,13
Србија – Мађарска	17	0,24
Румунија – Србија	21	4,11
Србија – Румунија	12	0,03
Бугарска - Србија*	6	1,46
Србија - Бугарска*	4	0,83
Хрватска - Србија*	10	0,06**
Србија - Хрватска*	11	0,12**
БиХ - Србија	16	0,13
Србија - БиХ	12	0,04

* Подаци добијени од суседног оператора преносног система

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

Подаци о заједничким месечним аукцијама у 2016. години су приказани у табели 3-13.

Табела 3-13: Подаци о спроведеним заједничким месечним аукцијама прекограничних преносних капацитета у 2016.

Граница – смер	Број дана са нултим капацитетом	Број појава загушења/ укупан број аукција	Број учесника у аукцијама (мин. – макс.)	Опсег маргинална цена (EUR/MWh)
Мађарска - Србија	0	12 / 12	11 - 20	0,11 – 0,35
Србија - Мађарска	0	12 / 12	13 - 22	0,03 – 0,78
Румунија – Србија	5	53 / 54	17 - 24	0,15 – 4,75
Србија - Румунија	5	34 / 68	4 - 17	0,01 – 1,35
Бугарска – Србија*	5	12 / 12	5 – 10**	0,05 – 4,75
Србија – Бугарска*	5	12 / 12	3 – 7**	0,31 – 2,69
Хрватска – Србија*	5	16 / 18	4 – 10	0,01***
Србија – Хрватска*	5	27 / 27	5 – 11	0,11***
БиХ - Србија	0	17 / 17	12 – 16	0,01 – 0,13
Србија - БиХ	0	26 / 29	8 - 15	0,01 – 0,18

* Подаци добијени од суседног оператора преносног система

** Број учесника који је остварио право на капацитет

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

Поред закључења споразума о организовању заједничких алокација/аукција за 2017. са операторима суседних система са којима су оне организоване у 2016, ЕМС АД је крајем 2016. године закључио споразум о организовању заједничких алокација/аукција за 2017. и са оператором преносног система Македоније (МЕПСО АД). 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 2016. је био 15.527 GWh у смеру улаза, односно 17.845 GWh у смеру излаза из тржишне области Србије, док је обим интерних трансакција⁴ био 15.633 GWh. У табели 3-14 приказан је обим пријављених и потврђених интерних и прекограничних трансакција у периоду 2009-2016.

Табела 3-14: Прекограничне и интерне трансакције у тржишној области Србије од 2009-2016.

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

Током 2016. је повећана прекогранична размена у смеру излаза, што указује да је повећана продаја електричне енергије произведене у Србији на страном тржишту, али је најзначајније повећање обима интерних трансакција од готово 60% што показује да је дошло до великог повећања трговине електричном енергијом на унутрашњем тржишту у Србији.

Поред трансакција приказаних у табели 3-15, део прекограничне размене је реализован кроз острвски рад дистрибутивних система Србије и Босне и Херцеговине у износу од 51,4 GWh у смеру од Србије ка Босни и Херцеговини и 1,9 GWh у супротном смеру.

У табели 3-16 је приказан обим прекограничних трансакција електричне енергије по границама за 2016.

⁴ билатерална трговина између две балансно одговорне стране у Србији

Табела 3-15: Улазне и излазне пријављене прекограничне трансакције по границама за 2016.

Граница са	GWh	
	Улаз у Србију	Излаз из Србије
Румунијом	3.704	1.286
Бугарском	1.343	1.078
Македонијом	417	3.579
Албанијом	531	937
Црном Гором	936	1.777
БиХ	1.913	1.656
Хрватском	1.475	2.368
Мађарском	5.207	5.163
По свим границама	15.526	17.844

3.3.3.3 Коришћење прихода од расподеле прекограничних капацитета

Током 2016. године, ЕМС АД је остварио приход од алокације капацитета у износу од 14,8 хиљада € и то по следећој структури:

Табела 3-16: Приходи од алокација прекограничних капацитета у 2016.

Алокације	Приходи (€)
Годишње	5.555.425
Месечне	7.924.679
Дневне	1.335.241
Укупно	14.815.345

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

3.3.4 Пренете количине електричне енергије

У табели 3-8 су приказани подаци о пренетој електричној енергији у 2016. у односу на билансом планиране количине за 2016. и пренете количине електричне енергије у претходној, 2015. години. У односу на 2015. годину, у преносни систем је ушло 1,17% мање електричне енергије (490 GWh), док је излаз из преносног система у 2016. мањи од излаза у 2015. за 1,10 % (450 GWh). Може се приметити, да је билансом за 2016. планирана значајно већа енергија за надокнаду губитака у систему у односу на остварене губитке и у 2015. и у 2016. години. Овакво планирање губитака није прихватљиво за Агенцију у процесу анализе оправданих трошкова ОПС и одобравања цена за приступ систему за пренос електричне енергије.

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

	2015		2016	
	Остварено	Биланс	Остварено	Оств./Бил.
Улаз (GWh)	41.891	40.049	41.401	103,4
Губици (GWh)	932	988	892	90,3
Губици (%)	2,22%	2,47%	2,15%	87,0
Излаз (GWh)	40.959	39.061	40.509	103,7

Остварени физички транзит електричне енергије у 2016. години, рачунат као нижа вредност средње сатне електричне енергије која је ушла, односно изашла из преносног система преко интерконективних далеководова, износио је 4.598 GWh. Износ физичког транзита по месецима дат је у табели 3-18.

Табела 3-18: Транзит електричне енергије по месецима у току 2016. (физички токови)

Месец	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Транзит (GWh)	604	213	189	218	259	454	604	355	334	476	484	408

На делу система без АПКМ, пренето је 41.401 GWh, од тога је 36.333 GWh преузето из електрана прикључених на систем, 4.522 GWh је преузето из суседних система, 545 GWh је 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 1 GWh електричне енергије. Највећи део пренете 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	2015	2016	2016/2015
Пренета електрична енергија	GWh	41.891	41.401	98,8
Максимална дневна бруто потрошња	GWh	119,5	126,2	105,6
Максимално сатно оптерећење	MW	5.777	5.800	100,4
Губици у преносном систему	GWh	932	892	95,7
Губици у преносном систему (као % пренете ел. енергије)	%	2,22	2,15	96,9

Губици електричне енергије у преносном систему Србије, без АПКМ, су у 2016. износили 892 GWh, што је 2,15% електричне енергије која је преузета у преносни систем. Настављен је тренд смањења губитака, који су у односу на 2015. смањени и у апсолутном и у процентуалном износу.

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 зимског периода 2016. године (током 5 зимских месеци), просечна дневна потрошња, која у великој мери зависи од средње дневне температуре, у Србији без АПКМ, била је 106.650 MWh. Највећа дневна бруто потрошња од 126.177 MWh је остварена 23. децембра 2016. Максимално сатно оптерећење у 2016. години је остварено 31. децембра 2016. у 18 часова у износу од 5.800 MW.

3.4 Регулација оператора дистрибутивног система

Реорганизацијом ЈП ЕПС, 01. јула 2015. 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 2016. 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;
- спровођење мера за смањење губитака енергије у систему, који су изнад технички оправданог нивоа;
- израда петогодишњег плана развоја дистрибутивног система и усклађивање са планом развоја преносног система и захтевима за прикључење објекта произвођача и купаца, који није завршен и није достављан Агенцији на сагласност;
- израда плана преузимања прикључака;
- израда јединствених Правила о раду система за дистрибуцију електричне енергије;
- сарадња са ЕМС АД и снабдевачима у погледу обезбеђивања података у вези са функционисањем тржишта и балансне одговорности;
- достављање Агенцији података и документације потребне 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-у;
- 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 средине 2021. године преузме мерне уређаје, мерно разводне ормане, прикључне водове, инсталацију 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. План њиховог преузимања је средином децембра достављен Агенцији на давање сагласности, тако да се његово доношење очекује у првој половини 2017. године.

Правила о раду дистрибутивног система

Правила о раду дистрибутивног система су у примени од почетка 2010. у свих пет привредних друштава за дистрибуцију електричне енергије, након што је Савет Агенције на њих дао сагласност. Овим правилима 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. Ова правила су мењана и допуњавана у области прикључења електрана на дистрибутивни систем и дефинисани су профили потрошње, односно начин одређивања сатних потрошњи за купце код којих се утрошена електрична енергија читава месечно.

Правила о раду дистрибутивног система је било потребно ускладити са Законом о енергетици донетим 2014. године. Рад на усклађивању правила, ОДС је започео после свог формирања, у другој половини 2015, а свој предлог правила доставио је Агенцији на увид у јулу 2016. До краја 2016, радни тимови ОДС и Агенције су усаглашавали текст правила, тако да се очекује да правила буду достављена Агенцији на давање сагласности у првој половини 2017. године.

3.4.1 Раздвајање ОДС

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

ОДС 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 о енергетици, независност оператора дистрибутивног система осигурава се тако што лица која су одговорна за управљање оператором дистрибутивног система не могу учествовати у органима управљања вертикално интегрисаног предузећа који су директно или индиректно одговорна 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 (члан 131).

Према Закону (члан 132), ОДС 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. Агенција даје сагласност на Програм усклађености ОДС у јуну 2016. године.

Сагласност је дата уз обавезу оператора дистрибутивног система да до истека законског рока за усклађивање оснивачког акта ОДС "ЕПС Дистрибуција" д.о.о. Београд са одредбама закона којима се уређује правни положај јавних предузећа и других облика организовања који обављају делатност од општег интереса, обавести Агенцију за енергетику Републике Србије о оствареној независности оператора дистрибутивног система утврђеној одредбама члана 131. Закона о енергетици, у том оснивачком акту.

Како у току 2016. године ОДС није ускладио своја оснивачка акта са законом који уређује правни положај јавних предузећа, Агенција је у оквиру својих овлашћења, предузела одговарајуће мере ради убрзавања процеса усаглашавања, како би се испунио и овај услов за издавање лиценце за обављање енергетске делатности дистрибуције и управљања дистрибутивним системом.

ОДС је дужан и да именује лице одговорно за праћење усклађености. Агенција је у јуну 2016. године дала 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. Први овакав извештај очекује се половином 2017. године.

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). 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.

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

Агенција није у потпуности задовољна квалитетом података о висини трошкова прикључења, а који су последица различитог начина књижења по организационим целинама у оквиру ОДС.

3.4.2.2 Цене приступа систему

Дистрибутивна предузећа су први пут почела да примењују регулисане цене приступа, односно коришћења дистрибутивног система, 1. марта 2010. године, након позитивног мишљења Агенције на предлоге цена добијених од 5 дистрибутивних привредних друштава и сагласности Владе. Након тога, цене приступа дистрибутивним системима су кориговане 1. априла 2011, 1. августа 2013. и оне су важиле у јануару и фебруару 2016. за купце који имају право на гарантовано снабдевање. Од 1. марта 2016. године, примењују се нове јединствене цене за приступ дистрибутивном систему. Цене приступа дистрибутивном систему могу се видети на интернет страници Агенције (www.aers.rs).

Крајем 2013. године, Влада Републике Србије је донела Уредбу о начину и условима одређивања уједначених цена приступа дистрибутивном систему у условима отварања тржишта електричне енергије. Ова Уредба је ступила на снагу 01.01.2014. године и примењивана је за купце који нису имали право на регулисано снабдевање. Уједначавањем цена приступа дистрибутивном систему, омогућено је да на целој територији Републике Србије купци из исте категорије и групе купаца, под истим условима купују електричну енергију од снабдевача на слободном тржишту. Статусном променом од 01. јула 2015. формиран је један ОДС за целу територију Републике Србије, па је 1. марта 2016. овај ОДС, уз сагласност Агенције, донео јединствену цену приступа дистрибутивном систему која је примењивана до краја 2016, за све купце, независно од тога да ли су или нису имали право на гарантовано снабдевање.

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

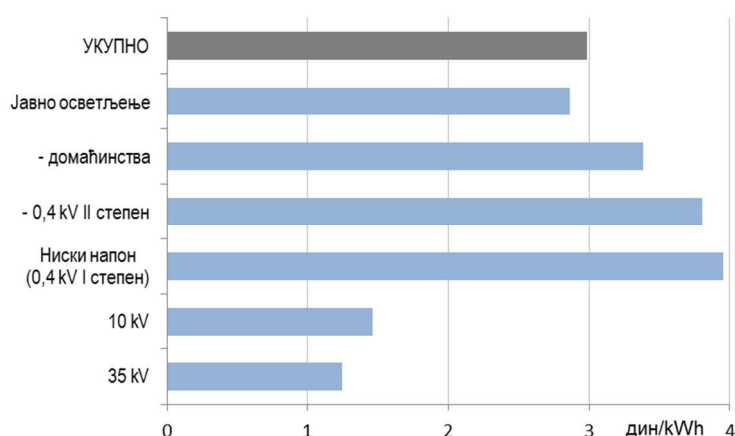
Категорија потрошње	Годишњи ниво одобрене цене			
	од 1.03.2010.	од 1.04.2011.	од 1.08.2013.	од 1.03.2016.
Средњи напон - укупно	1,17	1,385	1,56	1,32
Ниски напон (0,4 kV I степен)	2,71	3,19	3,53	3,58
Широка потрошња - укупно	2,11	2,43	3,27	3,46
- 0,4 kV II степен	2,38	2,72	3,75	3,87
- домаћинства	2,08	2,39	3,20	3,40
Јавно осветљење	1,61	1,90	3,06	2,82
Укупно ниски напон	2,20	2,54	3,30	3,46
ПРОСЕЧНО	1,82	2,30	2,93	2,93

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 2016. години.

Просечна цена приступа дистрибутивном систему у 2016. за све купце (без ПДВ и такси), била је 2,98 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
35 kV	1,24	1,35	1,35	1,46	1,32	1,28	1,25
10 kV	1,20	1,36	1,39	1,53	1,59	1,50	1,46
Ниски напон (0,4 kV I степен)	2,89	3,22	3,19	3,68	4,22	4,12	3,95
- 0,4 kV II степен	2,41	2,63	2,72	3,16	3,75	3,71	3,81
- домаћинства	2,14	2,31	2,39	2,86	3,29	3,27	3,38
Јавно осветљење	1,63	1,83	1,89	2,48	3,10	3,08	2,86
ПРОСЕЧНО	2,03	2,23	2,14	2,66	3,01	2,96	2,98



Слика 3-6: Остварена просечна годишња цена приступа дистрибутивном систему у 2016.

У току 2016. године, Савет Агенције је донео одлуку о измени Методологије за одређивање цене приступа систему за дистрибуцију електричне енергије.

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, али она се из године у годину повећава. Енергија преузета од електрана прикључених на дистрибутивни систем је у 2016. била за 39,6% већа него у 2015.

Табела 3-22: Дистрибуиране количине електричне енергије у периоду 2007 – 2016.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Дистрибуирано - укупно преузето у дистрибутивни систем	29.355	29.942	29.970	30.453	30.607	30.258	30.068	29.351	30.131	30.162
Преузето из преносне мреже (без купаца на 110 kV)	29.315	29.902	30.392	30.558	29.922	30.183	29.965	29.078	29.778	29.528
Преузето из суседних дистрибутивних система	-	-	0,2	0,5	3,1	3,6	0,1	6,4	32,2	185,8
Производња електрана прикључених на ДС	40	40	61	46	48	73	104	267	321	448
Укупно испоручено из дистрибутивног система	24.772	25.271	25.106	25.497	25.859	25.673	25.584	25.136	25.894	26.246
Испоручено крајњим купцима (без купаца на 110 kV)	24.772	25.271	25.106	25.496	25.857	25.677	25.586	25.130	25.863	26.147
Испоручено суседним дистрибутивним системима	-	-	0,3	0,5	2,1	0,6	0,5	27,4	32,3	98,6
Губици у дистрибутивном систему	4.583	4.671	4.865	4.958	4.747	4.586	4.482	4.215	4.236	3.917
Губици у дистрибутивном систему (као % укупно преузете енергије)	15,6	15,6	16,2	16,3	15,5	15,1	14,9	14,4	14,1	13,0

Остварени губици електричне енергије у дистрибутивном систему су у 2016. значајно смањени, 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. 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. Оператор дистрибутивног система је, у складу са планом за смањење губитака, у 2016. наставио са активностима на смањењу губитака, првенствено појачаном контролом мерних места ради откривања крађе електричне енергије. Ове активности, али и већа потрошња електричне енергије на средњем напону за око 4,7%, уз готово исту потрошњу на ниском напону у односу на остварење у 2015, довеле су до смањења губитака за 319 GWh, односно са 14,1% у 2015. на 13,0% од укупно преузете енергије у 2016. години. Може се закључити да је остварено смањење губитака највеће у протеклих десет година, тако да се активности на смањењу губитака морају наставити несмањеним интензитетом, посебно у сегментима откривања крађе електричне енергије и преузимања прикључних водова и мерних уређаја и њиховог довођења у технички исправно стање. Приликом давања сагласности на цене, као оправдани износ губитака у мрежи, користе се проценти који су предвиђени у плановима за смањење губитака.

3.5 Тржиште електричне енергије

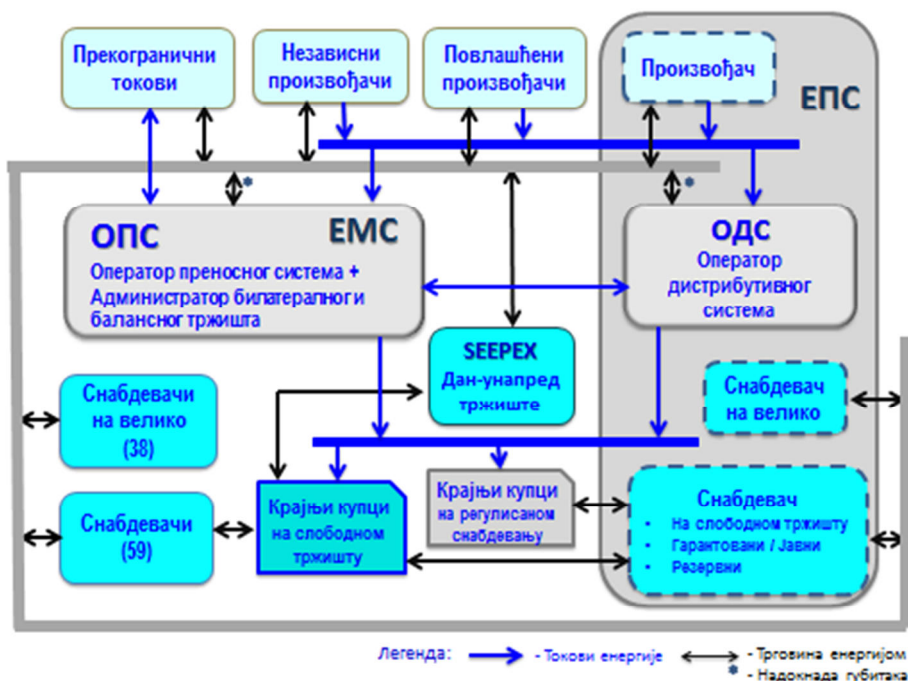
Тржиште електричне енергије у Србији се састоји из:

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

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.

Шема тржишта електричне енергије крајем 2016. је приказана на слици 3-7.



Слика 3-7: Шема тржишта електричне енергије у 2016.

Детаљнији опис организације и расподеле надлежности у ЈП ЕПС је дат у подпоглављу 3.1.1.

3.5.1 Билатерално тржиште електричне енергије

На билатералном тржишту се одвијају куповина и продаја електричне енергије директно између учесника на тржишту, при чему су на veleпродајном 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 2015. године сви купци осим домаћинстава и малих купаца електричну енергију морали да купују на слободном тржишту. Домаћинства и мали купци имају могућност избора снабдевача на слободном тржишту, али увек могу да се врате код гарантованог/јавног снабдевача.

3.5.1.1 Велепродајно тржиште

Велепродајно тржиште електричне енергије је у 2016. години било базирано на трговини између снабдевача, с обзиром да већи независни произвођачи 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 2016, извоз електричне енергије је био већи од увоза за потребе купаца у Србији, због повољне метеоролошке и хидролошке ситуације и доброг рада термоелектрана током већег дела године. Међутим, за разлику од почетка, крајем године, у новембру, а посебно у децембру месецу, увоз електричне енергије од преко 740 GWh је био 3,5 пута већи од извоза, при чему је производња термоелектрана била за око 700 GWh мања него у прва два месеца 2016. године.

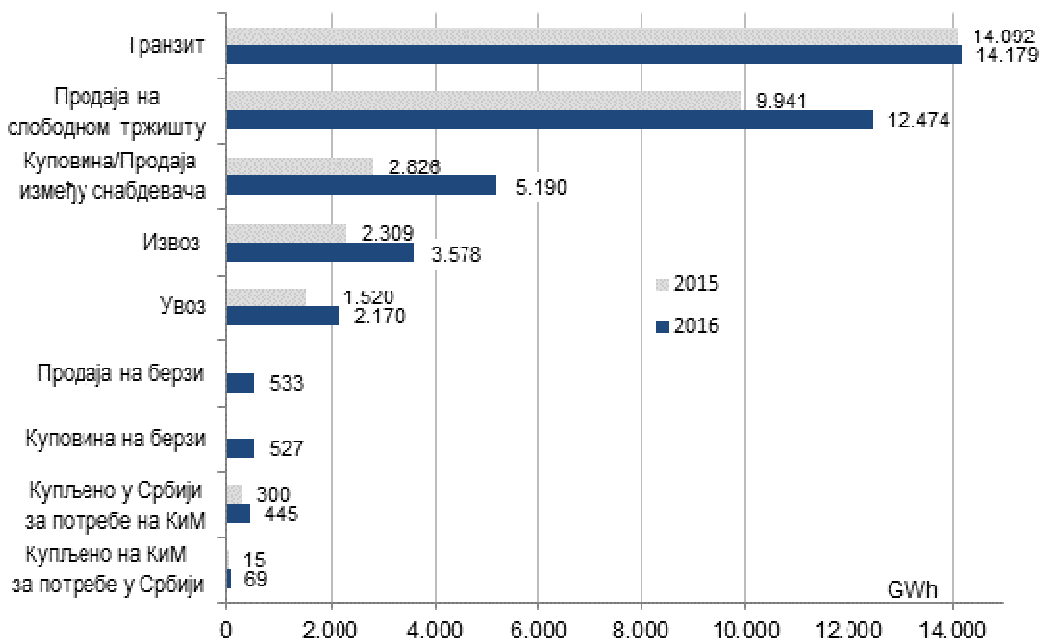
Број учесника на тржишту који учествују на аукцијама расте из године у годину. Један од најважнијих разлога за ово повећање је што је организовањем заједничких аукција са суседним операторима система на неким границама, омогућено да и субјекти који нису лиценцирани у Србији, учешћем на заједничким аукцијама,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

Табела 3-23: Број учесника на тржишту са правом пријаве дневних планова рада од 2008. до 2016.

Година	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Број учесника на тржишту	30	31	35	35	45	37	47	51	60

Право на пријаву планова рада на основу одговарајућег уговора потписаног са ЕМС АД, у 2016. је имало 60 учесника на тржишту електричне енергије, што је за 9 више у односу на 2015. годину. Активних учесника на тржишту било је 52, што је за 11 више него у 2015. години. Прекограничном разменом бавило се 39 учесника, снабдевањем крајњих купаца на слободном тржишту 14, док су три учесника, један на преносном (који је уједно и балансно одговорна страна) и два на дистрибутивном систему (који су пренели своју балансну одговорност на друге учеснике на тржишту) били само купци електричне енергије на слободном тржишту за своје потребе.

На слици 3-8 су приказане количине електричне енергије по активностима снабдевача у 2015. и 2016. години.



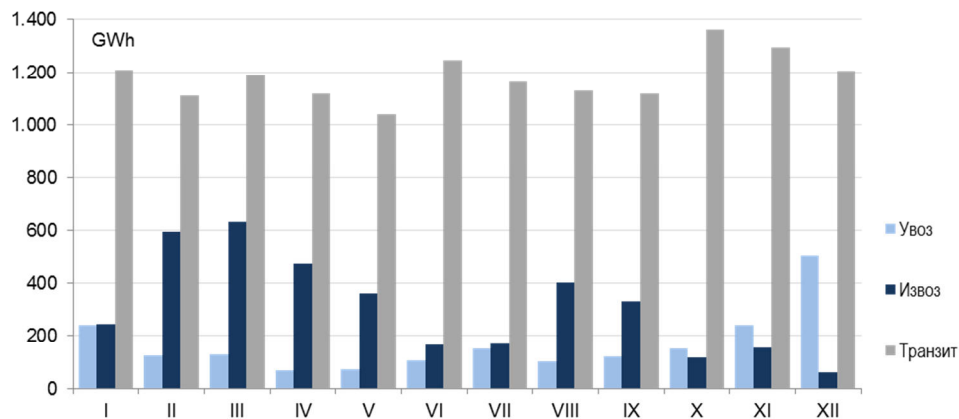
Слика 3-8: Количине електричне енергије по активностима снабдевача током 2015. и 2016.

Снабдевачи који су остварили највећи промет енергије по најинтензивнијим активностима су били:

- **Транзит:** GEN-I d.o.o. Београд, Danske commodities Serbia d.o.o. Београд, EFT TRADE д.о.о. Београд, ПЛЦ ИНТЕРЕНЕРГО д.о.о. Београд и Привредно друштво "NETWORK FOR TRADING" доо, Београд;
- **Извоз:** Јавно предузеће "Електропривреда Србије" Београд, ALPIQ ENERGIJA RS, d.o.o., ПЛЦ ИНТЕРЕНЕРГО д.о.о. Београд, GEN-I d.o.o. Београд, Привредно друштво "ENERGIA GAS AND POWER" д.о.о. Београд и EFT TRADE д.о.о., Београд;
- **Куповина/продаја између снабдевача:** Јавно предузеће "Електропривреда Србије" Београд, GEN-I d.o.o. Београд, Привредно друштво "NETWORK FOR TRADING" доо, Београд, "HSE BALKAN ENERGY" d.o.o. Друштво за инжењеринг и трговину, "ENERGIA GAS AND POWER" д.о.о. Београд ALPIQ ENERGIJA RS, d.o.o. Београд, и ПЛЦ ИНТЕРЕНЕРГО д.о.о. Београд.

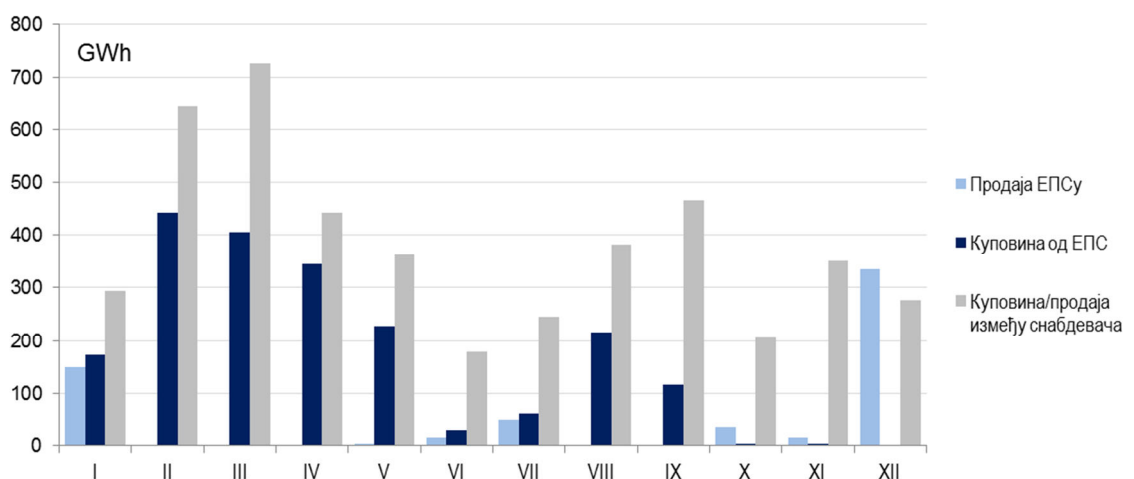
Током 2016. је транзит је остао на нивоу транзита оставреног у 2015. години. (комерцијални подаци). У 2016. извоз је био за 55% већи него у претходној години, док је увоз порастао око 40% у односу на остварену вредност увоза у 2015. години. Извоз је нарочито био изражен у првој половини године и то у периоду од фебруара до маја, као и током августа и септембра, док је увоз био највећи крајем године, у новембру и децембру када је увезено око 37% од укупно увезене електричне енергије у 2016. години.

Обим увоза, извоза и транзита који су снабдевачи остварили по месецима у 2016. приказан је на слици 3-9.



Слика 3-9: Увоз, извоз и транзит снабдевача у 2016.

На слици 3-10 је приказана куповина/продаја електричне енергије између снабдевача, куповина ЕПС од осталих снабдевача и продаја ЕПС другим снабдевачима. Куповина снабдевача од ЕПС била је значајна током првих пет месеци, у августу и септембру, док је ЕПС од других снабдевача куповао електричну енергију током зимских месеци, највише у јануару и децембру. Трговина између осталих снабдевача је била значајна током целе године, а изразита је била у фебруару и марту.



Слика 3-10: Куповина/продаја између снабдевача, односно између снабдевача и ЕПС у 2016.

У табели 3-24 су приказани релевантни показатељи развијености и концентрације тржишта електричне енергије у Србији (без АПКМ) у 2016. години, као и процентуална промена остварених вредности ових показатеља у односу на њихове вредности остварене у 2015. За сваку од наведених активности снабдевача, приказани су:

- укупна количина електричне енергије;
- учешће електричне енергије којом је трговало 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 тржишта⁵ и
- оцена нивоа концентрације тржишта за појединачне активности⁶.

Табела 3-24: Ниво концентрације тржишта електричне енергије у Србији у 2016.

Активност снабдевача	Количина електричне енергије	Учешће три снабдевача са највећим обимом трговине		Херфиндал-Хиршманов индекс HHI	Ниво концентрисаности тржишта
		2016 (GWh)	2016 (%)		
Трговина на организованом тржишту (берзи)					
Продаја	533	80	426	3.389	Висок
Куповина	533	72	423	1.985	Умерено висок
Трговина између снабдевача на билатералном тржишту					
Продаја	5.279	57	2.836	1.883	Умерено висок
Куповина	5.279	35	1.481	702	Низак
Продаја електричне енергије крајњим купцима на слободном тржишту					
Продаја	11.603	98	12.474	9.130	Висок

Од 52 активна снабдевача, 5 снабдевача се јавља међу три доминантна у свакој од активности. Ниво концентрисаности тржишта је остао на прошлогодишњем нивоу. Трговина на организованом тржишту, која постоји од фебруара 2016. године, је умерено високо до високо концентрисана, што је последица почетка рада берзе и релативно малог броја учесника. Трговина на билатералном тржишту је на нивоу трговине у претходној години са тенденцијом смањења концентрисаности тржишта. Уочљива је и даље висока концентрисаност билатералног тржишта у домену продаје, јер је и ове године ЈП ЕПС остао доминантан продавац електричне енергије на билатералном тржишту. Концентрисаност малопродајног тржишта је веома висока али ипак постоји незнатан тренд смањења концентрисаности у односу на 2015. годину.

3.5.1.2 Малопродајно тржиште

3.5.1.2.1 Испоручене количине електричне енергије крајњим купцима

Крајњим купцима је у 2016. укупно продато и испоручено 28.819 GWh (без потрошње електрана у функцији производње), што је за 6% више од потрошње остварене пре десет година, у 2007. години. За 209 GWh, односно 0,7% је ова потрошња повећана у односу на 2011. годину, када је потрошња крајњих купаца била највећа у десетогодишњем периоду до 2015. године, што је последица повећања потрошње купаца који преузимају електричну енергију на средњем напону од 18% (око 1000 GWh), без обзира на смањење потрошње код осталих категорија купаца. У табели 3-25 је приказана потрошња електричне енергије у Србији (без АПКМ) у периоду 2007-2016, укључујући и електричну енергију коју су произвођачи преузели из преносног система за сопствене потребе.

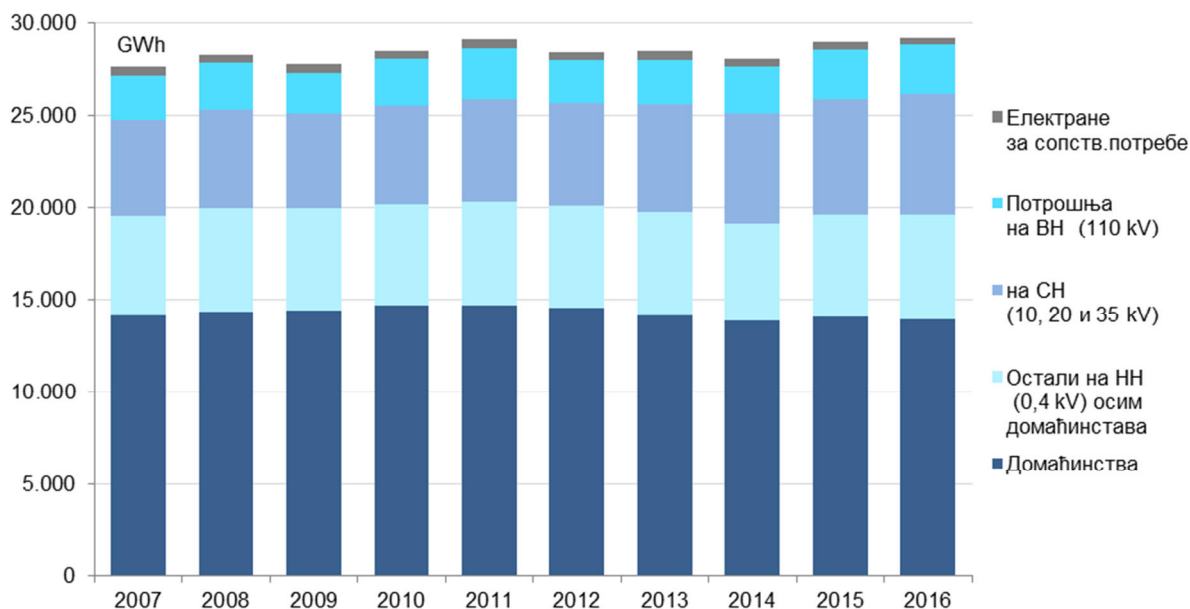
⁵ Herfindahl-Hirschman индекс се дефинише као збир квадрата учешћа појединих компанија на тржишту и што је вредност мања, то је развијенија конкуренција на тржишту.

⁶ За оцену концентрисаности тржишта се користе границе:
 HHI < 1000 - неконцентрисано
 1001 < HHI < 2000 - умерено концентрисано
 HHI > 2001 - високо концентрисано тржиште

Табела 3-25: Структура потрошње електричне енергије у периоду 2007-2016.

Категорија потрошње	GWh										2016/ 2015
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Домаћинства	14.145	14.313	14.412	14.645	14.666	14.517	14.147	13.802	14.062	13.931	99,1
Остали на ниском напону (0,4 kV)	5.379	5.614	5.567	5.534	5.640	5.585	5.580	5.322	5.546	5.665	102,1
Укупно на ниском напону (0,4 kV)	19.524	19.927	19.979	20.179	20.305	20.102	19.727	19.124	19.608	19.596	99,9
Купци на средњем напону (10, 20 и 35 kV)	5.247	5.345	5.127	5.317	5.553	5.570	5.856	5.985	6.254	6.550	104,7
Купци на високом напону (110 kV)	2.430	2.570	2.216	2.555	2.751	2.312	2.415	2.555	2.669	2.673	100,1
Испоручено крајњим купцима	27.201	27.842	27.322	28.051	28.609	27.984	27.998	27.664	28.531	28.819	101,0
Испоручено ТЕ и ХЕ за сопствене потребе	447	431	492	436	476	473	503	401	416	391	94,0
Укупна потрошња	27.648	28.273	27.814	28.487	29.085	28.457	28.501	28.065	28.947	29.210	100,9

У односу на 2015, потрошња крајњих купаца (без потрошње електрана у функцији производње) у 2016. је већа за 1%, што је првенствено последица повећања потрошње купаца на средњем напону од 4,7% (око 300 GWh), пошто су истовремено купци на високом напону потрошили готово исту количину електричне енергије као претходне године. На ниском напону домаћинства су потрошила 131 GWh мање, а остали купци на ниском напону 120 GWh више електричне енергије у односу на претходну годину тако да је укупна потрошње на ниском напону незнатно мања. Смањење потрошње у домаћинствима на годишњем нивоу од 0,9% је последица мање потрошње у првих девет месеци 2016. Међутим, у последња три месеца, у периоду нижих температура, домаћинства су потрошила 3,5% више електричне енергије него у истом периоду 2015, тако да ће Агенција 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 6% електричне енергије мање него у претходној години. Код анализе података у горњој табели треба имати у виду 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 Србији.



Слика 3-11: Структура потрошње електричне енергије у Србији у периоду 2007-2016. (без АПКМ)

Укупан број мерних места испоруке купцима у Србији, без АПКМ (не рачунајући мерна места за објекте Железница Србије којих има 41 на преносном систему), крајем 2016. је био 3.624.625 и у односу на 2015. годину, тај број је повећан за 0,2%.

Табела 3-26: Број мерних места у 2015. и 2016.

Категорија потрошње	2015	2016	2016/2015
Домаћинства	3.221.533	3.227.966	100,2
Остали на ниском напону (0,4 kV)	391.897	392.228	100,1
Купци на средњем напону (10, 20 и 35 kV)	4.303	4.378	101,7
Купци на високом напону напону (110 kV)	48	53	110,4
Укупан број мерних места	3.617.781	3.624.625	100,2

3.5.1.2.2 Продаја електричне енергије на регулисаном тржишту

На регулисаном тржишту су у 2016. куповала само домаћинства и мали купци (који осим услова по годишњем приходу и броју запослених, имају и ограничење на 30.000 kWh потрошње у претходној календарској години и сви њихови објекти морају бити прикључени на мрежу напона нижег од 1 kV). Новоуведено законско ограничење је доминантно утицало на смањење снабдевања на регулисаном тржишту са 17.221 GWh у 2015. на 16.138 GWh у 2016, што је за 6,3% мање. На крају 2016, електрична енергија по регулисаним ценама испоручивана је крајњим купцима на укупно 3.517.989 мерна места.

Регулисане цене електричне енергије за крајње купце, у складу са Законом из 2004, први пут су примењене 01. јануара 2008, након позитивног мишљења Агенције о предлогу ЈП ЕПС и сагласности Владе Републике Србије.

Важећа цена електричне енергије за регулисано гарантовано снабдевање крајњих купаца, одобрена је 01. октобра 2016. године. У 2016. години, Савет Агенције је донео измену Методологије за одређивање цене електричне енергије за гарантовано снабдевање.

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

У 2016. години просечна тржишна, односно велепродајна цена, која се утврђује на основу кретања тзв. „fjučersa“⁷ на околним берзама за наредну годину и која у себи не садржи трошкове преноса и дистрибуције, кретала се на мађарској берзи (HUPX) просечно 36,67 €/MWh за базну енергију, односно просечно 44,48 €/MWh за вршну енергију. При томе, велепродајна цена за набавку електричне енергије, на основу које је одређена цена за регулисано снабдевање приликом давања последње сагласности на цене, износила је 3,3 дин/kWh односно 26,81 €/MWh, рачунато по просечном курсу € за 2016. годину.

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

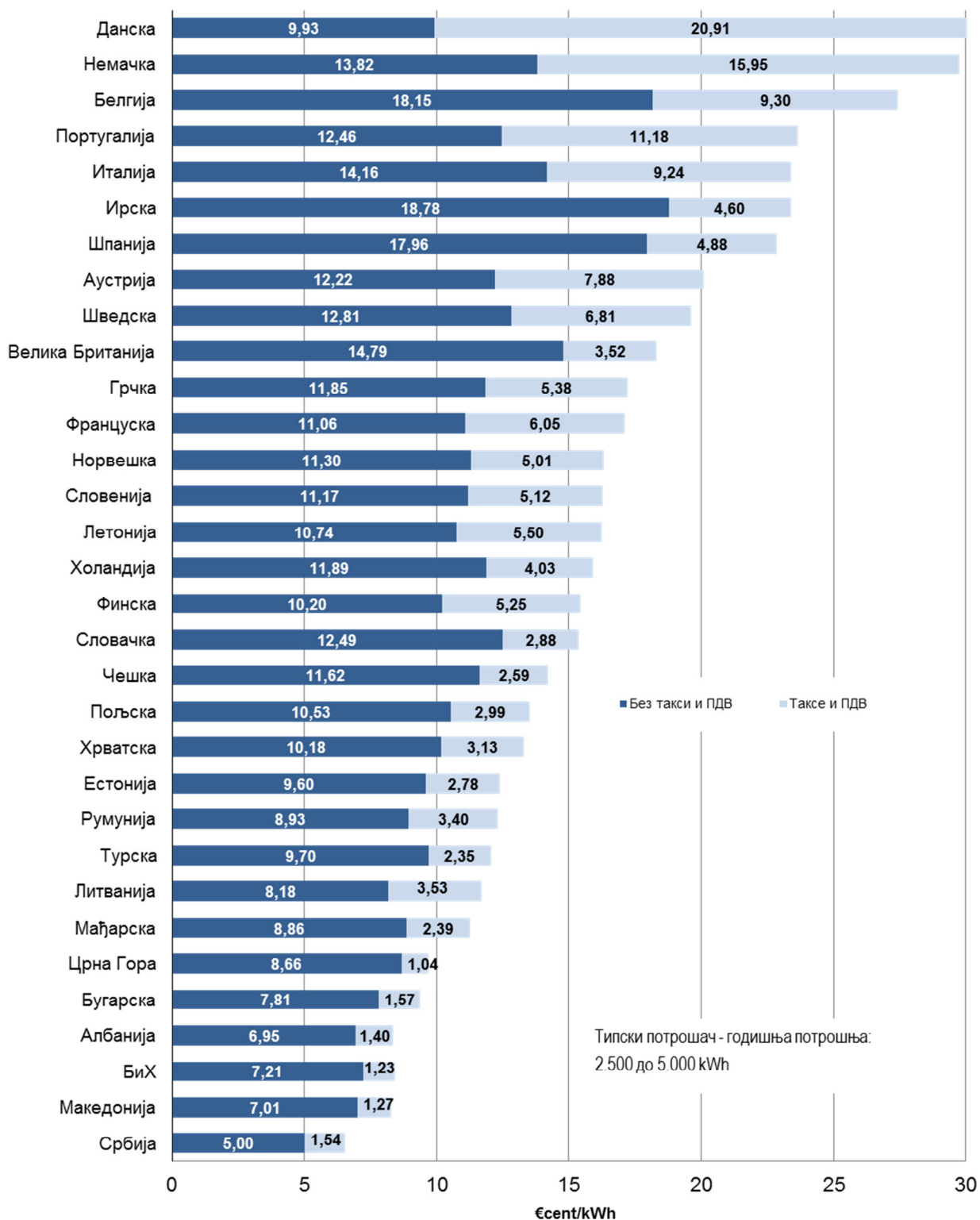
Табела 3-27: Остварене просечне годишње регулисане цене за крајње купце (без ПДВ и такси)

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

На сликама 3-13 и 3-16 је приказан упоредни преглед цена електричне енергије за референтне купце из категорија домаћинство и индустрија у Србији, земљама ЕУ и региона, у другом полугодшту 2016, обрачунате по

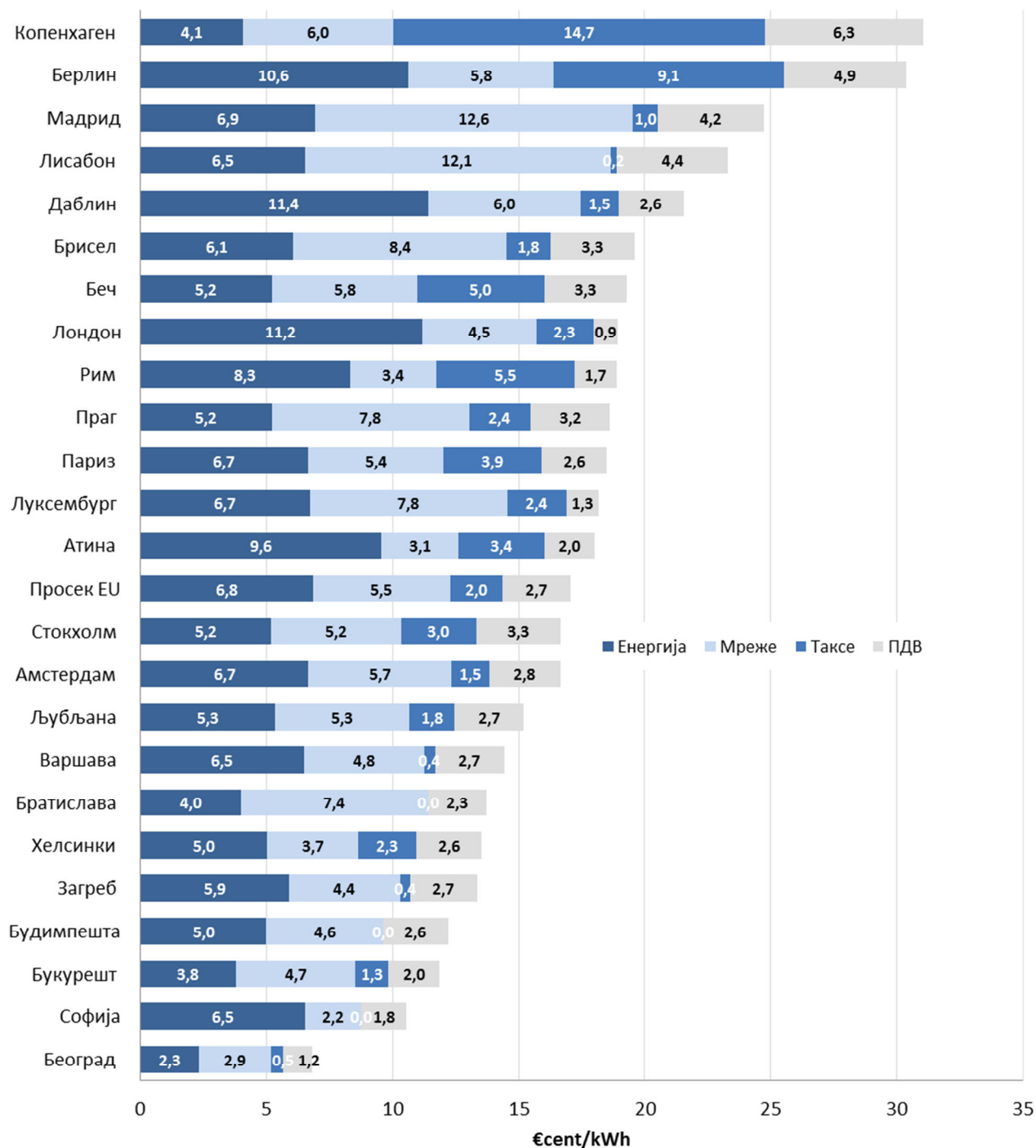
⁷ futures – куповина и продаја на организованом тржишту (берзи) електричне енергије за неки будући период/датум

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, те да је примереније да се она обрачунава за референтног купца који троши 7.500 kWh годишње. Исказане цене у Србији 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% и већа је него у већини земаља ЕУ.



Слика 3-12: Цене електричне енергије за домаћинства – друга половина 2016.

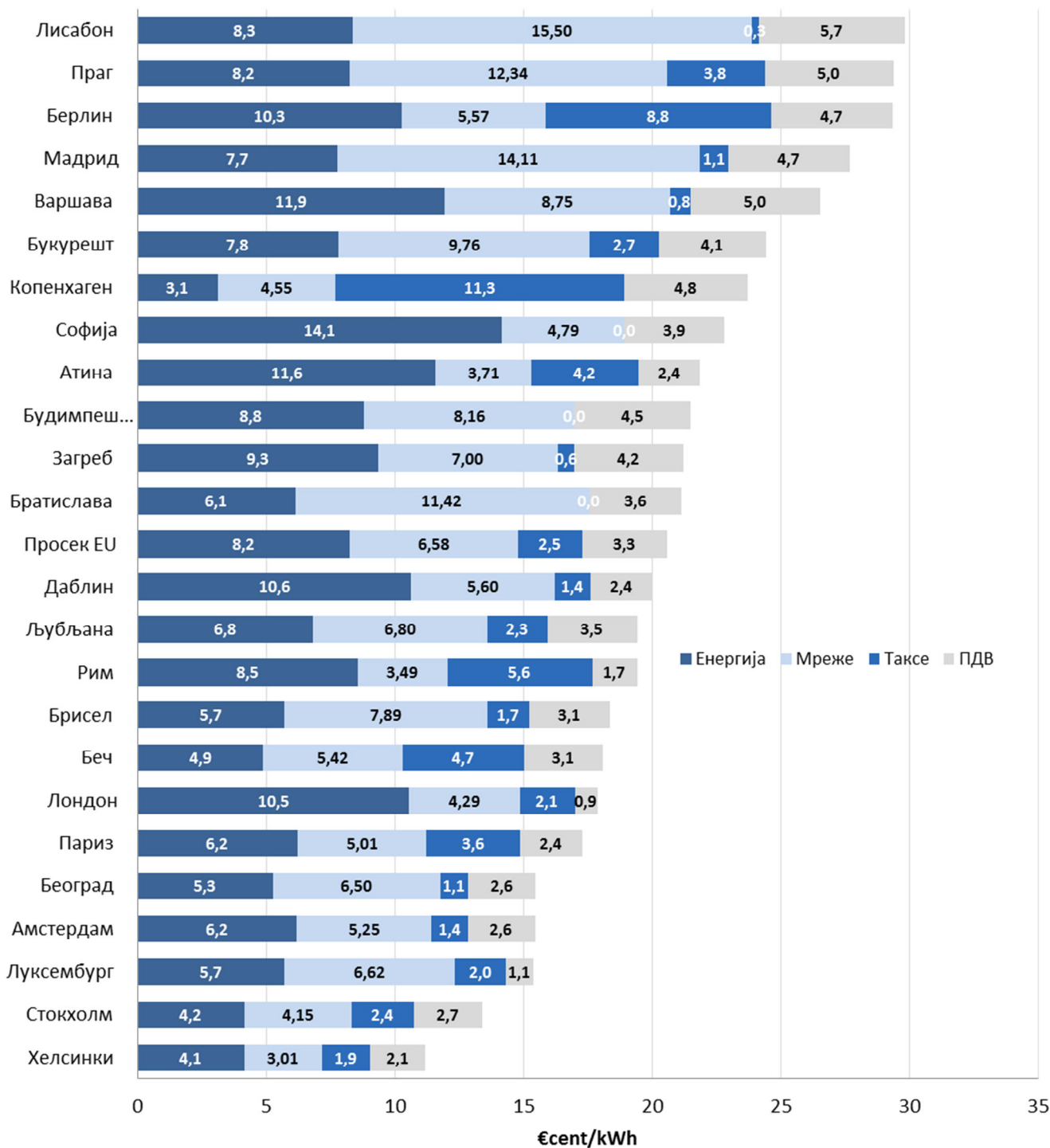
На слици 3-13 је дата детаљнија структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2016. године. Подаци показују да је у Србији најнижа цена и енергије и цена приступа мрежама (преносној и дистрибутивној).



Извор података: E-Control and VaasaET (цене 1.дец. 2016)

Слика 3-13: Структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2016.

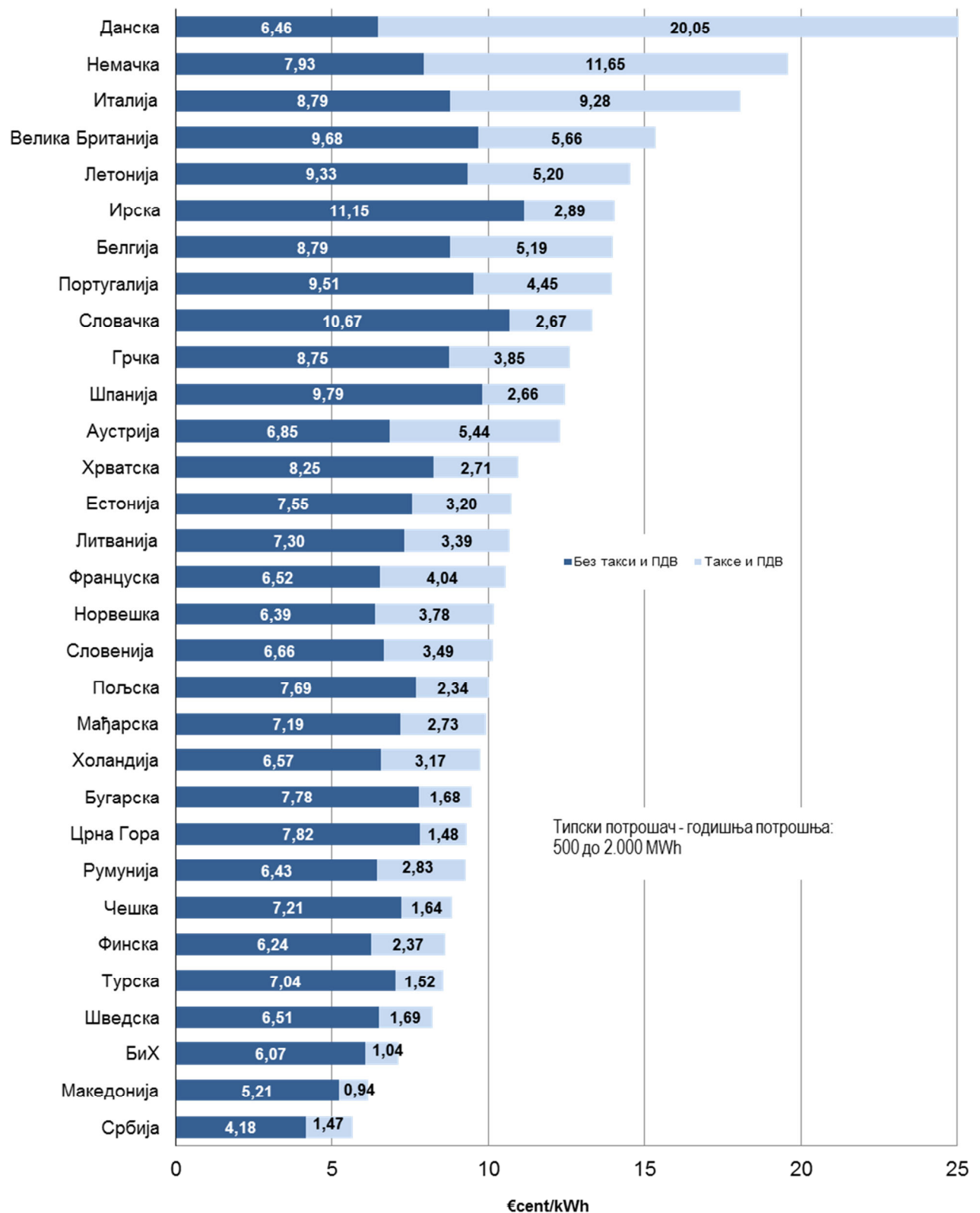
Ради бољег поређења цена електричне енергије за домаћинства, на слици 3-14 је дата структура продајне цене електричне енергије за домаћинства сведена на паритет куповне моћи, у појединим главним европским градовима у децембру 2016. године. На тај начин, узете су у обзир и разлике у стандарду које постоје 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 Стокхолму, Хелсинкију, Луксембургу и Амстердаму однос између зарада и цене електричне енергије повољнији него што је то случај у Србији.



Извор података: E-Control and VaasaET (цене 1.дец. 2016)

Слика 3-14: Структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2016. сведена на паритет куповне моћи

У 2016. години просечна цена електричне енергије по којој је индустрија куповала електричну енергију на слободном тржишту у Србији (без такси и ПДВ) била је најнижа у Европи.



Слика 3-15: Цене електричне енергије за индустрију - друга половина 2016.

3.5.1.2.3 Продаја електричне енергије на слободном тржишту

Од 2015. године, сви крајњи купци могу да купују електричну енергију на слободном тржишту, на коме је у 2016. испоручено 12.474 GWh електричне енергије, што је износило 43,3% укупне потрошње крајњих купаца. Купцима на слободном тржишту, међу којима је био занемарљив број домаћинстава, електрична енергија је испоручивана на преко 85 хиљада мерних места (са јавним осветљењем 102 хиљаде). Од 60 предузећа која су крајем 2016. била лиценцирана да обављају делатност снабдевања електричном енергијом, на слободном малопродајном тржишту је било активно 14. Доминантан снабдевач на слободном тржишту је остао ЈП ЕПС са уделом од 95% од укупно продате електричне енергије крајњим купцима на слободном тржишту и 97% од укупне финалне потрошње.

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

Категорија Потрошње	дин/kWh		
	Остварена просечна годишња цена		
	2014	2015	2016
Високи напон (110kV)	5,60	5,71	5,51
35 kV	6,74	6,87	6,42
10 kV	6,70	6,85	6,60
Укупно високи и средњи напон	6,45	6,58	6,34
Ниски напон (0,4 kV I степен)	8,92	9,04	9,02
- 0,4 kV II степен	8,50	9,24	8,44
- домаћинства	8,65	8,63	9,03
Јавно осветљење	7,75	7,98	7,57
Укупно ниски напон	8,74	8,93	8,70
УКУПНО ПРОСЕЧНО	6,83	7,09	7,01

Структура малопродајних цена на слободном тржишту у 2016. години је приказана у наредној табели.

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

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

Као резервни снабдевач, ЈП ЕПС је купцима испоручио 207 GWh електричне енергије, односно 0,7% од укупне испоруке електричне енергије крајњим купцима. Структура остварене просечне цене за резервно снабдевање по напонским нивоима и категоријама и групама купаца може се видети у следећој табели.

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

Категорија потрошње	Остварена просечна годишња цена		
	2014	2015	2016
Високи напон (110kV)	7,59	7,92	8,28
35 kV	8,93	9,28	9,64
10 kV	9,36	9,55	9,77
Укупно високи и средњи напон	8,89	9,36	9,71
Ниски напон (0,4 kV I степен)	11,23	11,59	12,03
- 0,4 kV II степен	10,43	10,94	10,86
- домаћинства	-	-	12,07
Јавно осветљење	10,25	10,48	10,42
Укупно ниски напон	10,77	11,13	11,39
УКУПНО ПРОСЕЧНО	9,43	9,86	10,34

Укупно остварена просечна цена електричне енергије на малопродајном тржишту Србије, која се односи на све облике трговине електричном енергијом, износи 7,01 дин/kWh или 5,69 €/kWh, рачунато по просечном курсу евра за 2016. годину. Структура ове укупне просечне цене по напонским нивоима и категоријама и групама купаца може се видети у наредној табели:

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

Категорија Потрошње	Остварена просечна годишња цена		
	2014	2015	2016
Високи напон (110kV)	5,77	5,76	5,52
35 kV	7,03	7,19	6,47
10 kV	6,89	6,99	6,66
Укупно високи и средњи напон	6,63	6,71	6,39
Ниски напон (0,4 kV I степен)	9,35	9,38	9,35
- 0,4 kV II степен	8,37	8,47	8,54
- домаћинства	6,14	6,26	6,49
Јавно осветљење	6,86	7,47	7,50
Укупно ниски напон	6,87	6,99	7,18
УКУПНО ПРОСЕЧНО	6,80	6,91	6,94

Поред електричне енергије за потребе крајњих купаца, на слободном тржишту је обезбеђена и енергија за надокнаду губитака у преносној и дистрибутивној мрежи, као и електрична енергија за потребе производње у хидроелектранама и термоелектранама ЈП ЕПС. За ове потребе је било потребно 6.233 GWh.

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

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

Активност	Структура	Цена
		дин/MWh
Велепродајно тржиште	Расположиво за продају	3,82
Пренос	Пристап преносној мрежи	0,21
	Губици преносне мреже	0,14
	Помоћне услуге и резерва капацитета	0,08
	Укупно пренос	0,43
Дистрибуција	Пристап дистрибутивној мрежи	2,23
	Губици дистрибутивне мреже	0,75
	Укупно дистрибуција	2,98
Малопродаја	Јавно снабдевање по регулисаним ценама	6,84
	Резервно снабдевање	10,34
	Снабдевање квалификованих купаца по тржишним ценама	7,01
	Укупно малопродаја	6,94
Остало	Додатни трошкови и таксе	0,09
Просечно крајњи купци		7,03
- од тога индустријски потрошачи		7,38
- од тога домаћинства		6,49

3.5.1.2.4 Промена снабдевача

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

Табела 3-33: Промена снабдевача по мерним местима у 2016.

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)	53	0	0,0	2.672.936	0	0
На средњем напону (35 kV)	115	26	22,6	1.067.341	39.557	3,7
На средњем напону (10 и 20 kV)	4.263	792	18,6	5.483.123	645.287	11,8
На ниском напону - (0,4kV I степен)	42.574	1.874	4,4	3.096.017	195.125	6,3
Широка потрошња - Комерцијала и остали (0,4kV II степен)	328.138	5.942	1,8	2.009.352	57.096	2,84
Јавно осветљење	21.516	196	0,0	559.328	708	0,1
Домаћинства	3.227.966	3.150	0,1	13.931.349	70.958	0,5
Укупно	3.624.625	11.980	0,3	28.819.815	1.008.731	3,5

Законски рок за поступак промене снабдевача утврђен Правилима о промени снабдевача износи 21 дан. За купце чији су објекти прикључени на преносни систем, поступак промене снабдевача је у просеку трајао један дан, док је за купце чији су објекти прикључени на дистрибутивни систем, за поступак промене снабдевача практично био потребан цео законски одређени рок од двадесетједног дана.

3.5.2 Балансно тржиште електричне енергије

Током 2016. је настављен тренд даљега унапређења тржишта електричне енергије у Републици Србији, тако што су донета нова Правила о раду тржишта електричне енергије у новембру 2016. усаглашена са Законом о енергетици из 2014. За разлику од претходног периода, Законом и 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. У складу са Правилима о раду тржишта електричне енергије, купци који су изгубили право на јавно снабдевање, морали су да регулишу своју балансну одговорност за сва места примопредаје. Они су је, по правилу, преносили на снабдевача, осим што је један купац одлучио да сам буде балансно одговорна страна.

У 2016. варирао је број балансно одговорних страна, тако да је на крају 2016. укупно 55 учесника на тржишту електричне енергије имало потписан Уговор о балансној одговорности са оператором преносног система.

Током 2016. 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. Такође, ЕМС АД је током 2016. вршио и тзв. прекогранично балансирање, тако што је за потребе балансирања своје регулационе области ангажовао балансну енергију у складу са уговорима о размени прекограничне терцијарне регулационе енергије са суседним операторима преносног система, а која је обухватала ангажовање споре прекограничне резерве (хаваријске електричне енергије) и ангажовање балансне резерве унутар обрачунског интервала (на основу Уговора са оператором преносног система Црне Горе (ЦГЕС) о куповини и продаји терцијарне регулационе енергије за потребе балансирања система).

Укупна ангажована балансна енергија у 2016. је износила 938 GWh, за коју је укупна пондерисана цена поравнања износила 36,673 €/MWh, односно, узимајући у обзир смер ангажовања баланских ентитета, износила је 47,267 €/MWh за смер ангажовања навише и 11,016 €/MWh за смер ангажовања наниже.

3.5.3 Организовано тржиште електричне енергије

Према Закону о енергетици, организовање и администрирање организованог тржишта електричне енергије и његово повезивање са организованим тржиштима електричне енергије других земаља, обавља оператор тржишта. Организацију и рад оператора тржишта, услове и начин пословања учесника на организованом тржишту електричне енергије и друге услове којима се обезбеђује функционисање тржишта електричне енергије у складу са Законом, ближе уређује Влада Републике Србије. ЕМС АД, као енергетски субјект који је имао лиценцу за обављање енергетске делатности организовања тржишта електричне енергије, основао је 14. јула 2015. SEEPEX а.д. Београд – берзу електричне енергије, која је формирана на бази партнерства са EPEX SPOT. Одлучено је да ће на почетку рада, SEEPEX управљати организованим тржиштем са стандардизованим производима на дан-унапред тржишту. Берза је почела са радом у фебруару 2016. године, а њене активности се могу пратити на интернет страници www.seepex-spot.com. На берзи је у 2016. регистровано 13 учесника, док је активно трговало њих 11. Продукт који се нуди на берзи је „base“, односно понуда у себи садржи 24 вредности, по једну за сваки сат, које могу бити различите (вредност може бити и нула). Укупна количина електричне енергије која је била предмет трговања на SEEPEX, износила је 533.270 MWh. Највећи месечни обим трговине од 93.625 MWh је остварен у месецу септембру, а дневни 06.9.2016. са 7.177 MWh. Најмањи обим месечне трговине био је у јуну и износио је 31.161 MWh. Највећа сатна цена достигнута дана 19.12.2016. у 18h и износила је 93,63 €/MWh. Просечна цена на годишњем нивоу је износила 34,75 €/MWh.

3.5.4 Транспарентност

На основу Уговора о Енергетској заједници, а по одлуци Сталне групе Министарског савета на високом нивоу од 24. јуна 2015. године, Република Србија је преузела обавезу да транспонује Уредбу 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. Законом о енергетици је предвиђено да ће се ова Уредба практично транспоновати у наш правни оквир доношењем Правила о објављивању кључних тржишних података. Савет Агенције је на седници одржаној 09. децембра 2016. дао сагласност на Правила о објављивању кључних тржишних података која је донела Скупштина Акционарског друштва „Електро mreжа Србије“, Београд. После објављивања одлуке Агенције у Службеном гласнику Републике Србије, Правила су објављена на интернет страници оператора преносног система и ступила су на снагу осмог дана од дана објављивања.

3.5.5 Регионално повезивање

Низ активности које су значајне за цео регион, одвија се у оквиру ЕнЗ, уз активно учешће представника Агенције. По сегментима, најзначајније су:

Велепродајно тржиште

Настављено је праћење остварења Регионалног акционог плана за отварање велепродајног тржишта електричне енергије у југоисточној Европи (ЈИЕ). Ова активност има за циљ постизање европског циљног модела за електричну енергију, везано за дугорочне (годишње и месечне) и краткорочне (дан-унапред и унутар-дневне) алокације прекограничних преносних капацитета и балансирање. У складу са новим европским мрежним правилима за алокацију прекограничних преносних капацитета и управљање загушењима (Capacity Allocation and Congestion Management - CACM) која су објављена у виду Уредбе ЕУ и која је ступила на снагу у ЕУ у августу 2015. и поставкама и циљевима тзв. „берлинског процеса“ (West Balkan процес за 6 учесника - WB6), радна група за електричну енергију ECRB је током 2016. пратила рад регулатора ЕУ на организовању примене ове Уредбе и разматрала могућности за што бржу примену ових правила у Уговорним странама ЕнЗ. Настављена је анализа

утицаја ове Уредбе на Уговорне стране са истовременом намером да се адекватно ажурира постојећи Регионални акциони план за југоисточну Европу. ECRB је разматрао начине активније сарадње са Европском асоцијацијом регулатора ACER тако да је постигнут договор између Секретаријата и ACER око критеријума за учешће представника регулатора Уговорних страна у радним групама ACER као посматрача. Такође, је договорено да представници Уговорних страна присуствују састанцима радне подгрупе регулатора ARA WG (All Regulatory Authorities Working Group) при Регулаторном форуму за електричну енергију (Energy Regulators' Forum - ERF), како би били у могућности да прате актуелне дискусије регулатора ЕУ око ране примене Уредбе CACM.

ECRB је договорио да регулатори региона наступају са јединственим ставом и предлозима на састанцима управног одбора за интеграцију тржишта дан-унапред (DAMI SC) у оквиру иницијативе WB6, с тим да регулатори претходно усaglашавају своје ставове у оквиру радне групе за електричну енергију ECRB (EWG).

Током 2016. ECRB је допринео успостављању хармонизације регулаторног оквира за електричну енергију, доносећи препоруке: за доношење аукционих правила за Канцеларију за координисане аукције у ЈИЕ, за развој смерница за надзор тржишта са сетом индикатора за оцену прорачуна и алокације расположивих прекограничних капацитета и за анализу мрежних правила и смерница Трећег пакета у сектору електричне енергије у оквиру јавних расправа које је организовао ACER о нацртима тих докумената.

У циљу повећања транспарентности тржишта електричне енергије у региону ЈИЕ, оператори преносног система су током 2016. користили интернет платформу ENTSO-E за транспарентност (EMFIP). Радна група ECRB за електричну енергију је током 2016. пратила испуњење захтева из Уредбе 543/2013 која је постала важећа за Уговорне стране ЕнЗ, тако што је свако регулаторно тело, у сарадњи са оператором преносног система, поднело извештај о попуњености платформе ENTSO-E за транспарентност. Током 2016. године, објављен је извештај о транспарентности оствареној у 2015. години. Обавезу да прате примену Уредбе 543/2013 за транспарентност у Уговорним странама има Секретаријат ЕнЗ. Радна група за електричну енергију ECRB је у извештају за 2016. годину дала детаљни преглед, података које оператори преносног система не објављују, иако би требало, као и разлоге за необјављивање и рокове за објављивање, што није првобитно био задатак ове групе.

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 региону⁸, одвијао се у фазама почев од 2008. године. Канцеларија је основана у априлу 2014. у Подгорици и окупља осниваче - операторе преносног система из БиХ (НОС БиХ), Хрватске (НОПС), Црне Горе (ЦГЕС), Косова* (КОСТТ), Албаније (ОСТ), Грчке (ИРТО) и Турске (ТЕИАС). Канцеларија обухвата алокације прекограничних капацитета на седам граница. Оснивањем канцеларије, учесници на тржишту електричне енергије су добили једно место за контакт и куповину права на коришћење прекограничних капацитета уз јединствена и хармонизована правила за алокацију у региону ЈИЕ, у складу са уредбом Европске комисије и Трећим пакетом. ОПС Србије није учествовао у формирању Канцеларије, али су током 2016. настављени билатерални преговори ЕМС АД са Канцеларијом за координисане аукције око услова за учешће.

ECRB је током 2016. вршио анализу постојећих баланских механизма у осмом региону и припремио нацрт извештаја са предлогом наредних регулаторних корака и иницијатива око примене тржишних баланских модела у Уговорним странама Енергетске заједнице који ће бити објављен почетком 2017. У оквиру иницијативе WB6 крајем 2016. је најављено оснивање управног одбора за балансирање као заједничке активности оператора преносног система, регулатора и министарстава око регионалне балансне иницијативе са циљем да се у светлу нацрта мрежних правила за балансирање започне њихова рана примена у Уговорним странама Енергетске заједнице

Оператор преносног система ЕМС АД је закључио уговоре о размени хаваријске енергије за случајеве када је нарушена сигурност рада електроенергетског система и/или напајање потрошача у земљи, и то на природној или на комерцијалној основи. У 2016. ЕМС АД је закључио једногодишње уговоре на комерцијалној основи са операторима преносног система Мађарске (MAVIR) и Хрватске (ХЕП-ОПС). Током 2016. на снази су били уговори које је ЕМС АД закључио на неодређено време, на природној основи, за размену хаваријске енергије, са бугарским, румунским и грчким оператором преносног система. Крајем 2016. је прекинут уговор између ЕМС АД и оператора преносног система Румуније о размени хаваријске енергије на природној основи јер такав уговор више није прихватљив за румунску страну, па се приступило изради новог уговора на комерцијалној основи.

Надгледање тржишта

У ЕнЗ се велика пажња посвећује развоју алата и база података за надгледање тржишта електричне енергије и природног гаса. Још током 2015. су покренути преговори између ACER и Секретаријата ЕнЗ око видова сарадње радних група ACER и ECRB, у циљу лакшег праћења активности у ЕУ и примене ЕУ механизма у Уговорним странама ЕнЗ. Иако је 2016. потписан Меморандум о разумевању између ACER и Секретаријата ЕнЗ, по коме би надзор тржишта електричне енергије Уговорних страна и на велико и на мало био део извештаја ACER, ACER је одустао од укључивања података Уговорних страна ЕнЗу свој извештај, изузев података за тржиште гаса Украјине. 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 потпуности у складу са показатељима које примењује ACER.

⁸ 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.

На основу Смерница за регулаторно надгледање тржишта у ЈИЕ које је ECRB одобрио 2014. године, током 2016. 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. Током 2016. је констатовано да постоји различито тумачење оператора преносног система и регулаторних тела у региону везано за израчунавање показатеља за расположиви прекогранични капацитет, па је радна група за електричну енергију ECRB (EWG) након анализе разлога за различито тумачење сачинила препоруке за хармонизацију тумачења и израчунавања ових показатеља за операторе преносног система југоисточне Европе, са циљем да сви оператори тумаче и рачунају показатеље на исти начин, како би применом Смерница за регулаторно надгледање тржишта у ЈИЕ могло да се врши упоређивање и успешан надзор.

У погледу надгледања тржишта електричне енергије у региону ЈИЕ, чланови EWG су, у форми пробног рада, наставили са коришћењем софтвера за интернет платформу SEEAMMS, у циљу упознавања корисника софтвера са његовим функцијама и са могућностима опција извештавања и детекције одступања индикатора. Током 2016. је договорено да се убудуће израђује полугодишњи извештај о надзору прекограничних капацитета, на основу резултата праћења преко платформе SEEAMMS, који би садржавао детектована одступања показатеља од уобичајених вредности. Очекује се да израда ових извештаја започне током 2017. Крајем 2016. софтвер платформе SEEAMMS је пребачен из САД (консултант PE) на сервер Секретаријата Енергетске заједнице у Бечу на управљање и одржавање.

На предлог EWG и уз подршку ECRB, договорено је да се надзор тржишта електричне енергије у Уговорним странама ЕнЗ спроводи на основу истоветних показатеља који се користе за надзор тржишта које спроводи ACER у ЕУ. Иако сви показатељи за надзор тржишта електричне енергије које примењује ACER тренутно нису примењиви на све Уговорне стране због различитог степена развоја тржишта у региону ЈИЕ у односу на земље ЕУ, договорено је да се током 2016. прикупљају само расположиви подаци. Како је надзор ових података за наш регион требало да преузме ACER у оквиру свог извештаја за 2016, па се од тога одустало у последњем тренутку, израду овог извештаја су преузеле радне групе за електричну енергију и заштиту потрошача ECRB с тим да буде објављен 2017. године.

У оквиру радне групе ECRB за потрошаче и тржиште на мало, током 2016. су прикупљени подаци и израђен је извештај о условима које нови снабдевач електричном енергијом мора да испуни да би учествовао на тржишту електричне енергије на мало у Уговорним странама ЕнЗ. У циљу сагледавања будућег усаглашавања са показатељима за надзор тржишта електричном енергијом на мало који се прате у оквиру ACER, сачињен је извештај који од тих показатеља се тренутно прате или ће се у блиској будућности пратити у Уговорним странама ЕнЗ. Са развојем тржишта на мало увећава се проблем решавања спорова између учесника на том тржишту, тако да је важно да се омогући мирно решавање тих спорова у одговарајућим институцијама мимо суда. Имајући то у виду, радна група за потрошаче и тржиште на мало је израдила извештај у коме је приказана тренутна законска регулатива у тој области у Уговорним странама ЕнЗ.

3.6 Праћење и регулација квалитета испоруке и снабдевања

Савет Агенције је 2013. године донео Правила о праћењу техничких и комерцијалних показатеља и регулисању квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом (Правила о квалитету). Правила о квалитету су донета на основу дотадашњег искуства у прикупљању података и праћењу показатеља квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом, као и међународне праксе у надзору квалитета услуга које пружају енергетски субјекти. Правила су успостављена у циљу хармонизације начина евидентирања података и прорачуна показатеља квалитета, како би се омогућило формирање базе комплетних, поузданих и упоредивих података и израчунатих показатеља за потребе њиховог поређења и регулације. Прикупљени подаци и израчунати показатељи треба да омогуће да се у наредним изменама Правила о квалитету пропишу захтеване вредности показатеља и начин оцењивања достигнутог квалитета, а после тога и начин поступања у случају одступања од захтеваних вредности показатеља, како је то дефинисано у Закону о енергетици. Током 2016. 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 већина дистрибутивних предузећа значајно унапредила праксу и инфраструктуру неопходну за евидентирање података, прорачуна показатеља и извештавања о квалитету, током 2016. је и оператор дистрибутивног система наставио са таквим активностима, нарочито у области евидентирања непрекидности испоруке.

3.6.1 Непрекидност испоруке електричне енергије

Оператор преносног система и оператор дистрибутивног система електричне енергије редовно прате непрекидност испоруке електричне енергије, која се изражава бројем и трајањем планираних и неплаанираних

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 у преносној и дистрибутивној мрежи, за планиране и непланиране прекиде и укупно, у периоду од 2009. до 2016. године.

3.6.1.1 Непрекидност испоруке са преносне мреже

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

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

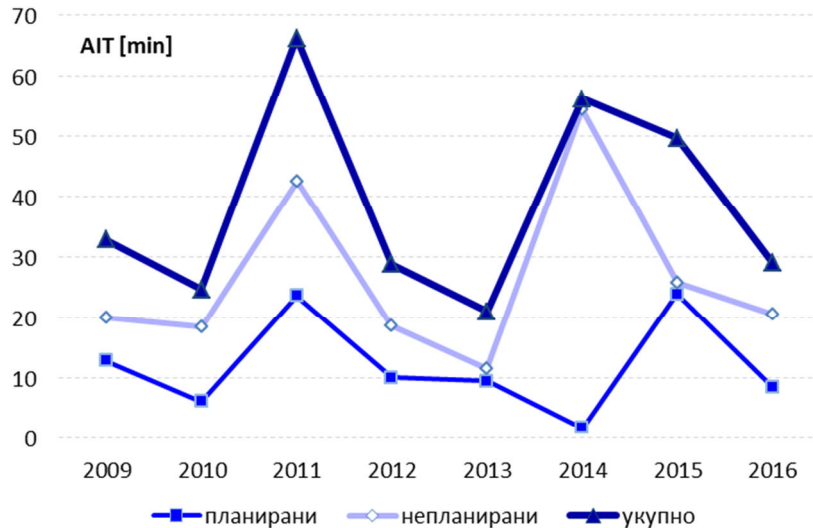
Показатељи непрекидности испоруке у преносној мрежи испала снага и ENS, за период 2009 – 2016. су приказани у табели 3-34.

Табела 3-34: Показатељи непрекидности испоруке у преносној мрежи за период 2009 - 2016.

Прекиди		Испала снага	ENS	ENS
		MW	MWh	%
2009				
	Планирани	189	984	0,002
	Непланирани	3.589	1.525	0,004
	Укупно	3.778	2.509	0,006
2010				
	Планирани	131	473	0,001
	Непланирани	2.790	1.418	0,004
	Укупно	2.921	1.891	0,005
2011				
	Планирани	392	1.875	0,005
	Непланирани	3.212	3.364	0,008
	Укупно	3.604	5.239	0,013
2012				
	Планирани	129	757	0,002
	Непланирани	2.390	1.395	0,004
	Укупно	2.519	2.152	0,005
2013				
	Планирани	161	618	0,002
	Непланирани	1770	747	0,002
	Укупно	1931	1365	0,004
2014				
	Планирани	115	110	0,0003
	Непланирани	1905	3496	0,0104
	Укупно	2020	3605	0,0107
2015				
	Планирани	359	1543	0,0046
	Непланирани	2292	1659	0,0049
	Укупно	2351	3202	0,0095
2016				
	Планирани	167	547	0,0016
	Непланирани	1693	1317	0,0039
	Укупно	1860	1864	0,0055

У односу на 2015. годину, у 2016. су побољшани ови показатељи и за планиране и непланиране прекиде. Најзначајније је смањење испале снаге, а тиме и неиспоручене електричне енергије услед планираних прекида, који су последица планираних радова на преносном систему, прикључења нових елемената преносног система и ремонта постојећих елемената преносног система.

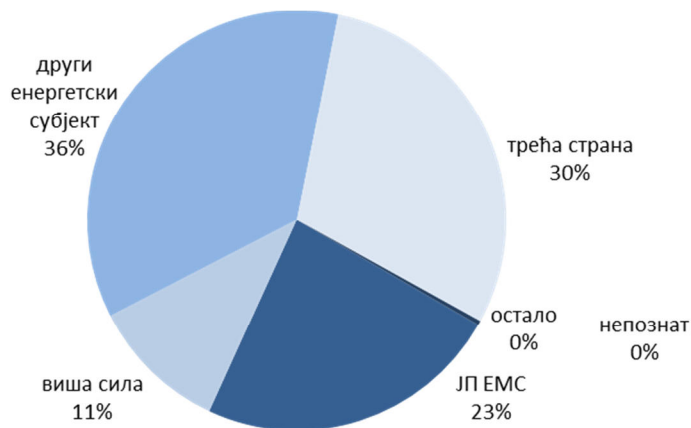
Вредности најчешће коришћеног показатеља непрекидности у преносној мрежи AIT, одвојено за планиране и непланиране прекиде, као и укупно, приказане су на слици 3-16.



Слика 3-16: Просечно трајање прекида напајања

У 2016. години је дошло до великог смањења просечног времена трајања планираних прекида, које је износило 23,97 минута на 8,55 што представља смањење од 2.8 пута. Просечно трајање непланираног прекида је на нивоу прошлогодишњег, краће је за око 5 минута и износило је 20,6 минута.

На слици 3-17 су приказани сви узроци непланираних прекида и њихово учешће у неиспорученој енергији услед непланираних прекида у 2016. години.



Слика 3-17: Узроци непланираних прекида и њихово учешће у неиспорученој енергији услед непланираних прекида у 2016.

3.6.1.2 Непрекидност испоруке са дистрибутивне мреже

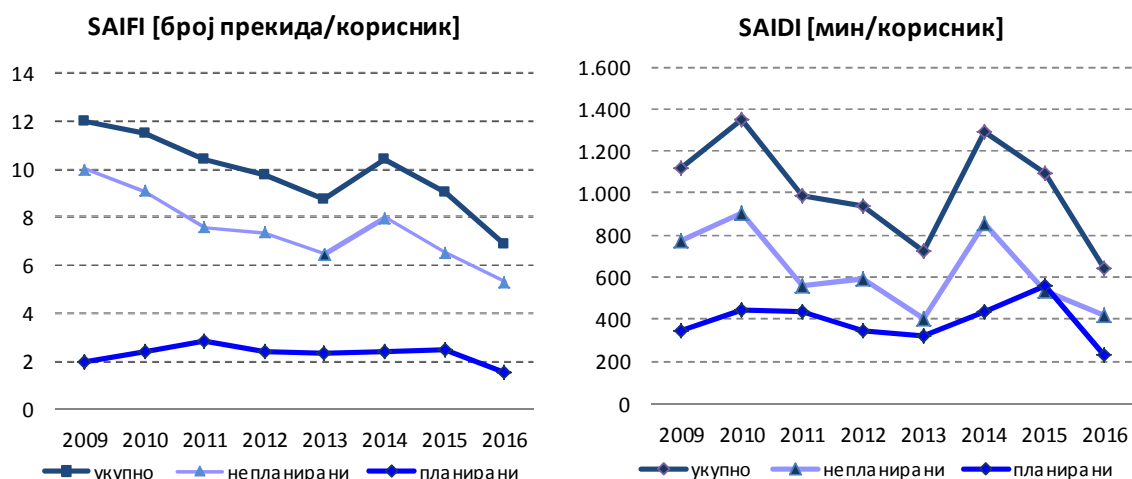
Непрекидност испоруке у дистрибутивној мрежи се оцењује на основу показатеља:

- SAIFI⁹ – просечна учестаност прекида напајања по кориснику и
- SAIDI¹⁰ – просечно трајање прекида напајања у минутима по кориснику.

Овако прорачунати показатељи непрекидности испоруке у дистрибутивној мрежи за период 2009 - 2016. одвојено за планиране и непланиране прекиде, као и укупно, приказани су на слици 3-18.

⁹ рачуна се као количник кумулативног броја прекида напајања корисника и укупног броја корисника [број прекида/корисник]

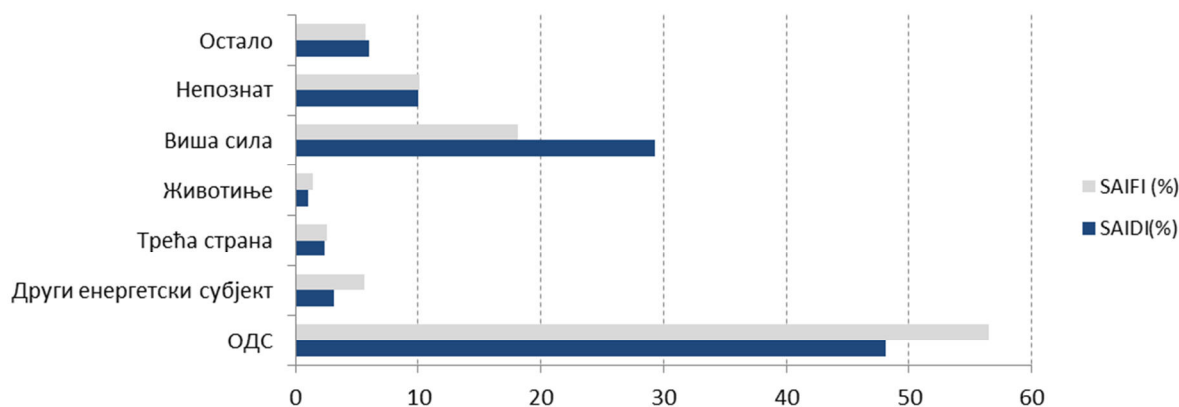
¹⁰ рачуна се као количник кумулативног трајања прекида напајања корисника и укупног броја корисника [трајање прекида/корисник]



Слика 3-18: SAIFI и SAIDI за период 2009 - 2016.

Код показатеља непрекидности за непланиране прекиде у дистрибутивној мрежи на нивоу Србије је у 2016. дошло до значајног побољшања. Просечна учестаност непланираних прекида је смањена за 1,2 прекида (са 6,55 на 5,29 прекида по просечном кориснику), док је просечно трајање непланираних прекида смањено за 120 минута по кориснику (534,6 на 416,3 минута по просечном кориснику). Просечна учестаност планираних прекида је такође смањена за чак један прекид по кориснику (са 2,47 на 1,55 прекида по кориснику), док је просечно трајање планираних прекида смањено за око 300 минута по просечном кориснику (са 562,9 на 227,1 минута). Међутим, и поред побољшања, вредности показатеља су и даље значајно више од вредности у земљама ЕУ¹¹, тако да су неопходне даље мере у правцу смањења броја и трајања прекида нападања.

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 2016.

Учешће појединих узрока прекида у броју и трајању непланираних прекида је на прошлогодишњем нивоу. Однос узрока је углавном непромењен, али је удео узрока „непознато“ и „остало“ наставио тренд смањења, тако да је и у 2016. мањи него претходних година. Ово показује да је боља идентификација узрока прекида, тако да се могу предузети адекватније мере за отклањање узрока прекида и смањење њиховог броја и трајања.

3.6.2 Квалитет електричне енергије

Правилима 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 правилама 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.

¹¹ 6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas 2016.

3.6.3 Комерцијални квалитет

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

На захтев Агенције, енергетски субјекти су редовно достављали Агенцији извештаје о комерцијалним аспектима квалитета, што је, почевши од 2009, омогућило да се добију вредности појединих показатеља комерцијалног квалитета на националном нивоу. Након отварања тржишта 2013. године за купце на преносном систему и 2014. за све купце, осим домаћинстава и малих купаца, дошло је до значајне промене у потреби праћења комерцијалног квалитета, пошто податке о комерцијалном квалитету, поред оператора система, Агенцији морају да достављају и сви снабдевачи који снабдевају крајње купце. У 2016. години, за потребе праћења комерцијалног квалитета, ОДС, снабдевачи електричном енергијом, укључујући и јавног (гарантованог) снабдевача, достављали су Агенцији кварталне извештаје, као и коначан годишњи извештај, са расположивим подацима.

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

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

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

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

3.6.3.1 Прикључење, обустава и искључење

Подаци ОДС о захтевима за прикључење на систем током 2016. године, приказани су у табели 3-35 по напонским нивоима, посебно за средњи напон (СН) и ниски напон (НН) и укупно.

Табела 3-35: Захтеви за прикључење по напонским нивоима и укупно у 2016.

Захтеви за прикључење		СН	НН	Укупно	
Број	поднетих захтева	304	33.106	33.410	
	решених захтева	којима се одобрава прикључење	276	25.144	25.420
		којима се одбија прикључење	5	164	169
		који су решени на други начин	37	5.671	5.708
		Укупно	318	30.979	31.297
	у року (30 дана за крајње купце, 60 дана за произвођаче)	240	23.678	23.918	
%	решених захтева у односу на број поднетих	105	94	93	
	захтева којима се одобрава прикључење у односу на број решених	87	81	81	
	решених захтева у року (30 дана за крајње купце, 60 дана за произвођаче)	68	76	76	
Просечно време	потребно за одлучивање по захтеву изражено у данима	12	17	17	

У односу на претходну годину, број поднетих захтева за прикључење, као и број решења којима се одобрава прикључење, је нешто већи. Пошто је део захтева који је поднет у 2015. години решен у 2016, у табели је на средњем напону већи број решених захтева него поднетих у 2016.

Табела 3-36: Прикључење објеката/мерних места по напонским нивоима у 2016.

Прикључење		СН	НН	Укупно
Број	прикључених објеката/мерних места	143	36.795	36.938
	прикључених објеката/мерних места у року од 15 дана	82	29.065	29.147
%	прикључених објеката/мерних места у року од 15 дана	57	79	79
Просечно трајање у данима	потребно за прикључење од дана испуњења свих услова	13	6	6

У 2016. години је прикључено око 900 објеката/мерних места више него у 2015. Показатељи који описују прикључење објеката/мерних места (табела 3-35) су бољи у односу на 2015. годину. Готово 80% прикључења (5% више у односу на 2015.) је урађено у року од 15 дана, при чему је просечно време потребно за прикључење од дана испуњења услова, на ниском напону за три дана краће и износи 6 дана, док је просечно време потребно за прикључење на средњем напону дужи за осам дана и износи 13 дана.

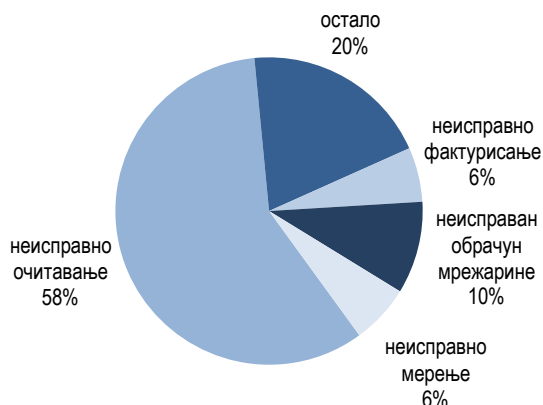
У 2016. години је пријављено 89.320 обустава по захтеву снабдевача, због неизмиривања обавеза за испоручену електричну енергију у прописаном року, што је за 55% мање него у 2015. Просечно време поновног прикључења након престанка разлога за обуставу/искључење, односно након неосноване обуставе/искључења је на нивоу оператора дистрибутивног система износило 1,76 дана, док је по областима које просторно одговарају ранијим привредним друштвима за дистрибуцију електричне енергије, то време између 1 и 4 дана, што је у оквирима вредности из претходне године.

3.6.3.2 Мерење и обрачун

Редовне контроле мерних уређаја су у 2016. години планиране за 792.132 бројила (свега 21,8% од укупно 3.624.625 мерних уређаја) и реализоване су на 344.855, односно 44% планираних (само 9,5% од укупног броја мерних уређаја). При томе је у 40.142, односно у 11,6% случајева, уочена неправилност. Од стране купаца захтевано је 42.488 ванредних контрола мерних места, а контрола је спроведена за 41.272 захтева (97,1%), при чему су у 63% спроведених ванредних контрола (26.046) уочене неправилности које су отклоњене у 25.842 случаја. Оператор дистрибутивног система је у обавези да спроводи редовну контролу свих мерних уређаја једном годишње. Потребно је значајно унапређење контроле мерних уређаја.

Исправна мерења након регистровања нестанка, сметње или оштећења мерних уређаја су у 76% случајева обезбеђена у року од 2 дана након регистровања сметњи. Просечно време потребно за обезбеђење исправног мерења од дана регистровања настанка сметње или оштећења мерних уређаја за категорије корисника на високом, средњем и ниском напону (мерна места са мерењем активне и реактивне енергије и максималне активне снаге) је у просеку било између 2 и 5 дана, у зависности од напонског нивоа.

Од укупног броја издатих рачуна, којих је у 2016. години било 41.979.515, кориговано је 1,4% рачуна, при чему је више од две трећине коригованих обрачуна било услед неисправног читавања и неисправног мерења. Просечно време решавања приговора на обрачун је било 4,31 дана. Разлози за корекцију обрачуна 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 2016.

3.6.3.3 Отклањање техничких сметњи у испоруци

Од укупног броја захтева купаца за отклањање напонских сметњи које се понављају у дужем временском периоду којих је у 2016. години било 908, више од 80% захтева (731) је било основано. Напонске сметње су отклоњене у 117, односно 16% случајева у којима је захтев био основан, што је за 72% мањи учинак него у 2015.

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

3.6.3.4 Корисничке услуге

Упркос напретку који је остварен на унапређењу пружања услуга корисницима у корисничким и контакт центрима (центри за пријем позива корисника), подаци на основу којих би се оценио квалитет пружених услуга у овим центрима још увек су претежно нерасположиви услед одсуства одговарајуће информатичке подршке за праћење и регистровање података. Сви енергетски субјекти, а посебно снабдевачи са лиценцом која обухвата и снабдевање крајњих купаца, ће у будућим активностима на праћењу квалитета корисничких услуга морати да започну, односно унапреде, евиденцију ових података.

3.7 Сигурност снабдевања електричном енергијом

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

3.7.1 Прогноза потрошње

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

3.7.2 Производне могућности

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

Стратегијом развоја енергетике Републике Србије до 2025. са пројекцијама до 2030. године као и Националним акционим планом за коришћење обновљивих извора енергије Републике Србије планирано је значајно повећање учешћа производње из обновљивих извора са планираном производњом од око 3 TWh до 2020.

Сви термо блокови у ЈП ЕПС подлежу захтевима Директиве о великим ложиштима 2001/80/ЕЗ (LCPD) и Директиве о индустријским емисијама 2010/75/ЕУ (IED) у делу који се односи на ограничење емисија загађујућих материја у ваздух - сумпор диоксида (SO₂), азотних оксида (NO_x) и прашкастих материја. Министарски савет Енергетске заједнице, 24. октобра 2013. године, донео је одлуке које садрже правила за рад великих постројења за сагоревање D/2013/05/MC-EnC и D/2013/06/MC-EnC према којима ЈП ЕПС има обавезу смањења емисија загађујућих материја у ваздух из постојећих постројења за сагоревање од 1. јануара 2018. године, па најкасније до 31.12.2027. године.

Енергетској заједници је крајем 2015. године достављен прелиминарни Национални план за смањење емисија Републике Србије (НЕРП) са планом за усклађивање емисија загађујућих материја у ваздух за постројења која подлежу поменути Директивама. Коначан НЕРП треба бити усвојен у октобру 2017. Према прелиминарном НЕРП-у, услед застареле технологије, високих трошкова производње и заштите животне средине, до 2027. планирано је сукцесивно повлачење из погона најстаријих и енергетски најнеефикаснијих термо блокова. Истовремено у ЈП ЕПС се перманентно одвијају активности на ревитализацији и модернизацији постојећих електрана, које ће омогућити повећање енергетске ефикасности и инсталисане снаге. Започета је изградња новог термо блока Б3 у ТЕ Костолац Б, снаге 350 MW, на косточачки лигнит (инвеститор је ЈП ЕПС). У току су припреме за почетак изградње комбиноване гасно-парне електране ТЕ-ТО Панчево са истовременом производњом топлотне и електричне енергије са максималном снагом од 140 MWe у кондензационом режиму, прва фаза (инвеститори су Нафтна индустрија Србије а.д. и Гаспром енергохолдинг, Русија).

Развој капацитета у рудницима лигнита се усклађује са потребама термоелектрана проширењем постојећих и отварањем нових копова, који ће заменити копове који су на крају експлоатационог века.

У току су активности на ревитализацији и модернизацији хидроелектрана Ђердап 1 (у току је ревитализација четвртог од шест агрегата, уз повећање снаге агрегата са 190 MW на 201 MW), хидроелектране Зворник (започета ревитализација другог агрегата, уз укупно повећање снаге од око 10MW) као и припремне активности за ревитализацију ХЕ Потпећ, ХЕ Бистрица, Власинске ХЕ и ХЕ Ђердап.

3.7.3 Коришћење обновљивих извора енергије

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

Услови стицања статуса повлашћеног произвођача прописани су Уредбом о условима за стицање статуса повлашћеног произвођача електричне енергије и критеријумима за оцену испуњености тих услова. За спровођење наведених уредби је одговорно министарство надлежно за енергетику (www.mre.gov.rs). Откупне цене за повлашћене произвођаче електричне енергије које су примењиване у 2016. години приказане су у табели 3-37.

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

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

Табела 3-38: Структура и остварене цене електричне енергије (без ПДВ и такси) преузете од повлашћених произвођача у 2016.

Категорије повлашћених произвођача		Количина	Износ	Цена
		MWh	000 дин	дин/MWh
1	Мале хидроелектране	192.453	2.037.043	10,58
2	Електране на биогаз	34.048	606.160	17,80
3	Електране на ветар	26.237	188.810	7,20 ¹²
4	Електране на сунчану енергију	11.100	276.976	24,95
4.1	Електране на сунчану енергију на тлу	7.198	181.440	25,21
4.2	Електране на сунчану енергију на објектима	3.902	95.536	24,48
5	Ел. са комбин. произ. на фосилна горива	78.188	807.153	10,32
5.1	Електране на гас	66.456	688.738	10,36
5.2	Електране на угаљ	11.732	118.415	10,09
6	УКУПНО	342.026	3.916.142	11,45

У 2016. години, крајњи купци електричне енергије су плаћали посебну накнаду за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије у износу од 0,093 дин/kWh.

Табела 3-39: Износ накнаде за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије

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

Количине електричне енергије преузете од повлашћених произвођача у последње три године су приказане у табели 3-40.

Табела 3-40: Електрична енергија преузета од повлашћених произвођача

Извори обновљиве енергије / гориво за комбиновану производњу	MWh		
	2014.	2015.	2016.
Водотокови	146.614	151.223	192.453
Фосилна горива (угаљ, мазут и природни гас) – комбинована производња	30.748	44.265	78.188
Биогаз	15.667	21.984	34.048
Сунчева енергија	5.232	10.006	11.100
Ветар	5.356	417	26.237
УКУПНО	203.617	227.895	342.026

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

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

3.7.4 Изградња нових преносних капацитета

Током 2016. године у преносном систему су спроведене активности на редовном одржавању и ремонтима као и реконструкцијама објеката. ЕМС АД је 2016. године започео изградњу прве фазе Трансбалканског коридора, изградњом двоструког далековода 2x400 kV Панчево 2 – Решица. Овим је започет пројекат повезивање источне и западне Европе преко територије Србије 400 kV водовима, што ће додатно повећати и сигурност снабдевања у Србији. Извођени су радови на реконструкцији ТС Обреновац 400/220 kV/kV који ће бити настављени и у 2017, а

¹² Ова цена се махом односи на цену за пробну производњу

радови на реконструкцији ТС Београд 3 220/110 kV/kV су завршени. Најзначајније инвестиционо одржавање у трафостаницама је била замена трансформатора у ТС Краљево 3 снаге 150 MVA и ТС Београд 4 снаге 63 MVA.

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

План развоја преносног система Републике Србије за период од 2016. до 2025. (2030.) који је ЕМС АД припремио и доставио Агенцији 12.05.2016, прилагођен је одредбама Закона о енергетици. У односу на претходни план, овај документ је у неким елементима унапређен и додатно усклађен са критеријумима ENTSO-E. План је урађен уз уважавање Пан-европског десетогодишњег плана развоја преносне мреже и регионалних инвестиционих планова.

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

За преносну мрежу 400 kV у плану су дефинисани пројекти интерконекције и пројекти унутрашње 400 kV 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, остаје отворено питање извора финансирања изградње и потребе да се за објекте у Србији обезбеди што веће учешће бесповратних средстава.

Најзначајнији планирани пројекти интерконекције су:

- двоструки интерконективни далековод ТС Панчево – ТС Решица, који представља Секцију 1 Трансбалканског коридора;
- нова интерконекција између Републике Србије, Босне и Херцеговине и Црне Горе, који представља Секцију 4 Трансбалканског коридора.

Од планираних пројекта унутрашње 400 kV мреже могу се издвојити:

- изградња новог далековода 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3, који представља Секцију 2 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 Трансбалканског коридора;
- изградња постројења 400 kV уместо 220 kV у ТС Србобран и изградња водова за прикључење ТС Србобран и
- доградња постојеће ТС Смедерево 3 и водова за прикључење.

Имајући у виду планиране потребе, изградњу нових извора, планирани развој регионалне и европске мреже, ови пројекти би допринели сигурности снабдевања и поузданости рада система, а реализација ће зависити и од услова финансирања, посебно за реализацију дела трансбалканског коридора, интерконекције 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, планирана је изградња ТС 220/110 kV Бистрица и повећање инсталисане снаге у трансформаторским станицама 220/110 kV Зрењанин и Крушевац.

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

Агенција до 2016. није била у могућности да повећа своје кадровске капацитете, тако да није могла у неопходној мери размотрити достављене планове развоја чиме би се створили услови за давање сагласности на ове планове. Средином 2016. са пријемом нових кадрова, створили су се услови да се анализира достављени план, тако да је Агенција у септембру 2016. дала сугестије ЕМС АД за побољшање садржаја и квалитета Плана развоја преносног система Републике Србије за период 2017-2026. године и Плана инвестиција у преносни систем за период 2017-2019. године, који су почетком 2017. достављени Агенцији на давање сагласности.

3.7.5 Инвестиционе активности оператора дистрибутивних система

ОДС, у складу са Законом, има обавезу доношења планова развоја, који треба да буду усклађени са планом развоја преносног система и захтевима за прикључење на дистрибутивни систем. ОДС је током 2016. године припремао, али није доставио Агенцији план развоја.

Законом је одређено да ОДС, поред плана развоја, 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 постојећих купаца, односно произвођача. Ову обавезу ОДС је испунио и доставио Агенцији 12.12.2016. године План преузимања мерних уређаја. Агенција је дала коментаре на тај план, тако да се достављање коначног плана и извештај о оствареном преузимању током 2015. и 2016. године очекује у 2017. години.

Кашњење инвестиција је делимично компензовано другим активностима, ревитализацијом или заменом постојеће застареле опреме, посебно трансформаторских станица 110/x kV/kV које су преузете од ОПС, као и друге мере на модернизацији погона и пословања.

У дистрибутивним системима су завршени или су започети следећи радови:

- 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;
- на трансформаторским станицама:
 - изграђене су нове или реконструисане: ТС 110/35 kV "Мосна" 20 MVA, ТС 110/10kV "Београд 41" 80 MVA ТС 110/35/20kV "Љиг" 31,5 MVA, ТС 110/20/35 kV "Владимирци" 31,5 MVA, ТС 110/35kV "Суботица 1" 51,5 MVA и ТС 110/20kV "Сомбор 1" снаге 63 MVA;
 - изградња нових, проширење и реконструкција постојећих ТС 35/10 kV, при чему је најзначајније пуштање у рад ТС "Рогачица" снаге 4 MVA и "Велико Градиште" снаге 4 MVA;
- мерење и управљање:
 - унапређење мерне опреме и даљи развој система за даљинско читавање није урађено у планираном обиму, првенствено зато што није реализован тендер за набавку нових бројила.

3.7.5.1 Напредне мреже

У дистрибуцијама је предвиђена замена мерних уређаја савременијим. ЈП ЕПС припрема пројекат модернизације система за дистрибуцију електричне енергије, како би се обезбедило надгледање, заштита и аутоматизована оптимизација рада свих делова система и инсталација корисника система, од електрана, преко мреже, до прикључених објеката купаца, али је евидентно велико кашњење у реализацији. После формирања јединственог ОДС, као примарни циљ је дефинисано унапређење система мерења код корисника чији су објекти прикључени на мрежу средњег напона, и код корисника чији су објекти прикључени на мрежу ниског напона они код којих се мере активна и реактивна енергија и месечна максимална снага.

Напредне мреже и мерни системи ће омогућити већу поузданост и квалитет испоруке електричне енергије. Оне ће поспешити и боље управљање потрошњом и динамичније тржиште, као и значајно смањити техничке и комерцијалне губитке електричне енергије.

3.7.5.2 Смањење губитака електричне енергије у дистрибутивној мрежи

ОДС је наставио са смањивањем губитака енергије у мрежи, предузимајући неке инвестиционе активности у 2016. (повећање капацитета мреже, замена неисправних бројила, измештање мерних места), појачаном контролом неовлашћеног преузимања електричне енергије и повећањем наплате. Губици су у 2016. у односу на 2015. смањени са 14,1% на 13,0% електричне енергије преузете у дистрибутивни систем. Међутим, те активности се у наредном периоду морају наставити и даље интензивирати, пошто губитке треба што пре свести на технички прихватљив ниво. Неке мере, као што је уградња нових бројила и преузимање мерних уређаја и прикључних водова, у протеклом периоду готово да нису ни примењиване.

Мере које би требало да допринесу даљем смањењу губитака, а које су предвиђене и планом ОДС за смањење губитака, 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 2016. је приказана на слици 4-1. Једини произвођач природног гаса је „Нафтна индустрија Србије” а.д. Нови Сад (у даљем тексту: НИС). Производња гаса није регулисана делатност.

Нафтна индустрија Србије (НИС)	Подземно складиште гаса БАНАТСКИ ДВОР	Јавно предузеће СРБИЈАГАС	YUGOROSGAZ а.д.	32 Енергетска субјекта	37 Енергетска субјекта
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		
СНАБДЕВАЊЕ природним гасом на слободном тржишту		ОПЕРАТОР ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА Дистрибуција и управљање дистрибутивним системом	ОПЕРАТОР ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА Дистрибуција и управљање дистрибутивним системом	ОПЕРАТОР ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА Дистрибуција и управљање дистрибутивним системом (32)	СНАБДЕВАЊЕ природним гасом на слободном тржишту (37)
		СНАБДЕВАЊЕ природним гасом • регулисано јавно снабдевање • на слободном тржишту - резервно снабдевање - снабдевање јавних снабдевача	СНАБДЕВАЊЕ природним гасом • регулисано јавно снабдевање • на слободном тржишту	СНАБДЕВАЊЕ природним гасом • регулисано јавно снабдевање (31) • на слободном тржишту (25)	

Слика 4-1: Организациона структура сектора природног гаса на крају 2016.

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 - Транспортгас Србија д.о.о. од матичног предузећа, али до краја 2016. Транспортгас Србија д.о.о. није отпочело са радом, због чега делатност транспорта и даље обавља његов оснивач ЈП Србијасгас.

Делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом обавља 33 лиценцирана оператора дистрибутивног система (ОДС). Лиценцу је добио још један енергетски субјект, али он није започео са обављањем делатности. Поред ОДС ЈП Србијасгас и Yugorosgaz а.д. ову делатност обавља још 31 лиценцирано предузеће, од којих је највећи број у власништву општина и градова, део је у мешовитом, а део у приватном власништву. Пошто сви ОДС имају мање од 100.000 прикључених крајњих купаца, они имају право да се баве и снабдевањем на регулисаном и на слободном тржишту и нису обавезни да правно раздвоје ОДС и снабдевача (у складу са чланом 259 Закона). ЈП Србијасгас је у 2015. донео одлуку о оснивању зависног друштва за обављање делатности дистрибуције природног гаса – Дистрибуцијасгас Србија д.о.о. Нови Сад, које до краја 2016. 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 2016. године, било је лиценцирано укупно 65 енергетских субјеката, од којих је активно 30 снабдевача. Јавним снабдевањем крајњих купаца природним гасом, по регулисаним ценама, баве се 33 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 је за 2016. 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. Договор о реализацији заједничког пројекта потписан је у октобру 2009. године.

4.1.2 Капацитети за производњу, транспорт, дистрибуцију и складиштење

4.1.2.1 Производња

Производња природног гаса у Србији се реализује на подручју Војводине и једини произвођач природног гаса је Нафтна индустрија Србије а.д. (у даљем тексту: НИС). Произведени природни гас се, након припреме која омогућава да га користе крајњи купци, испоручује на 13 места у транспортни систем и много мање количине (до 6% производње) на 4 места у дистрибутивни систем. Укупна годишња производња, која је испоручена у транспортни и дистрибутивни систем, у 2016. години је била 399 милиона m^3 , што је мање за 7,6% од производње у претходној години. После значајног раста у 2011, производња од 2012. стално опада, мада је већа од остварене у 2010. години.

Табела 4-1: Производња природног гаса у Србији у периоду 2010 - 2016.

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

Од укупно испоручених количина у транспортни и дистрибутивни систем у 2016. години, 175,1 милиона m^3 (44%) природног гаса је продато другим снабдевачима, док је већи део природног гаса НИС потрошио за сопствене потребе, највише у рафинерији нафте Панчево.

4.1.2.2 Транспорт

На крају 2016. године, дужина транспортног система на коме ЈП Србијагас обавља делатност је била 2.298 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 а.д. Београд са преосталих 5%.

Табела 4-2: Дужина транспортне мреже у Србији у периоду 2010 - 2016.

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

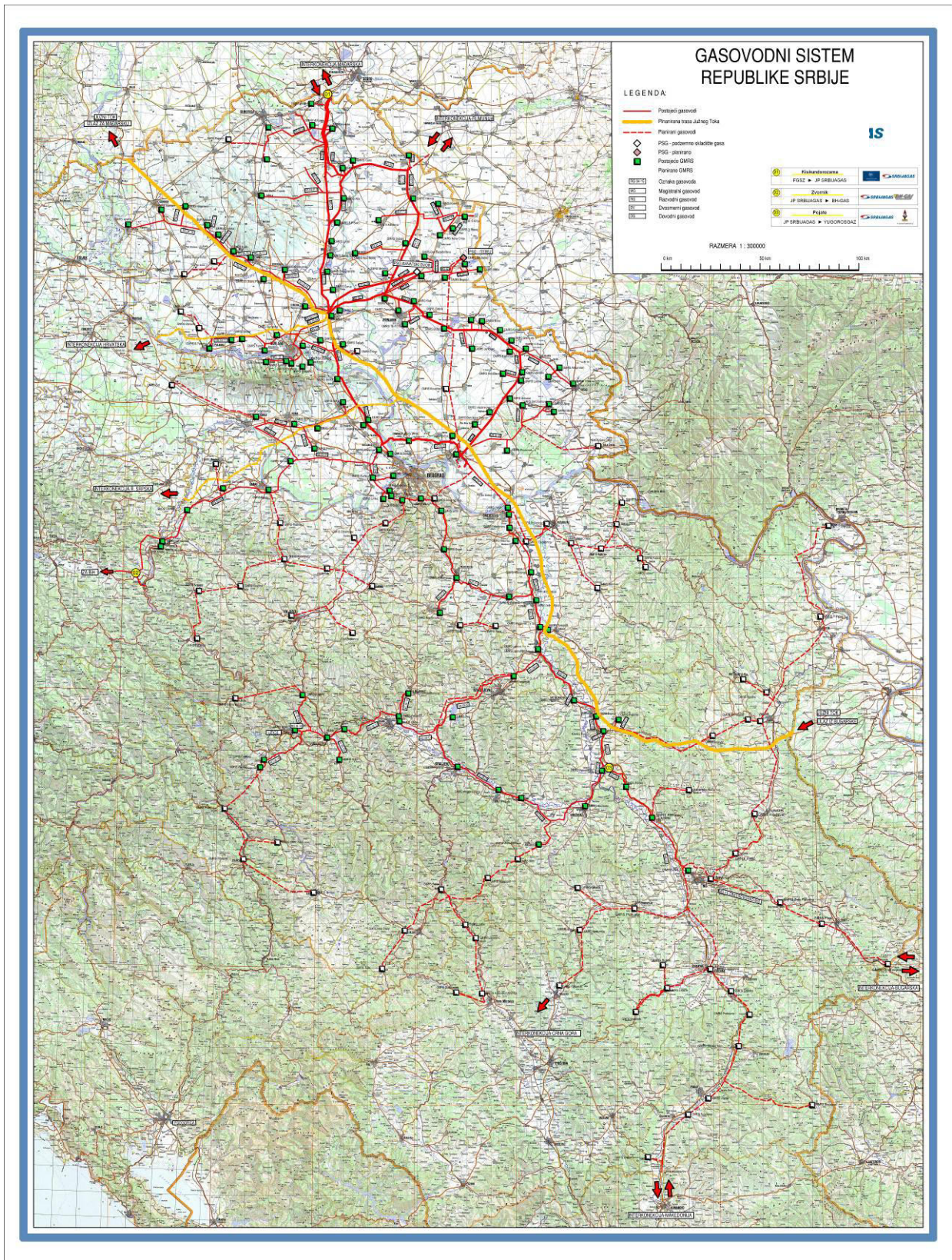
Око 5 милиона или 70% становника Србије, живи у области која има изграђену транспортну мрежу и која обезбеђује потенцијал за даљи развој гасног система и раст потрошње природног гаса.

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

Табела 4-3: Значајне техничке карактеристике транспортног система

Главне техничке карактеристике транспортног система	ЈП Србијагас	Yugorosgaz-транспорт д.о.о.
Капацитет, мил. m^3 /дан	≈ 18	≈ 2,2
Притисак, bar	16 - 75	16 - 55
Дужина, km	2.298	125
Пречници	DN 150 - DN 750	DN 168 - DN 530
Компресорска станица, снага, MW	4,4	-
Број улаза у транспортни систем	15	1
Из другог транспортног система	1	1
Са производних поља – домаћи гас	13	-
Из складишта	1	-
Број излаза са транспортног система	242	5
Мерно регулационе станице на излазу са транспортног система	239	5
Примопредајне станице	2	-
Излаз у транспортни систем Yugorosgaz	1	-
Интерконектор према БиХ	1	-
Складиште природног гаса	1	-

Оператори транспортних система су били дужни да још до 2011. 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 Југорosgaz-транспорт д.о.о. и на 35% од укупног броја излаза са транспортног система ЈП Србијагас.



Слика 4-2: Транспортни систем природног гаса Републике Србије

4.1.2.3 Дистрибуција

Дужина дистрибутивне мреже у Србији је од 2012. до 2016. године повећана за 7,8%, односно на 16.653 km (без прикључака), чиме су створени услови за прикључење нових купаца. Међутим, у односу на претходну годину, мрежа је увећана само за 121 km што је повећање од само 0,7% чиме је задржан тренд смањења инвестиција у проширење дистрибутивне мреже. Највећи део повећања дужине мреже у 2016. је био у ЈП Србијагас, који обавља делатност на 47,6% укупне дистрибутивне мреже у Србији.

Табела 4-4: Дужина дистрибутивне мреже у Србији у периоду 2012 - 2016.

	2012	2013	2014	2015	2016
Дужина дистрибутивне мреже	15.348	15.839	16.363	16.532	16.653

Број активних прикључака (места испоруке) на дистрибутивним мрежама је 267 хиљада и у односу на претходну годину је увећан за око 4.600 прикључака (1,75%).

Табела 4-5: Дужина дистрибутивних мрежа и број места испоруке 31.12.2016.

Ред. број	Назив дистрибутера природног гаса	Дужина дистрибутивне мреже, (m)	Број активних прикључака
1	7. Октобар, Нови Кнежевац	54.354	1.531
2	Беогас, Београд	275.220	8.880
3	Београдске електране, Нови Београд	331.020	3.952
4	Boss construction, Трстеник	29.860	58
5	Чока, Чока	27.190	804
6	Други октобар, Вршац	198.266	12.580
7	Елгас, Сента	59.800	1.759
8	Гас - Феромонт, Стара Пазова	586.070	16.752
9	Гас - Рума, Рума	463.803	7.005
10	Гас, Бечеј	198.197	1.643
11	Гас, Темерин	255.500	6.649
12	Градитељ, Србобран	150.200	2.271
13	Градска топлана, Зрењанин	510.564	22.676
14	Ингас, Инђија	357.099	9.573
15	Интерклима, Врњачка бања	108.050	957
16	Комуналац, Нови Бечеј	121.158	2.301
17	Ковин – Гас, Ковин	333.094	3.935
18	Лозница - Гас, Лозница	127.860	1.455
19	Нови Сад - Гас, Нови Сад	2.362.175	45.487
20	Полет, Пландиште	239.300	3.559
21	Ресава Гас, Свилајнац	60.184	308
22	Родгас, Бачка Топола	149.624	1.265
23	Сугус енерџи, Београд	21.173	1.843
24	Сигас, Пожега	19.987	306
25	Сомбор - Гас, Сомбор	172.000	1.818
26	Србијагас, Нови Сад	7.926.402	86.550
27	Срем - Гас, Сремска Митровица	263.083	5.021
28	Стандард, Ада	42.000	983
29	Суботицагас, Суботица	413.820	9.593
30	Топлана – Шабац, Шабац	170.381	2.565
31	Ужице-гас, Ужице	138.498	679
32	Врбас – Гас, Врбас	186.388	1.596
33	Yugorosgaz, Београд	300.450	752
	УКУПНО	16.652.770	267.106

План преузимања мерних уређаја, односно мерно-регулационих станица

Законом (члан 261. став 1) 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 преузме све МУ/МРС најкасније до 31. децембра 2020. године.

Након усвајања Закона, од 33 ОДС код 18 су сви МУ/МРС били у власништву оператора. У преосталих 15 ОДС, око 45% МУ/МРС (88.500 од 195.000) није било у власништву ОДС. Један ОДС је у стечају и не обавља делатност ОДС, 13 је доставило планове преузимања на које је Агенција дала сагласност, а план ЈП Србијас је усаглашен са Агенцијом, али није званично достављен на сагласност.

У табели 4-6 су приказани план преузимања МУ/МРС за 2015. и 2016. годину, као и план преузимања за период 2017-2020. године и број МУ/МРС које ОДС треба укупно да преузму. На основу података које су доставили ОДС, приказан је и број МУ/МРС преузет у 2015. и 2016. години, проценат реализације плана за 2015. и 2016. годину, као и проценат реализације плана за цео период. У 2015. и 2016. години је преузето око 18.000 МУ/МРС, док је план преузимања за тај период био око 21.000 МУ/МРС. На основу података из табеле код одређеног броја дистрибутера реализација је знатно мања него планирани број МУ/МРС које је требало да преузму у 2015-2016. години. 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. Додатни проблем за реализацију плана је што се број МУ/МРС које оператори треба да преузимају по годинама удвостручује у периоду 2017-2020. година у односу на 2015. и 2016. годину.

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

Ред. број	Назив дистрибуције	План преузимања МУ/МРС по годинама				Реализација преузимања МУ/МРС по годинама				
		2015	2016	2017-2020	Укупно	2015	2016	2015 (%)	2016 (%)	Укупно (%)
1	"Србијас" Н. Сад	1.009	1.010	8.064	10.083	4	15	0,4	1,5	0,9
2	"Нови Сад Гас" Н. Сад	5.025	7.632	32.122	44.779	5.194	7.603	103,4	99,6	101,1
3	"Гас-Феромонт" С. Пазова	750	1.054	5.835	7.639	475	942	63,3	89,4	78,6
4	"Ингас" Инђија	116	129	892	1.137	206	326	177,6	252,7	217,1
5	"Гас Рума" Рума	190	190	1.278	1.658	145	62	76,3	32,6	54,5
6	"ГАС" Темерин	650	650	4.942	6.242	415	1.066	63,9	164,0	113,9
7	"Полет" Пландиште	289	289	2.308	2.886	300	333	103,8	115,2	109,5
8	"Ковин Гас" Ковин	285	285	2.281	2.851	165	375	57,9	131,6	94,7
9	"Градитељ" Србобран	236	241	1.800	2.277	40	181	17,0	75,1	46,3
10	"Комуналац" Нови Бечеј	238	230	1.791	2.259	0	6	0,0	2,6	1,3
11	"Врбас-Гас" Врбас	66	66	497	629	0	0	0,0	0,0	0,0
12	"Сомбор-Гас" д.о.о. Сомбор	43	42	336	421	46	43	107,0	102,4	104,7
13	"Гас- Бечеј" д.о.о. Бечеј	162	162	1.280	1.604	21	8	13,0	4,9	9,0
14	"Лозница-Гас" д.о.о. Лозница	3	5	9	17	3	5	100,0	100,0	100,0
	Укупно	9.062	11.985	63.435	84.482	7.014	10.965	77,4	91,5	85,4

Број од 84.482 МУ/МРС за преузимање би требало увећати за 4.061 који се налазе на дистрибутивној мрежи ЗИП „Слога“ Кањижа у стечају, где ЈП "Србијас" 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 . Садашњи расположиви капацитет је 450 милиона m^3 гаса, а пројектовани капацитет повлачења 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 Србијас. 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, складиште ће моћи да прими 800 милиона m³ гаса. Подземно складиште је са два гасовода повезано са гасним разводним чвором у Елемиру.

Током 2016. године, максимални технички капацитет утискивања је био 2,7 милиона m³/дан, а максимални технички капацитет повлачења из складишта је био 5,0 милиона m³/дан. Максималне дневне утиснуте количине су у 2016. биле 2,6 милиона m³/дан, а максималне дневне повучене количине су износиле 4,95 милиона m³/дан.

Количина јастучног гаса у складишту се током 2016. није мењала и износила је 530 милиона m³.

Током 2016. године, из складишта је повучено више гаса него што је предато у складиште. На почетку 2016. је било 448 милиона m³ комерцијалног гаса. Из транспортног система у складиште је предато 200 милиона m³, од тога је 3 милиона m³ потрошено на сопствену потрошњу складишта, а преосталих 197 милиона m³ гаса је утиснуто за комерцијалне потребе. Корисници су из складишта повукли 254 милиона m³, колико је и предато у транспортни систем. На крају 2016. године, у складишту је било 391 милиона m³ комерцијалног гаса.

4.2 Остварена потрошња и извори снабдевања природним гасом

У 2016. години је укупно из: увоза, домаће производње и подземног складишта, за потрошњу било расположиво 2.448 милиона m³, а потрошено је 2.226 милион m³ природног гаса.

Највећи део природног гаса је обезбеђен увозом из Руске Федерације по дугорочном уговору. За купце у Србији, природни гас од Газпром Москва, набавља предузеће Yugorosgaz а.д. (акционари су Газпром Москва 50%, ЈП Србијасгас 25% и Central ME Energy and Gas, Беч 25%).

Увоз природног гаса из Руске Федерације по дугорочном уговору је у 2016. години био 1.807 милиона m³, од чега је 1.795 милиона m³ преузето из транспортног система Мађарске, а 12 милиона m³ је преузето из складишта.

Домаћом производњом од 399 милиона m³ је у 2016. могло да се задовољи само 16% потреба.

Табела 4-7: Извори снабдевања и остварена потрошња природног гаса у 2015. и 2016.

	2015 милиона m ³	2016 милиона m ³	2016/2015 Индекс
Домаћа производња	432	399	92
Увоз из Руске Федерације по дугорочном уговору	1.733	1.807	104
Увоз из других извора/по другим уговорима	7	-	-
Увоз укупно	1.740	1.807	104
Преузето из подземног складишта	113	242	214
УКУПНО РАСПОЛОЖИВО	2.285	2.448	107
Утиснуто у складиште	228	197	86
Бруто потрошња	2.057	2.251	109
Губици и сопств. потрошња транспортног система	8	11	138
Губици у дистрибутивној мрежи	8	14	175
За финалну потрошњу	2.041	2.226	109

У 2016. је потрошено 2.226 милиона m³ природног гаса, за 9% више него у 2015. Потрошња је у домаћинствима порасла за 10%, у топланама је опала за 3%, а у индустрији је порасла за 14%. Могући разлози за пораст потрошње код домаћинстава су за 0,1 степен ниже просечне средње дневне температуре током зимских месеци, у односу на исти период у 2015. години (ако се пореде јануар, фебруар и децембар), уз смањење цене природног гаса за јавно снабдевање током 2016. У топланама, које су природни гас обезбеђивале на слободном тржишту, потрошња природног гаса је у 2016. години била нешто нижа, јер су, у зависности од паритета цена горива, топлане које су то могле, осим природног гаса, користиле и мазут.

Број места испоруке је у 2016. повећан за 4.567 у односу на 2015. и на крају 2016. је износио 267.158, од чега је 52 на транспортном, а 267.106 места испоруке на дистрибутивном систему. Од тога 254.227 или 95,2% су домаћинства што је само око 10% од свих домаћинстава у Србији.

Табела 4-8: Број места испоруке на крају 2015. и 2016.

Категорије потрошње	2015	2016	Разлика 2016-2015
Домаћинства	249.803	254.227	4.424
Топлане	75	122	47
Индустрија и остали	12.494	12.809	315
Укупно	262.591	267.158	4.567

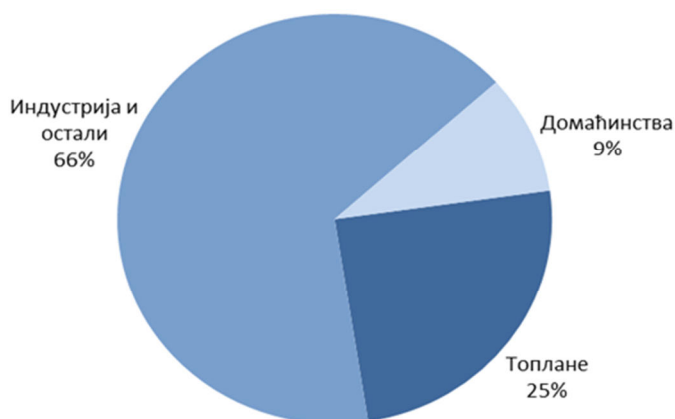
Структура потрошње по категоријама купаца приказана је у табели 4-9.

Табела 4-9: Структура потрошње у 2015. и 2016.

Категорије потрошње	2015 милиона m ³	2016 милиона m ³	2016/2015 Индекс
Домаћинства	191	210	110
Топлане	569	551	97
Индустрија и остали	1.281	1.465	114
Укупно	2.041	2.226	109

Потрошња у домаћинствима је учествовала са 9% у укупној потрошњи природног гаса у 2016. години, потрошња топлана са 25%, а преосталих 66% 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 2016. години дата је на слици 4-3.



Слика 4-3: Структура финалне потрошње природног гаса у Србији у 2016.

Просечна годишња потрошња природног гаса по прикљученом домаћинству је у 2016. била 828 m³ (рачунајући и активна места испоруке домаћинствима на којима није било потрошње гаса током 2016.), што је за 9% више него у 2015. Ако се посматрају само домаћинства која су током 2016. имала потрошњу природног гаса (било их је 226.898), просечна годишња потрошња по домаћинству је била 927 m³.

4.3 Регулација оператора транспортног система

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

Yugorosgaz-транспорт д.о.о. је оператор транспортног система који је у 2014. години извршио правно и функционално раздвајање од свог оснивача вертикално интегрисаног друштва „Yugorosgaz“ а.д. Београд у форми независног оператора система и прибавио лиценцу за обављање делатности транспорта и управљања транспортним системом у складу са законом који је тада уређивао област енергетике. Yugorosgaz-транспорт д.о.о. је поднео захтев Агенцији за сертификацију, о чему је Агенција током 2016. године донела одлуку, али комплетан процес још није завршен. Издавање лиценце овом оператору, према Закону, биће разматрано након издавања прописаног сертификата.

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 2016. нису 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 ОТС

До краја 2016. године, Транспортгас Србија д.о.о. још није отпочело са радом као ОТС, у складу са Законом. Крајем 2014. године, Влада РС 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 ЕнЗ Србији из септембра 2014. да извршава обавезе из Уговора о оснивању ЕнЗ везане за одвајање оператора транспортног система.

Надзорни одбор ЈП Србијагас је 22. јуна 2015. године донео одлуку о оснивању Транспортгас Србија д.о.о., као и одлуку о оснивању Дистрибуцијагас Србија д.о.о., а Влада Републике Србије је на седници 27. јуна 2015. године дала сагласност на те одлуке. Ова друштва су основана 22. августа 2015. и регистрована у регистру привредних субјеката као активна, али нису отпочела са радом. Влада Републике Србије је Закључком од 19. новембра 2015. године омогућила привредном друштву Транспортгас Србија д.о.о. и Дистрибуцијагас Србија д.о.о., да обављају делатности од општег интереса транспорт и управљање транспортним системом и дистрибуција и управљање дистрибутивним системом под лиценцом ЈП Србијагас до рока њеног важења и препоручила да се предузму све неопходне активности у циљу прибављања одговарајућих лиценци у што краћем року. Такође, Влада Републике Србије је и својим Закључком од 23. децембра 2016. године омогућила ЈП Србијагас да и надаље самостално или преко друштва капитала Транспортгас Србија д.о.о. настави да обавља делатност од општег интереса транспорта и управљање транспортним системом до прибављања лиценце за обављање ове делатности и препоручила Транспортгас Србија д.о.о. да се предузму све неопходне активности у циљу прибављања ове лиценце у што краћем року.

Yugorosgaz - Транспорт д.о.о. Ниш је правно раздвојен од Yugorosgaz а.д. Београд, у чијем је власништву пре доношења Закона и добио је лиценцу за обављање делатности транспорта природног гаса и управљања транспортним системом септембра 2013. године, по тада важећем закону. Закон из 2014. године је, у складу са прописима ЕУ, утврдио три модела организовања односно раздвајања оператора транспортног система и то као: оператора транспортног система по моделу власничког раздвајања, независног оператора система и независног оператора транспорта. Поступајућу у законом прописаном року, Yugorosgaz - Транспорт д.о.о. Ниш, поднео је у августу 2016. године овој Агенцији захтев за сертификацију по моделу независног оператора система, који је, с обзиром на власничку структуру овог и матичног привредног друштва, третиран као захтев за сертификацију оператора транспортног система у вези са трећим земљама, у складу са Законом.

Својом одлуком из децембра 2016. године Агенција је условно сертифицивала Yugorosgaz - Транспорт д.о.о. Ниш као независног оператора система, уз обавезу, под претњом одузимања сертификата, да у року од годину дана усклади организацију и пословања на начин којим се испуњавају услови у погледу независности оператора система по траженом моделу, што подразумева претходно усклађивање потврђених међународних уговора закључених са Руском Федерацијом и ЕУ, односно земљама југоисточне Европе. Такође, оператору система је наложено 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.

Коначна одлука биће донета по спровођењу законом утврђене процедуре, уз учешће надлежног тела које даје своје мишљење, сагласно обавезама које произилазе из потврђених међународних уговора. Доношење коначне одлуке се очекује у 2017. години и зависиће од могућности подносиоца захтева да у задатом року испуни тражене услове, при чему је први услов изван компетенција ове Агенције и његово испуњење зависи искључиво од надлежних државних органа.

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: прибављање документације, набавка и уградња опреме и материјала, извршење радова, као и начин обрачуна свих трошкова. Оператор је дужан да, при утврђивању трошкова прикључења у решењу за прикључење, користи цене коштања односно тржишних цена добара, радова и услуга.

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

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

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 ЈП Србијас и Yugorosgaz-Транспорт д.о.о. нису мењане током 2016. године. Просечна одобрена цена приступа систему за транспорт природног гаса ЈП Србијас у 2016. години је била 2,70 дин/м³, а Yugorosgaz-Транспорт д.о.о. 1,62 дин/м³.

Табела 4-10: Просечна одобрена цена приступа систему за транспорт природног гаса¹³

Назив оператора транспортног система	дин/м ³	
	31.12.2015	31.12.2016
Србијас	2,70	2,70
Yugorosgaz-Транспорт	1,62	1,62

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

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

Према правилима о раду транспортног система ЈП Србијас која су донета 2013. године и још увек се примењују, прве годишње расподеле капацитета је требало да буду организоване почетком 2014. године за гасну годину која почиње у јулу 2014. године. С обзиром да није реализовано правно раздвајање оператора транспортног система од ЈП Србијас, прва годишња расподела капацитета је одложена за 2015. годину, а затим за 2016. годину, али сагласно овим правилима расподела није организована.

Припремљена су нова правила, усаглашена са Законом, у којима је промењена расподела капацитета на транспортном систему тако што треба да буде организована за гасну годину која почиње у октобру, али она ће моћи да се примењују када Транспортгас Србија д.о.о. почне да обавља делатност транспорта и управљања транспортним системом и добије сагласност Агенције на ова правила.

4.3.3.1 Додела капацитета на интерконективним водовима и управљање загушењима

Као што је наведено, обе прекограничне интерконекције су део транспортног система Србијас и оператор транспортног система Србијас у својим правилима о раду дефинише правила за расподелу свих транспортних, па и прекограничних, капацитета, као и правила за управљање загушењима. Прва расподела капацитета је требало да буде организована почетком 2016. године за гасну годину која почиње 1. јула 2016. године. Право на коришћење капацитета на интерконективним гасоводима додељује ЈП Србијас, односно Транспортгас Србија д.о.о. Међутим, оператор транспортног система није организовао расподелу капацитета у 2016. 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 Србијас, 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 и Газпром експорт. У 2016. није било проблема са загушењем. И током зимских месеци је било довољно слободних капацитета на интерконекторима.

У 2016. 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 42,6% (у 2015. је био 41,4%), при чему треба имати у виду и да је потрошња природног гаса сезонски изразито неравномерна и да је искоришћеност капацитета знатно нижа у летњим месецима. Највећа дневно преузета количина у транспортни систем на граници са Мађарском је била 10,43 милиона м³/дан, од којих је 8,94 милиона м³/дан било за купце у Србији, а 1,49 милиона м³/дан за потребе Босне и Херцеговине. Са расположивим капацитетом интерконектора за потребе купаца природног гаса у Србији од 11 милиона м³/дан и степеном искоришћења интерконектора од 90%, могућ је

¹³ Просечна одобрена цена представља количник максимално одобреног прихода и одобрених количина природног гаса

годишњи увоз од око 3,6 милијарди m^3 , што је значајно више од 1,795 милијарди m^3 колико је увезено у 2016. години, односно од 1,864 милијарди m^3 колико је износио просечни годишњи увоз у десетогодишњем периоду 2007 - 2016.

4.3.4 Транспортоване количине природног гаса

У транспортни систем ЈП Србијас је током 2016. преузето 2.669 милиона m^3 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 2015. и 2016.

Транспортовано	2015 милиона m^3	2016 милиона m^3	2016/2015 индекс
Производња на транспортном систему	422	388	92
Улаз у систем за потребе Србије	1.740	1.795	103
Улаз у систему за потребе БиХ	223	232	104
Укупно	2.386	2.415	101
Из складишта	113	254	225
Укупно	2.499	2.669	107

4.3.5 Балансирање

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

Корисници транспортног система су обавезни да, на дневном нивоу, предају у систем и преузму из система исте количине 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 2016. године реализовано променом најављене количина увозног гаса 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 2016. 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 гас за балансирање када је мањак гаса у систему, односно преузети гас када има вишка у систему. Примена балансне одговорности за кориснике транспортног система је требало да почне од 01. јула 2016. године, али то се није догодило, тако да корисници транспортног система у току 2016. године нису сносили финансијске последице дебаланса.

4.3.5.1 Цене системских услуга - трошкови балансирања

Помоћним услугама у гасу се сматрају коришћење гаса из лајнпака и гаса који ОТС мора да купи/прода на тржишту за потребе управљања транспортним системом, одржавања притиска у мрежи и оперативно балансирање дневних количина на улазу и излазу из система. Детаљне активности, процедуре и рокови које ОТС треба да поштује да би благовремено обезбедио гас за балансирање система, прописане су у припремљеном предлогу Правила о раду Транспортгас Србија д.о.о., али нису примењивани у 2016. години, јер Транспортгас Србија д.о.о. није поднео Агенцији предлог правила на сагласност.

Цене по којима оператор купује/продаје гас за оперативно балансирање нису регулисане. ОТС би требало да обезбеди извор гаса за управљање системом и оперативно балансирање на тржишту. Трошкове коришћења гаса у реалном времену, ОТС треба да пренеси на учеснике на тржишту који су изазвали дебаланс и ОТС би, на нивоу године, требало да буде финансијски неутралан.

4.4 Регулација оператора дистрибутивног система

У 2016. години, у Србији је 33 предузећа обављало енергетску делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом природног гаса (ОДС). 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. ЈП Србијагас је преузео једног мањег дистрибутера гаса, али генерално, нема довољно иницијативе у смеру укрупњавања.

Агенција је у 2016. донела измене и допуне Методологије за одређивање цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса и Методологије за одређивање трошкова прикључења на систем за транспорт и дистрибуцију природног гаса, ради усклађивања са Законом о енергетици.

4.4.1 Раздвајање ОДС

У свим ОДС у Србији су књиговодствено раздвојене делатности дистрибуције природног гаса и управљања дистрибутивним системом од снабдевања и других енергетских и неенергетских делатности. Осим рачуноводствено, ОДС који је део вертикално интегрисаног предузећа, мора бити независан од других делатности које нису повезане са делатношћу дистрибуције, у погледу правне форме, организације и одлучивања.

Сагласно Закону о енергетици, независност ОДС се осигурава тако што лица која су одговорна за управљање ОДС не могу учествовати у органима управљања вертикално интегрисаног предузећа која су директно или индиректно одговорна за делатност производње, транспорта или снабдевања природним гасом, као и предузимањем мера које ће осигурати да лица одговорна за управљање ОДС поступају стручно, како би се обезбедила њихова независност у раду. Исто тако, ОДС 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, ОДС који је део вертикално интегрисаног предузећа је дужан 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 (члан 257.)

Пошто сви ОДС у Србији имају мање од 100.000 прикључених крајњих купаца, они имају право да се баве и снабдевањем, на регулисаном и на слободном тржишту и нису обавезни да правно раздвоје ОДС и снабдевача (у складу са чланом 259. Закона). ЈП Србијагас је у 2015. донео одлуку о оснивању зависног друштва за обављање делатности дистрибуције природног гаса – Дистрибуцијагас Србија д.о.о. Нови Сад, које до краја 2016. још није отпочело са радом, због чега делатност дистрибуције природног гаса и даље обавља ЈП Србијагас.

4.4.2 Регулација цена

4.4.2.1 Трошкови прикључења на систем

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

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

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

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

- трошка изградње типског прикључка по категоријама типских прикључака;
- трошкова изградње прикључка у случају истовремене изградње мреже и типског прикључка по категоријама,
- 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 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 писменог захтева Агенције.

Због веома малог интересовања за прикључење на гасну мрежу, дистрибуције воде рачуна да трошкови прикључења буду тржишно прихватљиви и Агенција није добијала жалбе везане за прикључење на систем.

4.4.2.2 Регулација цене приступа дистрибутивном систему

Током 2016. године, цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса су промењене код 4 ОДС. Просечна, пондерисана, одобрена цена приступа дистрибутивном систему за све дистрибутивне мреже у Србији на дан 31.12.2016. износи 4,31 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 гаса

Ред број	Назив оператора дистрибутивног система	31.12.2015. динара	31.12.2016. динара
1	7. Октобар, Нови Кнежевац	10,15	10,15
2	Беогаз, Београд	3,65	7,87
3	Београдске електране, Нови Београд	5,63	5,63
4	Чока, Чока	6,86	6,86
5	Други октобар, Вршац	6,91	6,91
6	Елгас, Сента	7,30	7,30
7	Гас - Феромонт, Стара Пазова	5,69	5,69
8	Гас - Рума, Рума	5,64	5,64
9	Гас, Бечеј	11,24	11,24
10	Гас, Темерин	8,71	8,71
11	Градитељ, Србобран	6,26	6,26
12	Градска Топлана, Зрењанин	7,33	7,33
13	Ингас, Инђија	5,96	5,96
14	Интерклима, Врњачка бања	7,02	7,02
15	Комуналац, Нови Бечеј	7,14	7,14
16	Ковин - Гас, Ковин	4,86	4,86
17	Лозница - Гас, Лозница	3,77	3,77
18	Нови Сад - Гас, Нови Сад	6,13	6,13
19	Полет, Пландиште	7,53	7,53
20	Ресава Гас, Свилајнац	6,49	6,49
21	Родгас, Бачка Топола	4,39	5,67
22	Сигас, Пожега	12,56	12,56
23	Сомбор - Гас, Сомбор	5,15	5,87
24	Србијагас, Нови Сад	3,80	3,80
25	Срем - Гас, Сремска Митровица	4,98	4,98
26	Стандард, Ада	8,87	8,87
27	Суботицагас, Суботица	6,02	6,02
28	Топлана - Шабац, Шабац	6,43	6,43
29	Ужице-гас, Ужице	5,87	5,87
30	Врбас - Гас, Врбас	5,28	5,28
31	Југоросгаз, Београд	2,28	2,28
	ПРОСЕЧНО	4,26	4,31

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 Регулација цена природног гаса за јавно снабдевање

Током 2016. године, Савет Агенције је дао сагласност на 76 одлука о цени природног гаса за јавно снабдевање за 33 јавна снабдевача. Просечна одобрена цена природног гаса за све купце на јавном снабдевању у Србији на дан 31.12.2016. износи 31,84 дин/м³, а за малу потрошњу која укључује и домаћинства 35,02 дин/м³. Цене за све купце на јавном снабдевању 31.12.2016. године су ниже за 16,3% у односу на цене које су важиле на крају 2015. године, а цене за малу потрошњу, која укључује и домаћинства, ниже су за 14,9%. Овај пад цена је првенствено резултат смањења увозне цене природног гаса.

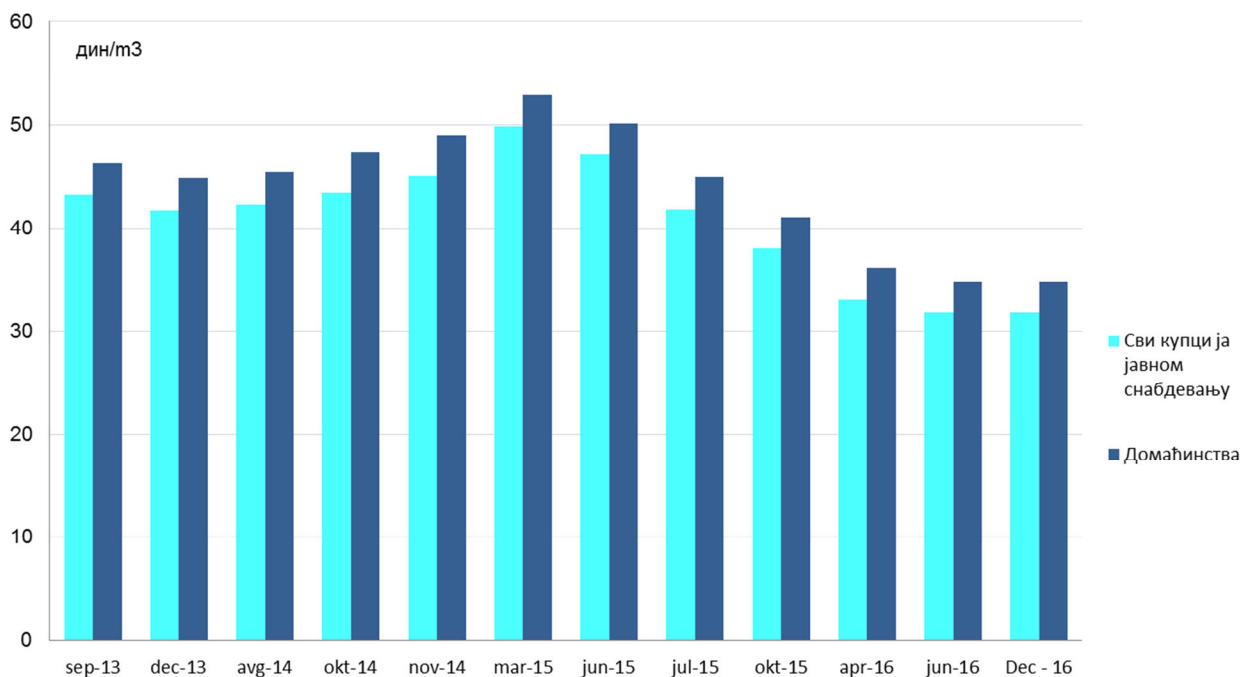
Табела 4-13: Просечна одобрена цена природног гаса за јавно снабдевање¹⁴

Ред. број	Назив јавног снабдевача природног гаса	дин/м ³			
		Сви купци		Мала потрошња	
		31.12.2015.	31.12.2016.	31.12.2015.	31.12.2016.
1	7. Октобар, Нови Кнежевац	44,97	38,78	45,55	39,36
2	Беогаз, Београд	39,00	36,95	39,15	37,35
3	Београдске електране, Београд	39,67	33,48	40,34	34,16
4	Чока, Чока	42,51	36,33	45,03	38,85
5	Други октобар, Вршац	41,11	30,95	43,33	33,16
6	Елгас, Сента	41,94	35,76	42,09	35,90
7	Гас - Феромонт, Стара Пазова	39,74	33,56	40,57	34,38
8	Гас - Рума, Рума	39,49	33,31	41,70	35,51
9	Гас, Бечеј	47,82	41,30	48,04	41,52
10	Гас, Темерин	42,33	36,14	42,48	36,30
11	Градитељ, Србобран	41,25	35,06	42,85	36,67
12	Градска топлана, Зрењанин	43,52	37,34	43,83	37,65
13	Ингас, Инђија	39,57	33,39	41,08	34,90
14	Интерклима, Врњачка Бања	40,00	33,87	41,14	35,01
15	Комуналац, Нови Бечеј	41,76	35,58	42,54	36,36
16	Ковин - Гас, Ковин	39,09	32,91	42,21	36,02
17	Лозница - Гас, Лозница	36,99	30,81	38,61	32,43
18	Нови Сад - Гас, Нови Сад	40,22	34,04	41,21	35,03
19	Полет, Пландиште	42,25	36,06	44,49	38,30
20	Ресава Гас, Свилајнац	42,64	36,46	43,08	36,90
21	Родгас, Бачка Топола	37,90	37,48	41,35	38,32
22	Сигас, Пожега	51,07	44,89	51,32	45,13
23	Сомбор - Гас, Сомбор	38,56	36,80	40,00	37,22
24	Србијагас, Нови Сад	37,58	31,39	40,55	34,36
25	Срем - Гас, Ср. Митровица	38,59	29,02	40,46	30,89
26	Стандард, Ада	43,83	37,64	44,66	38,47
27	Суботицагас, Суботица	39,48	33,30	40,84	34,66
28	Топлана - Шабац, Шабац	40,07	33,88	40,14	33,96
29	Ужице-гас, Ужице	40,41	34,23	41,15	34,97
30	Врбас - Гас, Врбас	38,96	32,79	41,04	34,86
31	Jugorosgaz, Београд	34,69	28,63	36,76	30,70
	ПРОСЕЧНО	38,06	31,84	41,16	35,02

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

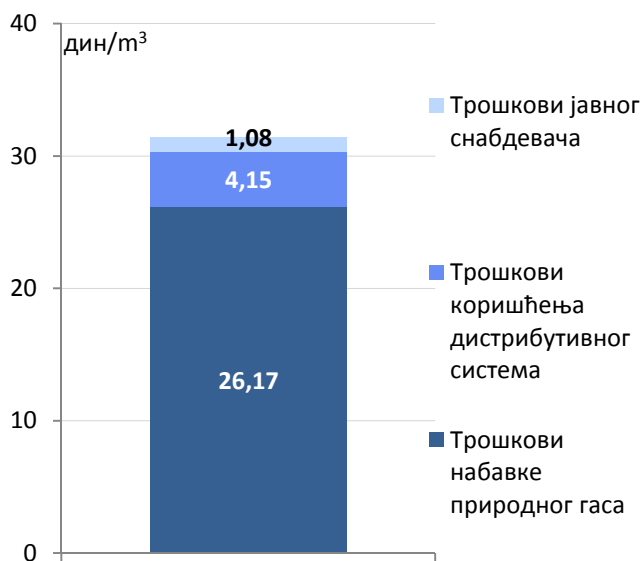
На слици 4-4 је приказана промена просечне цене гаса за све купце који су на јавном снабдевању и посебно за домаћинства.

¹⁴ Boss petrol, Трстеник и BOSS Construction, Трстеник током 2015. примењују цене природног гаса за јавно снабдевање у нивоу цена Србијагас, Нови Сад. Слога, Кањижа је престала да обавља делатност јавног снабдевања природним гасом у 2015.



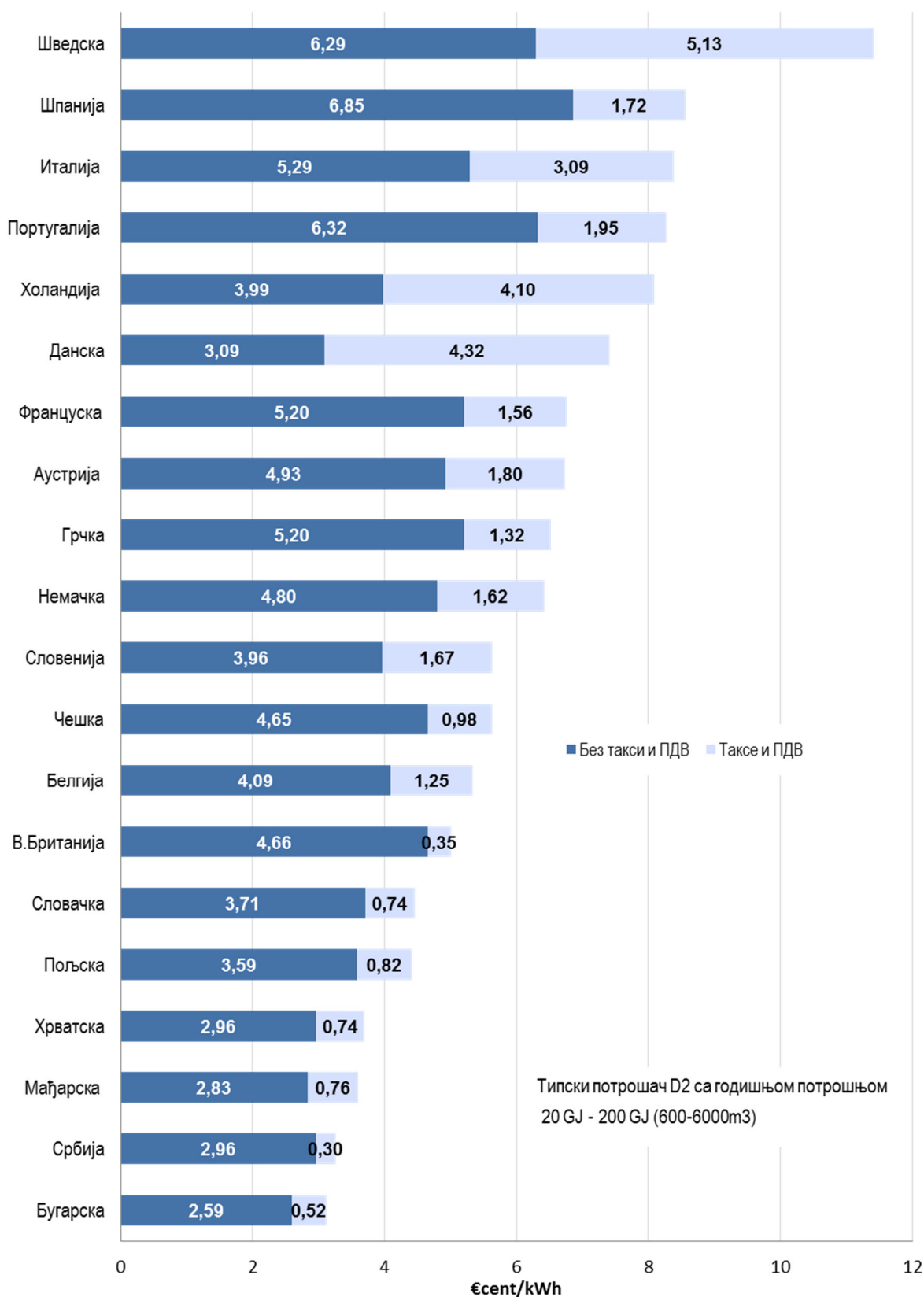
Слика 4-4: Промена просечне цене природног гаса за јавно снабдевање

У цени природног гаса за јавно снабдевање, код свих јавних снабдевача, доминантан удео имају трошкови набавке природног гаса. На дан 31.12.2016. године, трошкови набавке природног гаса учествују у укупној просечној одобреној цени јавних снабдевача са око 80%. На слици 4-5 је приказана структура просечне регулисане цене природног гаса за јавно снабдевање ЈП Србијагас од 31,39 дин/м³, која је примењивана 31.12.2016. године.



Слика 4-5: Структура просечне одобрене цене природног гаса за јавно снабдевање ЈП Србијагас на дан 31.12.2016.

На слици 4-6 је приказано поређење цене природног гаса за домаћинства у Србији и у другим земљама из ЕУ и региона, за референтног купца из категорије домаћинство, у другом полугодишту 2016.

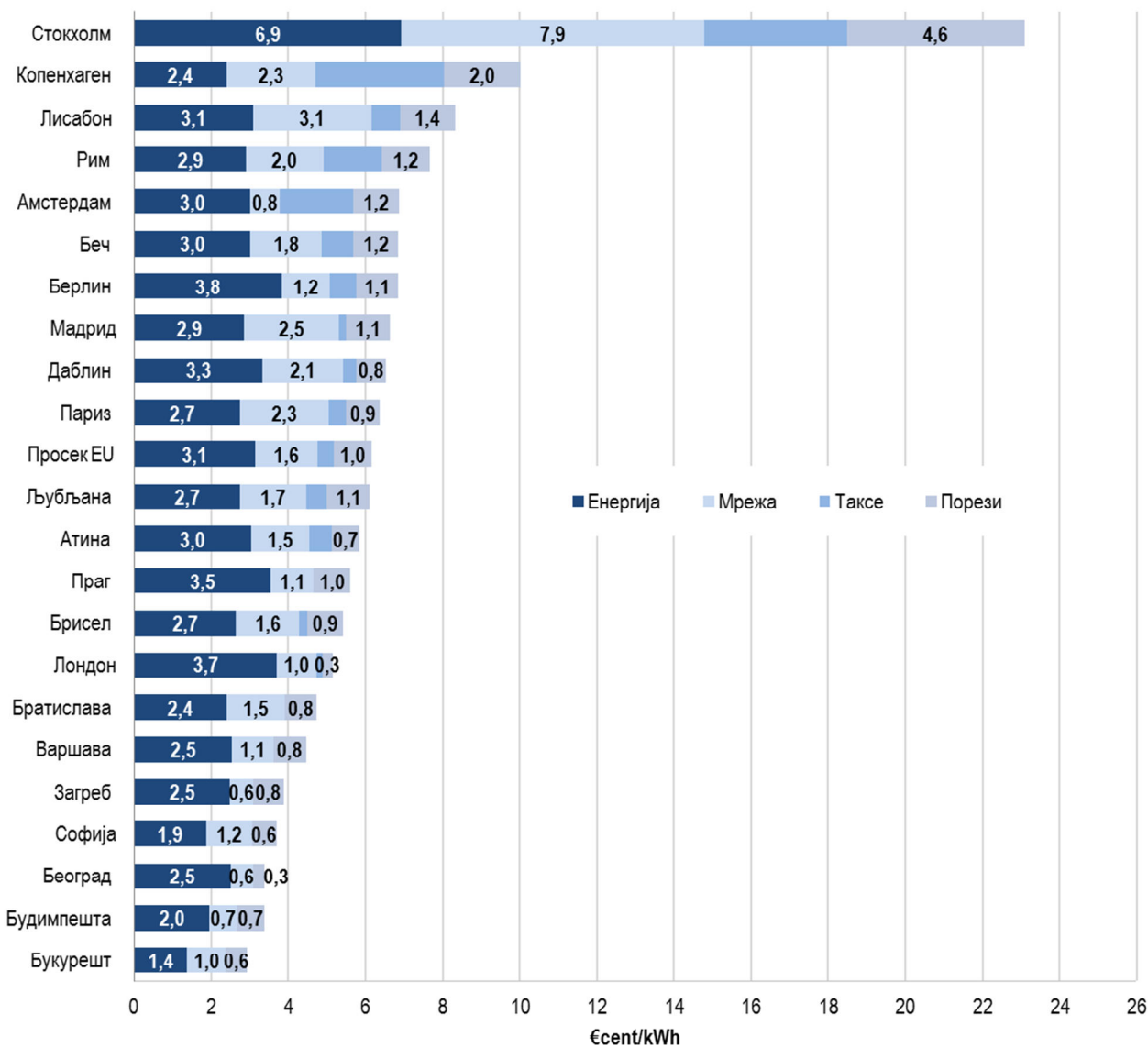


* цене за друго полугодиште 2016

Извор: EUROSTAT

Слика 4-6: Цене природног гаса за домаћинства – друго полугодиште 2016.

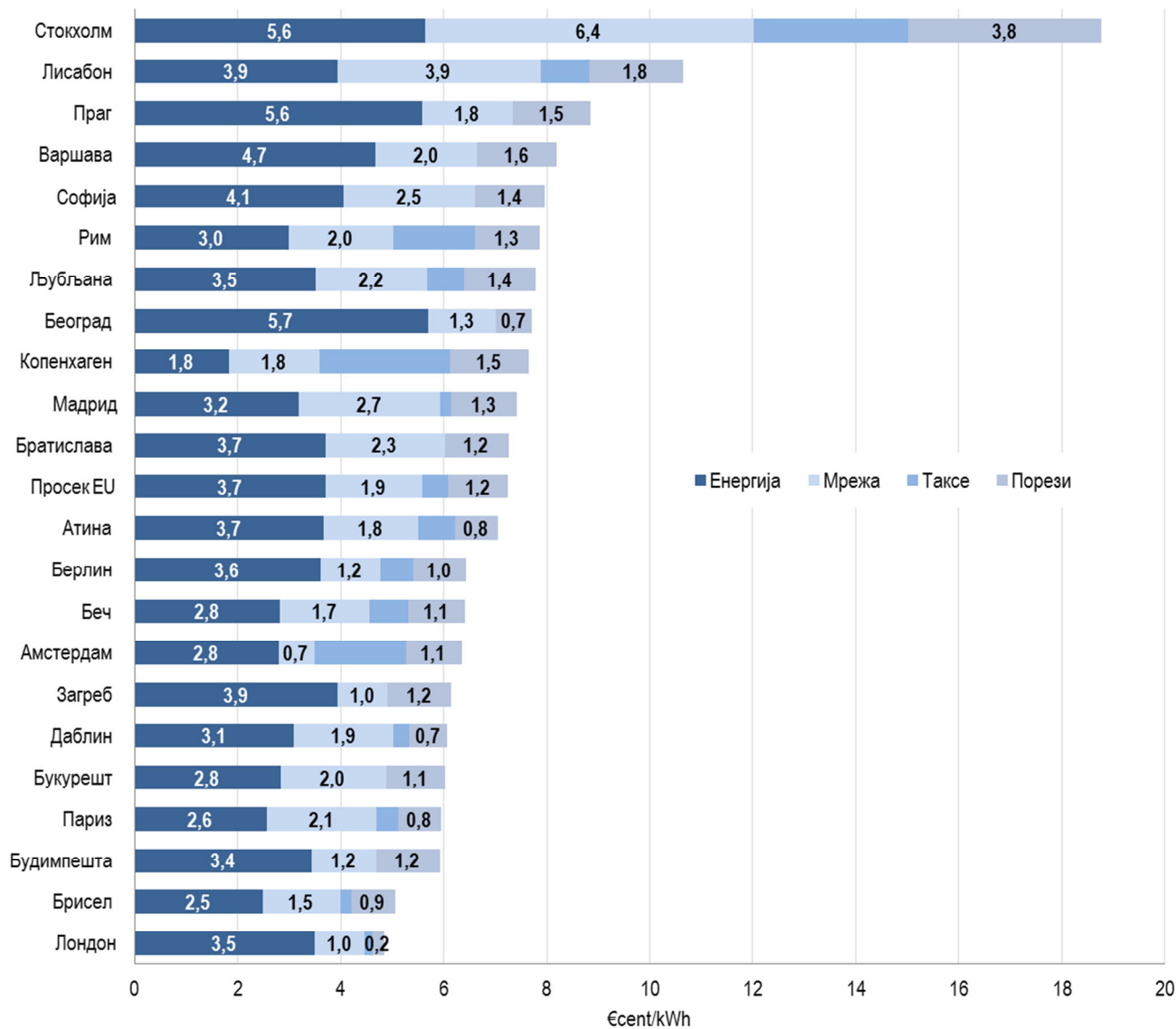
На слици 4-7 је дата детаљнија структура елемената цене природног гаса за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2016. године. На основу приложене структуре цене природног гаса, може се видети да је учешће мрежних цена (које су предмет регулације) у укупној цени природног гаса за домаћинства у Србији најниже и крећу се око 17%, док европски просек износи око 26%, као и да је у Србији знатно ниже учешће трошкова пореза и такси.



Извор података: E-Control and VaasaET (цене 21.дец.2016)

Слика 4-7: Структура цене природног гаса за домаћинства у појединим европским главним градовима у децембру 2016.

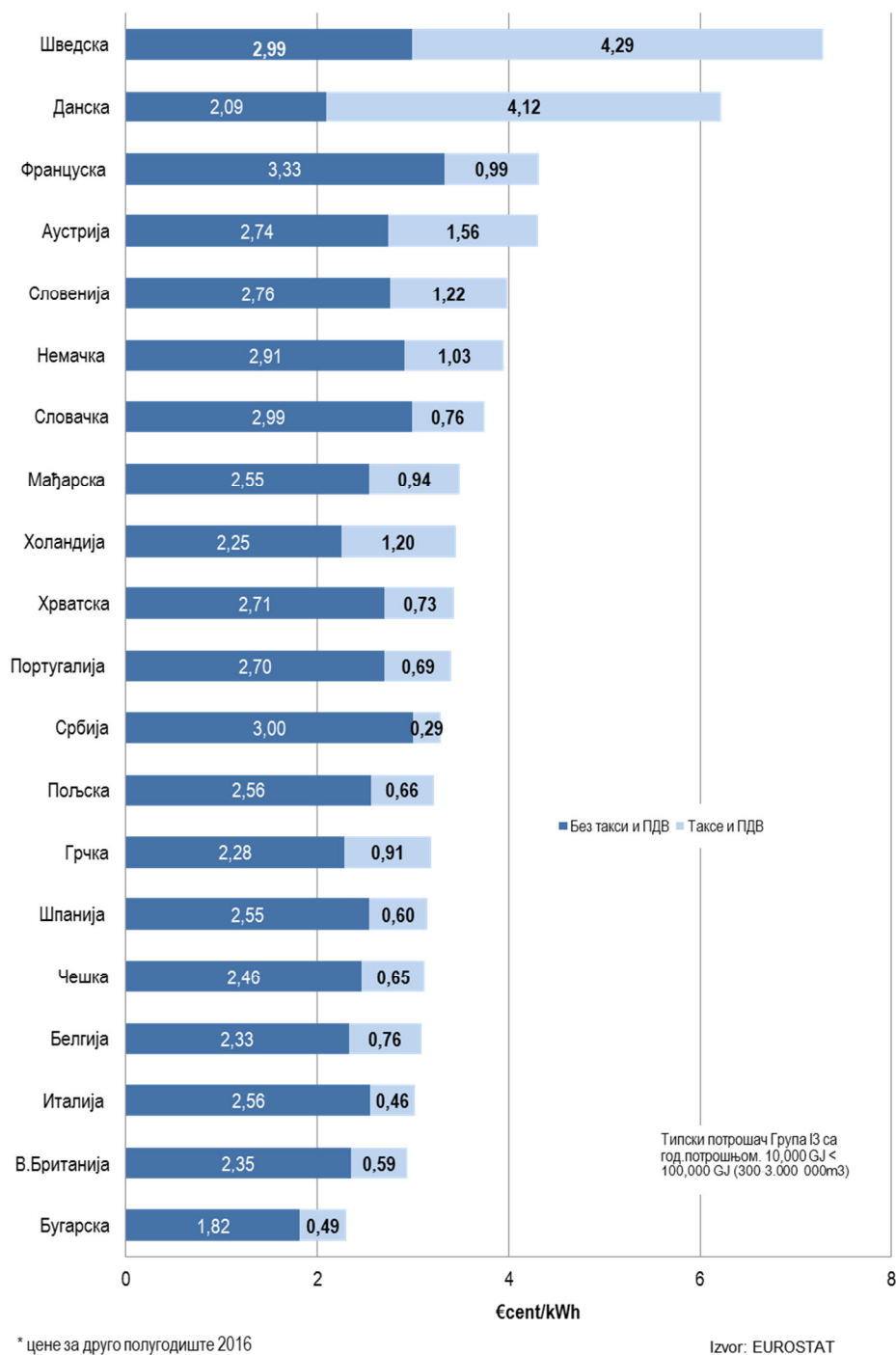
На слици 4-8 је дата структура продајне цене природног гаса за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2016. године сведене на паритет куповне моћи. На тај начин, код поређења цена узете су у обзир и разлике у зарадама и друштвеном стандарду и богатству које постоји између европских земаља. У овом случају, цене природног гаса за домаћинства у Београду су међу највишим у односу на цене у другим главним градовима у европским државама, што произилази из различитог стандарда становништва по европским земљама.



Извор података: E-Control and VaasaET (цене 21.дец. 2016)

Слика 4-8: Структура цене природног гаса за домаћинства у појединим европским главним градовима у децембру 2016. сведена на паритет куповне моћи

На слици 4-9 је приказано поређење цене природног гаса за референтног купца из категорије индустрија у Србији и другим земаљама из ЕУ и региона, у другом полугодишту 2016. године. Разлике цена добрим делом произилазе из различите пореске политике, односно различитих такси и пореза који оптерећују индустријске потрошаче.



Слика 4-9: Цене природног гаса за индустрију – друго полугодиште 2016.

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 из другог дистрибутивног система. Само мали део количина природног гаса се преузима из производње природног гаса повезане на дистрибутивни систем. У 2016. години само је ЈП Србијагас преузимао гас директно из производње. У табели 4-14 су приказане количине природног гаса које су преузете у системе за дистрибуцију природног гаса и дистрибуиране у 2016. години.

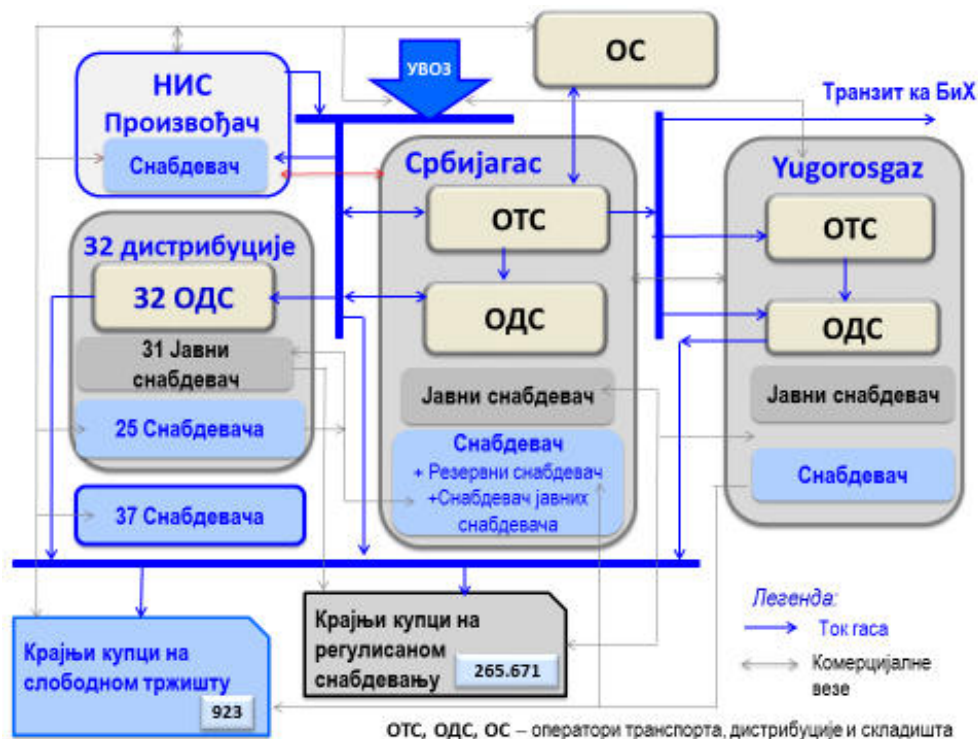
Табела 4-14: Дистрибуиране количине природног гаса у 2016.

	2015 милиона m ³	2016 милиона m ³	2016/2015 индекс
Укупно дистрибуирано	1.405	1.474	105
преузето из транспортног система	1.310	1.371	105
преузето из дистрибутивних система	85	92	108
преузето од производње	10	11	110
губици	8	14	175
	0,57%	0,95%	167

4.5 Тржиште природног гаса

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

- произвођач (1);
- снабдевачи (65);
- јавни снабдевачи (33);
- крајњи купци (265.671 на регулисаном снабдевању и 923 на слободном тржишту);
- ОТС (2);
- ОДС (34), од којих један не обавља делатност и
- оператор складишта (1).



Слика 4-10: Шема тржишта природног гаса

ЈП Србијагас је, као снабдевач на слободном тржишту, одређен и за снабдевача јавних снабдевача и резервног снабдевача, у складу са Законом. На велепродајном тржишту учесници су трговали природним гасом по слободним ценама, док се на малопродајном билатералном тржишту снабдевање одвијало по слободним и регулисаним ценама, с обзиром да су у 2016. 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 РС је одредила ЈП Србијагас за снабдевача који ће снабдевати јавне снабдеваче природним гасом у периоду од 01.09.2013. до 01.01.2017. и који је обавезан да све јавне снабдеваче који то од њега затраже, снабдева природним гасом под истим условима и по истој цени. Начин промене ове цене је одредила Влада РС. Исти услови важе и за јавног снабдевача ЈП Србијагас.

4.5.1 Велепродајно тржиште

На велепродајном тржишту природног гаса куповина и продаја се одвијају директно између учесника на тржишту. Велепродајно тржиште природног гаса је у 2016. години било базирано на трговини између снабдевача и између снабдевача и произвођача природног гаса.

4.5.1.1 Снабдевање јавних снабдевача

Велепродајно тржиште природног гаса је, осим куповине гаса за потребе јавних снабдевача, било базирано на билатералним уговорима између снабдевача и између произвођача и снабдевача. Током 2016, на велепродајном тржишту су само две компаније продавале природни гас снабдевачима и јавним снабдевачима за потребе крајњих купаца. Укупна просечна пондерисана великопродајна цена по којој су снабдевачи и јавни снабдевачи набављали природни гас за потребе крајњих купаца у 2016. години износила је 29,05 дин/м³. Од тога, просечна пондерисана цена по којој су само јавни снабдевачи набављали природни гас за потребе крајњих купаца у 2016. години износила је 28,79 дин/м³.

4.5.1.2 Регионално повезивање

У Мађарској оператор транспортног система управља заједничком регионалном платформом за закуп прекограничних капацитета на интерконекторима између Мађарске и Аустрије, Мађарске и Хрватске, Мађарске и Румуније, Румуније и Бугарске и Бугарске и Грчке. Србија за сада не учествује у овом процесу доделе капацитета, али се може очекивати да ће и капацитети на граници Србије и Мађарске у будућности бити расположиви на регионалној платформи.

4.5.2 Малопродајно тржиште

Крајњи купци су у 2016. на тржишту укупно набавили и потрошили 2.001 милиона м³. Поред тога, НИС је потрошио 225 милиона м³ из своје производње и ова количина није била на тржишту. На слободном тржишту је куповало 923 купца, од којих је 10 било и на резервном снабдевању. Њима је укупно испоручено 1.712 милиона м³, односно 85.5% укупно испоручених количина гаса крајњим купцима, а продавало им је 30 снабдевача (највише ЈП Србијагас, 87%)

У 2016. 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. По регулисаним ценама, купце су током 2016. снабдевала 33 јавна снабдевача.

Количине испоручене за потребе снабдевања на слободном тржишту и на регулисаном тржишту, приказане су у табели 4-15. За резервно снабдевање је испоручено 12 милиона м³.

Табела 4-15: Укупна потрошња природног гаса (на слободном и на регулисаном тржишту)

	2015 милион м ³	2016 милион м ³	2016/2015 индекс
Потрошено на слободном тржишту	1.514	1.712	113
Потрошено на регулисаном тржишту	261	289	111

На основу података добијених од снабдевача и јавних снабдевача природног гаса, просечна малопродајна цена остварена на слободном тржишту у 2016. години, укључујући и трошкове коришћења транспортног и дистрибутивног система, износила је 32,53 динара/м³, док је остварена просечна малопродајна цена на регулисаном тржишту износила 36,98 динара/м³, а за купце из групе мала потрошња, која укључује и домаћинства, та цена је била 37,70 динара/м³. Цена на регулисаном тржишту је већа од цене на слободном тржишту, првенствено зато што што велики број купаца који слободно уговарају цену природног гаса, имају објекте прикључене на транспортни систем и не плаћају коришћење дистрибутивне мреже, или су прикључени на средњи притисак дистрибутивне мреже, где је цена коришћења система нижа у односу на цене на ниском притиску.

Резервни снабдевач је био ЈП Србијагас, кога је Влада изабрала, у складу са законом, за резервно снабдевање крајњих купаца који немају право на јавно снабдевање. Просечна остварена малопродајна цена за резервно снабдевање је била 35,58 динара/м³.

У 2016. години су за потребе купаца само 3 ОДС испоручила више од 30 милиона м³, а 22 дистрибутера мање од 10 милиона м³.

Највећи део природног гаса, 1.579 милиона м³ или око 79% од укупних количина, купцима је у 2016. продао ЈП Србијагас. После ЈП Србијагас, највећу продају купцима имао је ДП Нови Сад-Гас са 66 милиона м³, односно око 3% и Угогосгаз а.д. са 48 милиона м³ гаса, односно 2,4% укупних потрошених количина у 2016. 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 2015. и 2016. су приказане у табели 4-16.

Табела 4-16: Продаја природног гаса крајњим купцима у 2015. и 2016.

Ред. број	Назив трговца	2015 (000 m ³)				2016 (000 m ³)				2016/2015			
		Домаћ.	Топлане	Индустрија и остали	Укупно	Домаћ.	Топлане	Индустрија и остали	Укупно	Домаћ.	Топлане	Индустрија и остали	Укупно
1	7. Октобар, Нови Кнежевац	599	0	299	898	661	0	319	980	10	0	7	9
2	Беогаз, Београд	11.255	0	4.073	15.328	11.840	3	5.673	17.516	5	0	39	14
3	Београдске електране, Нови Београд	2.379	0	532	2.911	2.539	0	540	3.079	7	0	2	6
4	Босс петрол, Трстеник	11	0	482	493	15	0	251	266	38	0	-48	-46
5	Чока, Чока	239	0	321	560	262	0	343	605	10	0	7	8
6	Други октобар, Вршац	5.791	1.645	12.494	19.930	6.928	0	13.712	20.640	20	-100	10	4
7	Елгас, Сента	1.009	0	500	1.509	1.100	0	695	1.795	9	0	39	19
8	Гас - Феромонт, Стара Пазова	13.652	720	8.066	22.439	14.976	807	9.419	25.202	10	12	17	12
9	Гас - Рума, Рума	4.315	519	10.340	15.174	4.893	511	11.316	16.720	13	-2	9	10
10	Гас, Бечеј	1.251	0	1.362	2.613	1.357	0	1.693	3.050	8	0	24	17
11	Гас, Темерин	4.541	0	1.402	5.943	4.703	0	1.567	6.270	4	0	12	6
12	Градигељ, Србобран	936	596	1.185	2.717	1.037	537	757	2.331	11	-10	-36	-14
13	Топлана, Зрењанин	10.646	9.454	3.584	23.684	12.023	9.345	4.098	25.466	13	-1	14	8
14	Ингас, Инђија	6.229	0	7.374	13.603	7.005	0	9.116	16.121	12	0	24	19
15	Интерклима, Врњачка бања	690	0	1.390	2.080	744	0	1.457	2.201	8	0	5	6
16	Комуналац, Нови Бечеј	975	0	906	1.881	1.075	0	1.132	2.207	10	0	25	17
17	Ковин – Гас, Ковин	2.423	1.097	5.422	8.942	2.807	1.129	4.232	8.168	16	3	-22	-9
18	Лозница – Гас, Лозница	1.345	3.687	3.535	8.567	1.466	3.563	4.310	9.339	9	-3	22	9
19	МЕТ, Београд					0	0	14.780	14.780	0	0	100	100
20	НИС, Нови Сад	0	0	51.817	51.817	0	0	3.731	3.731	0	0	-93	-93
21	New Europe Gas, Београд					0	0	10.415	10.415	0	0	100	100
22	Нови Сад - Гас, Нови Сад	35.603	868	24.738	61.209	39.035	1.682	25.762	66.479	10	94	4	9
23	Полет, Планиште	1.550	0	2.621	4.171	1.643	0	2.889	4.532	6	0	10	9
24	Ресава Гас, Свилајнац	364	0	1.056	1.420	379	0	675	1.054	4	0	-36	-26
25	Родгас, Бачка Топола	914	0	5.165	6.079	1.032	0	6.879	7.911	13	0	33	30
26	Сајрус енерџи, Београд	1.977	0	199	2.176	2.165	0	220	2.385	10	0	11	10
27	Сигас, Пожега	201	0	70	271	207	0	99	306	3	0	41	13
28	Сомбор - Гас, Сомбор	1.485	1.393	3.747	6.624	1.688	0	4.216	5.904	14	-100	13	-11
29	Србијагаз, Нови Сад	62.889	509.038	804.637	1.376.564	69.367	496.466	1.012.708	1.578.541	10	-2	26	15
30	Срем - Гас, Сремска Митровица	4.112	886	7.857	12.855	4.607	878	10.561	16.046	12	-1	34	25
31	Стандард, Ада	622	0	801	1.423	641	42	888	1.571	3	0	11	10
32	Суботицагаз, Суботица	7.576	0	14.723	22.299	8.636	0	15.183	23.819	14	0	3	7
33	Топлана – Шабац, Шабац	2.674	0	585	3.259	2.805	0	773	3.578	5	0	32	10
34	Ужице-гас, Ужице	401	2.573	1.366	4.341	620	4.686	1.686	6.992	54	0	23	61
35	Врбас – Гас, Врбас	1.409	0	2.411	3.820	1.545	0	2.645	4.190	10	0	10	10
36	Yucorgas, Београд	604	27.636	16.003	44.243	644	26.369	20.547	47.560	7	-5	28	7
37	CESTOR-VEKS, Крушевац	0	1.579	1.327	2.906	0	3.102	1.516	4.618	0	96	14	59
38	Elgras Energy Trading, Београд	0	7,423	12.640	20.063	0	0	34.439	34.439	0	-77	159	72
	Укупно:	190.668	569.115	1.015.029	1.774.813	210.445	549.120	1.241.242	2.000.807	10	-3	22	13

4.5.2.1 Промена снабдевача

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

На транспортном систему, од укупно 65 мерних места за крајње купце, током 2016. ни на једном мерном месту није промењен снабдевач.

Већина ОДС је пријавила да на њиховим системима није било промене снабдевача. На дистрибутивном нивоу, укупан број места испоруке за крајње купце на крају 2016. је био 267.106, а од тог броја, снабдевач је промењен на 22 мерна места, на којима је испоручено 74 милиона m^3 , што је 5,1% количина природног гаса од укупно 1.456 милиона m^3 испоручених крајњим купцима прикљученим на дистрибутивне системе.

Укупно, на транспорту и на дистрибуцији, током 2016. је на 22 од укупно 267.158 мерних места за крајње купце промењен снабдевач, а од укупно испоручених количина природног гаса за крајње купце, предмет промене снабдевача је било 3,7% гаса.

4.6 Праћење и регулација квалитета испоруке и снабдевања

Законом о енергетици 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. Циљ је да се, пре свега, пропише 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 које је почело у 2015. године, настављено је и током 2016. да се спроводи на годишњем нивоу, 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. Нису сви енергетски субјекти обезбедили и Агенцији доставили тражене податке за 2016. годину.

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 доставило 31 ОДС. На основу достављених података су израчунати годишњи показатељи непрекидности испоруке.

4.6.1.1 Непрекидност испоруке са транспортних система

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

- број планираних и непланираних прекида;
- трајање прекида и
- време најаве прекида за планиране прекиде;

Оператори транспортних система природног гаса су током 2016. доставили податке о броју и трајању планираних и непланираних прекида, према узроцима који су довели до прекида и приказани су у табели 4-17. На транспортном систему ЈП Србијасгас, није било непланираних прекида, али је било планираних прекида који су укупно трајали 44 сата и сагласно правилима, као узрок су наведени планирана замена цеви и друге интервенције на одржавању или проширењу система. На транспортном систему Yugorosgaz–Транспорт, није било догађаја који би довели до прекида у испоруци природног гаса.

Табела 4-17: Прекиди на транспортним системима према узроцима

ОТС	Узроци прекида					
	планирани прекиди		непланирани прекиди		виша сила	
	број прекида	укупно трајање прекида (мин)	број прекида	укупно трајање прекида (мин)	број прекида	трајање прекида
Србијагас	7	2640	0	0	0	0
Yugorosgaz-Транспорт	0	0	0	0	0	0

4.6.1.2 Непрекидност испоруке са дистрибутивних система

Оператори дистрибутивних система природног гаса су за 2016. доставили податке о броју и трајању прекида, према узроцима који су довели до прекида, према којима су и за планиране и за непланиране прекиде који су трајали дуже од 60 минута, израчунати показатељи непрекидности испоруке SAIFI¹⁵ и SAIDI¹⁶. 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 163.804 од укупно 267.106 места испоруке, односно на 61,3% 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	6	0,00	0,1	0,12	34,14
Истицање гаса	84	0,04	6,3	2,00	15,85
Трећа страна	183	0,02	3,86	0,54	710,00
Неодговарајући капацитет мреже	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Други разлози	0	0,00	0,00	0,00	0,07
Укупно	273	0,06	10,26	2,00	710,00

Резултати показују да није било непланираних прекида услед неодговарајућег капацитета мреже или због других разлога, а да је највећи број непланираних прекида у 2016. 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	5	0,00	0,21	0,03	6,98
Административни прекид	2	0,00	0,04	0,55	0,65
Операторов прекид	27	0,11	104,85	0,31	631,92
Некатегорисани прекид	32	0,01	1,57	0,11	12,13
Укупно	66	0,12	106,67	0,55	631,92

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

Сумарни подаци о непрекидности испоруке са дистрибутивних система, на нивоу Србије, који уважавају и планиране и непланиране прекиде су дати у табели 4-20.

¹⁵ 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

¹⁶ 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

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	66	0,12	106,67
Непланирани прекиди	273	0,06	10,26
Укупно	339	0,18	116,93

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 2016. су прикупљани подаци о комерцијалном квалитету, на годишњем нивоу, и још увек нису достигли жељени ниво поузданости и тачности. Од 33 ОДС, податке је доставио 31 оператор, који испоручују природни гас на 61% места испоруке (163.804 од 267.106).

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		1.748
	решених захтева	којима се одобрава прикључење	1.710
		којима се одбија прикључење	3
		који су решени на други начин	35
		Укупно	1.748
	у року од 30 дана		1.713
%	решених захтева у односу на број поднетих захтева којима се одобрава прикључење у односу на број решених		100
	решених захтева у року од 30 дана		97,8
			98
Просечно време у данима	потребно за одлучивање по захтеву изражено у данима		10

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		1.565
	прикључених објеката у року од 15 дана		1.552
%	прикључених објеката у року од 15 дана		99,0
Просечно трајање у данима	потребно за прикључење од дана испуњења свих услова		5

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 86%, неисправног мерења 8%, неисправног обрачуна (енергетски део) 1%, неисправног фактурисања 1% и остало 4%. Просечно време решавања приговора на обрачун је током 2016. било најкраће 1 дан, а најдуже 8 дана.

Укупан број поднетих захтева од стране корисника - крајњих купаца за ванредну контролу мерних уређаја је током 2016. износио 141. Број извршених контрола је био 141 (100% од укупног броја захтева) током којих је уочено 56 неправилности (40% од извршених контрола), а отклоњено је 53 неправилности (95% од укупног броја уочених неправилности). Број извршених ванредних контрола мерних уређаја који је спроведен у прописаном року од 10 дана је 75 (53%).

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. Десетогодишње планове развоја транспортног система ОТС су дужни, на основу Закона о енергетици, да сачине и доставе Агенцији на сагласност оператори транспортног система, односно Транспортгас Србија д.о.о. и Yugogsgaz-транспорт д.о.о. Транспортгас Србија д.о.о. није доставио Агенцији десетогодишњи план развоја транспортног система. Yugogsgaz-транспорт д.о.о. је доставио десетогодишњи план. Агенција је у току децембра 2016. године организовала јавне консултације и изнела предлоге за унапређење овог плана, тако да се сагласност Агенције на план Yugogsgaz-транспорт д.о.о. очекује у току 2017. године.

4.7.1 Прогноза потрошње природног гаса

Будућа потрошња природног гаса ће у великој мери зависити од цена гаса. Уколико се задрже садашње, ниже цене природног гаса, у наредним годинама би могло доћи до постепеног раста потрошње као што је био случај у 2016. години у односу на 2015. годину. Раст потрошње се омогућава и изградњом нових дистрибутивних мрежа у до сада негасификованим подручјима.

Значајнији раст потрошње би могао бити подстакнут изградњом капацитета за производњу електричне енергије на природни гас, пре свега когенеративних постројења.

4.7.2 Пројекти за повећање сигурности снабдевања

Сигурност снабдевања је значајно повећана активирањем рада подземног складишта Банатски Двор, са пројектованим капацитетом истискивања од 5 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 припремљен за потписивање (и потписан у јануару 2017. године). Дужина овог гасовода би требало да буде око 150 km, а капацитет 1,8 милијарди m^3 годишње. Очекује се да гасовод буде у функцији у 2020. години.

Такође, за повећање сигурности снабдевања може бити значајно повезивање са гасоводним системима других околних земаља, пре свега оним земљама које имају развијенију гасну инфраструктуру и додатне могућности обезбеђења 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 компанија Нафтна индустрија Србије а.д. (у даљем тексту: НИС) који се бави истраживањем, производњом, прерадом и продајом нафте, нафтних деривата и природног гаса. Вертикално интегрисана компанија НИС је од 2010. године на берзи, а њени власници су: руска компанија „Гаспром њефт“ са учешћем нешто већим од 56%, Република Србија са нешто мање 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 Лукоил, ОМВ, МОЛ Србија, ЕКО-Србија, Кнез Петрол, Петрол, а затим и мањи независни малопродајни системи Еурогаз, Еуропетрол, Стана Михајловић, Голубовић, AVIA и други.

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

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

5.2 Капацитети за производњу и транспорт

5.2.1 Производња нафте, деривата нафте и биогорива

Законом о енергетици је дефинисано да 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 су до краја 2016. лиценцирана четири енергетска субјекта: НИС, који је у 2016. добио лиценцу за ову делатност за други десетогодишњи период, Стандард гас доо Нови Сад, Хипол а.д. из Оџака и Петрол ЛПГ доо из Београда.

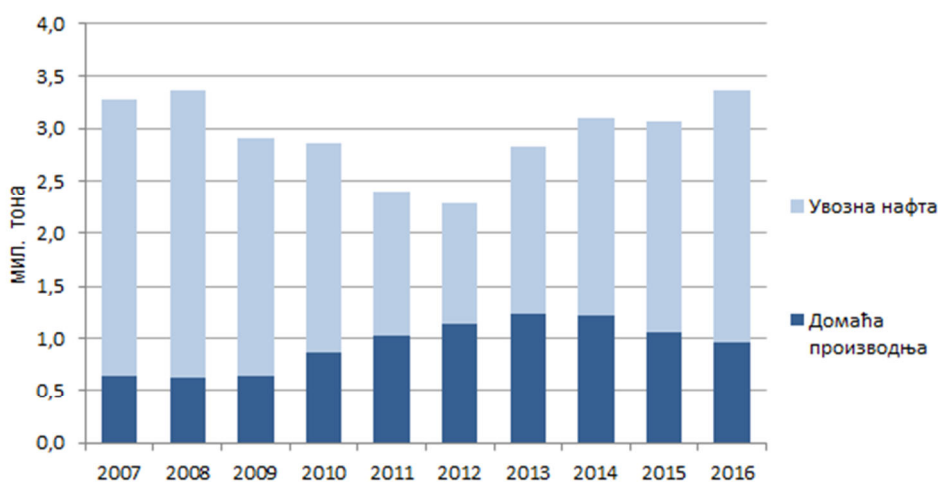
Такође, Законом о енергетици је, као посебна делатност, дефинисана производња биотечности, тако да лиценцирана делатност производње биогорива сада обухвата процесе добијања стандардизованих моторних горива намењених за погон превозних средстава, а лиценцирана делатност производње биотечности, процесе 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 делатност производње биотечности, лиценциран је само енергетски субјекат Биогор Оил доо из Сукова. Исто привредно друштво је, уз НИС, једино лиценцирано и за енергетску делатност намешавања биогорива са горивима нафтног порекла. Током 2016. су лиценцирана и три енергетска субјекта за обављање делатности пуњења посуда течним нафтним гасовима који се користе за енергетске намене - Петрол ЛПГ доо из Београда, Панон Холдинг доо из Аде и Спонит доо из Чачка.

Према Закону о енергетици, деривати нафте и биогорива који се стављају на тржиште морају испуњавати услове утврђене прописима о квалитету течних нафтних горива и биогорива, прописима о заштити животне средине, 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 2016. години, у Србији је била око 3,58 милиона тона. Производњом сирове нафте бави се компанија НИС (блок Истраживање и производња) и то на 63 нафтна поља са 660 бушотина у експлоатацији у Србији. У Србији је у 2016. години произведено око 0,96 милиона тона сирове нафте (28,6% од укупне потрошње), а око 2,405 милиона тона (71,4%) је обезбеђено из увоза, претежно из Русије (нафта типа Урал). Прерада сирове нафте обавља се у рафинерији нафте у Панчеву.



Слика 5-1: Рафинеријска прерада сирове нафте у Србији у периоду 2007-2016.

Рафинеријска прерада сирове нафте у 2016. 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), достигла ниво из рекордне 2008. године. Домаћа производња сирове нафте је максимални ниво достигла у 2013. години. У односу на 2013. годину максималне производње, производња сирове нафте је у 2016. била мања за око 22% (8,7% мања у односу на 2015). Увоз сирове нафте и полупроизвода забележио је раст од 19,1% у односу на 2015. Удео домаће сирове нафте у укупној рафинеријској преради је 2008. био 18,6%, у 2012. око 49,5%, док је у 2016. био 28,55%, што је за око 6 процената мање него претходне године.

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 обавља Стандард гас (пропан и бутан, као и пентан-хексан фракција, односно солвент), где се као сировина за производњу користи увозни гасни кондензат, односно широка фракција лаких угљоводоника и у погонима Хипол а.д. који пропан добија као нуспроизвод у процесу пречишћавања рафинеријског, односно петрохемијског пропилена до пропилен полимерног чистог. Производњу пропан-бутан смеше и аутогаса, засновану на намешавању компонената, компанија Петрол ЛПГ обавља у погону у Смедереву.

У односу на претходни период, у структури производње деривата нафте, 2015. и 2016. благо је повећано учешће гасних уља на рачун смањења производње уља за ложење и бензина, док је производња течног нафтног гаса (ТНГ) остала на истом релативном нивоу.

Деривати нафте, као крајњи производи, осим из рафинеријске прераде, обезбеђују се и из увоза и залиха. У 2016. години, увезено је око 0,9 милиона тона деривата (око 3% више него у 2015). Претежно су увозени евро дизел (ЕН 590) и ТНГ, као и мање количине безоловног моторног бензина (ЕН 228). У 2016. извезено је 0,7 милиона тона деривата, што представља благо повећање у односу на претходну годину.

Укупна потрошња деривата нафте у 2016. била је око 3,9 милион тона, што је за око 2% више него претходне године. Од тога је потрошња моторних горива око 2,30 милиона тона, што представља повећање за 1,6%. У структури потрошње моторних горива, бензини учествују са 18,7%, гасна уља са 71,8%, а ТНГ-аутогас са 9,5%. Потрошња гасних уља - евро дизела и екстра лаког (ЕЛ) евро гасног уља, у односу на

претходну годину је увећана за 2,1%, односно 2,2% респективно, док је потрошња аутогаса смањена за око 4%. О потрошњи компримованог природног гаса за погон превозних средстава не постоје прецизни подаци.

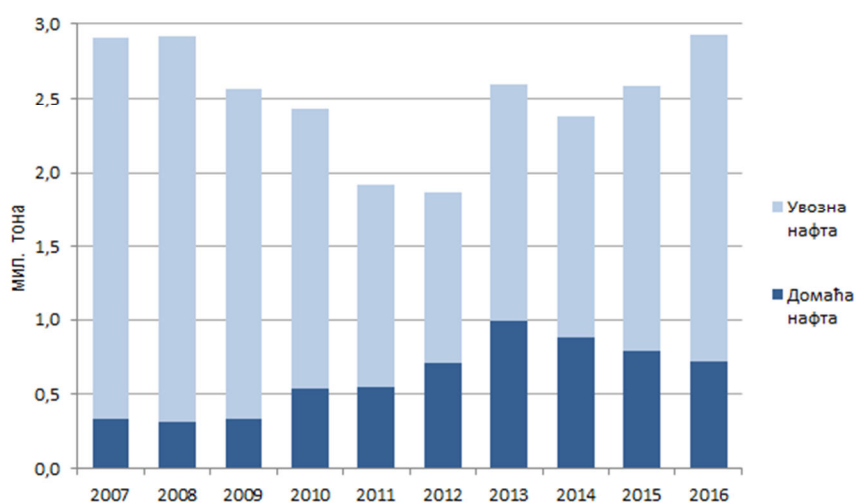
Захтеви по питању квалитета деривата нафте који се налазе у промету, као и начин оцењивања усаглашености квалитета деривата са прописаним, дефинисани су Правилником о техничким и другим захтевима за течна горива нафтног порекла, односно Правилником о техничким и другим захтевима за течни нафтни гас ("Службени гласник РС", број 111/15). Овим правилницима је утврђен и начин обележавања инсталација које се користе за промет нафтних деривата.

Уредбом о обележавању (маркирању) деривата нафте ("Службени гласник РС", број 51/15) 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 се обавља већим делом нафтоводом који почиње у јадранској луци Омишаљ, преко Сотина у Републици Хрватској, у Србију улази у Бачком Новом Селу на реци Дунав и даље се протеже преко Новог Сада, до рафинерије у Панчеву. Нафтовод од Омишља до Панчева је као јединствена функционална целина, пуштен у рад 1979. године. Делом нафтовода у Републици Хрватској, данас управља привредно друштво Јанаф, а делом нафтовода у Републици Србији, управља ЈП Транснафта. Осим деоница Сотин-Нови Сад, дужине 63km и деонице Нови Сад - Панчево, дужине 91km, саставни део овог система је и терминал у Новом Саду, опремљен пумпном и мерном станицом, на којој се налазе и два резервоара од по 10.000 m³ који се оперативно користе за транспорт сирове нафте, као и два резервоара од по 10.000 m³ који се користе за делатност складиштења сирове нафте.

У периоду од 2005, када је основана ЈП Транснафта, до краја 2016, укупно је транспортовано око 30 милиона тона нафте. Транспорт нафте из увоза је био мањи у периоду модернизације рафинерије, у 2011. и 2012. години. У 2016. години, транспортовано је око 0,72 милиона тона домаће и 2,2 милиона тона увозне нафте, што представља пад у транспорту домаће нафте од око 10% и раст транспорта нафте из увоза од око 17% у односу на претходну годину. Транспорт нафте нафтоводима је регулисана енергетска делатност за коју је лиценцирана ЈП Транснафта. Мањи део транспорта увозне сирове нафте се обавља баржама реком Дунав, а домаће сирове нафте и ауто цистернама од домаћих поља до рафинерија нафте (ови типови транспорта нису лиценциране енергетске делатности).



Слика 5-2: Транспортоване количине сирове нафте нафтоводом ЈП Транснафта у периоду 2007 – 2016.

Посматрајући временски период од када постоји регулација ове делатности (слика 5-2), у 2016. је транспортовано око 13% сирове нафте више него у претходној години чиме су благо премашене транспортоване количине сирове нафте из рекордне 2008. године, што је првенствено последица наставка петогодишњег тренда сукцесивног повећања увоза сирове нафте.

5.3 Регулација енергетског субјекта за транспорт нафте и нафтних деривата

5.3.1 Раздвајање енергетског субјекта за транспорт нафте и нафтних деривата

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

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

5.3.2 Приступ систему за транспорт нафте и нафтних деривата

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

Енергетски субјекти који обављају делатност транспорта нафте нафтоводом или делатност транспорта деривата нафте продуктоводом, према Закону о енергетици, дужни су да у плану развоја, који се доноси за период од пет година, утврде динамику изградње нових и реконструкције постојећих транспортних капацитета, изворе средстава и друге услове за развој транспортног система, као и програме и мере за смањење губитака у транспортном систему и одговорни су за остваривање плана развоја. Агенција даје сагласност на план развоја система за транспорт нафте нафтоводима и деривата нафте продуктоводима. У 2016. ЈП Транснафта није доставила Агенцији план развоја на сагласност.

У претходном петогодишњем плану развоја, када није постојала законска обавеза да Агенција даје сагласност, ЈП Транснафта је најавила фазну изградњу продуктовода, који би у крајњој фази омогућили транспорт деривата нафте од Сомбора, преко Новог Сада, Панчева, Смедерева и Јагодине до Ниша, укључујући и независну деоницу према Београду. Овом изградњом би се остварило цевоводно повезивање српских рафинерија са складишним инсталацијама, чиме би се омогућило безбедније, сигурније и еколошки прихватљивије снабдевање тржишта моторним горивима. Активности на припреми техничке документације за деоницу продуктовода Панчево-Смедерево које су спровођене током 2015. године, биле су у завршној фази крајем 2016. године и започет је поступак добијања грађевинске дозволе.

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

5.3.3 Цена приступа транспортном систему

Током 2016. године, Савет Агенције је дао сагласност на одлуку о цени приступа систему за транспорт нафте нафтоводима ЈП Транснафта, које се примењују од 01. јула 2016.

Табела 5-1: Цене приступа транспортном систему

Транснафта	Деоница нафтовода	31.12.2015.	31.12.2016.
Тарифа „енергетн“ (динара/t/100 km)	Сотин – Нови Сад	316,05	224,39
	Нови Сад – Панчево	210,69	156,46

Актуелене 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 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 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 квантификативни 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. На овај начин је омогућено 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.

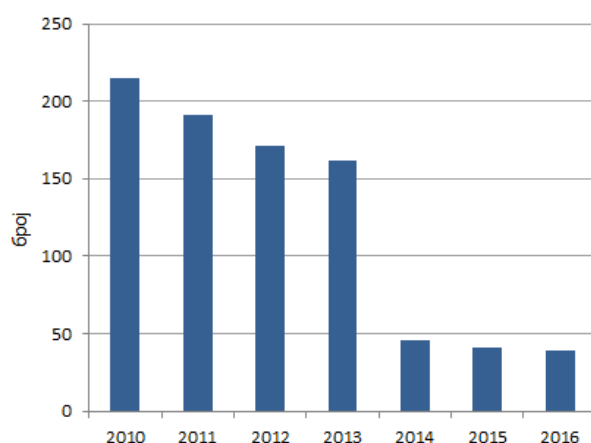
Увоз деривата нафте је слободан, а величина, као и неопходна структура складишних капацитета за сваку од врста деривата нафте и биогорива које трговци на велико увозе или прометују на српском тржишту, уређени су прописима који проистичу из закона којим се уређује трговина (Правилник о минималним техничким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

На развој тржишта нафте и деривата нафте је велики утицај имао Закон о робним резервама ("Службени гласник РС", број 104/13 и 145/14) којим су у домаће законодавство имплементирани директиве 2006/67/ЕС и 2009/119/ЕС, везане за обезбеђивање минималних обавезних резерви нафте и деривата нафте.

Директива 2009/28/ЕС, која се односи на обавезан садржај биогорива у моторним горивима, у циљу смањења емисије гасова са ефектом стаклене баште, још увек није имплементирана у домаће законодавство. Акционим планом за изградњу нових капацитета на бази обновљивих извора енергије, преузета је обавеза да се до 2020. године достигне 10% учешћа биогорива у моторним горивима, али је удео биогорива на тржишту деривата нафте у 2016. још увек био занемарљив.

5.4.1 Велепродајно тржиште

Закључно са 2016. годином, лиценцу за обављање делатности трговине нафтом, дериватима нафте, биогоривима и компримованим природним гасом, има 39 енергетских субјеката, што је за две лиценце мање него годину дана раније, чиме је настављен, у првој фази нагли, а у другој фази благи, тренд смањења броја лиценцираних енергетских субјеката из претходних шест година, како је то приказано на Слици 5-3. Доминантни разлог смањења броја лиценцираних енергетских субјеката за обављање ове делатности у првој фази, која обухвата период од 2010. до 2014. године, било је поштравање прописа у области трговине, којима се утврђују минимални технички услови за обављање ове делатности, прво 2011, а затим и 2013. године, као и пуна примена ових прописа у 2014. години, када су лиценце за ову делатност најчешће одузимане на основу предлога тржишне инспекције. У другој фази, која обухвата 2015. и 2016. годину, настављен је благи годишњи тренд опадања броја лиценцираних енергетских субјеката за трговину, као резултат очекиване флукуације броја енергетских субјеката који су присутни на тржишту нафте, деривата нафте, биогорива и компримованог природног гаса под задатим условима



Слика 5-3: Број активних лиценци за делатност трговине нафтом, дериватима нафте, КПГ и биогоривима

За енергетску делатност складиштење нафте, деривата нафте и биогорива број лиценцираних енергетских субјеката није промењен, а од 20 ималаца ове лиценце највећа је компанија НИС .

5.4.2 Малопродајно тржиште

Законом из 2014. је промењен назив делатности трговине на мало моторним и другим горивима на станицама за снабдевање превозних средстава, где се под моторним горивима, осим деривата нафте, подразумевају и биогорива, гасна уља и компримовани природни гас, а појам превозна средства, осим класичних друмских возила, обухвата и мала пловила. За снабдевање малих пловила горивом, закључно са 2016. годином, нису донети одговарајући противпожарни прописи, тако да у лиценцама нема евидентираних станица за снабдевање ове врсте пловила. Продаја уља за ложење на станицама за снабдевање превозних средстава је забрањена од почетка 2015. године. До краја 2011, у Србији је било лиценцирано 370 енергетских субјеката за обављање ове делатности, док је на крају 2016. године 470 енергетских субјеката имало такву лиценцу. Пораст броја лиценцираних субјеката за обављање ове делатности је у мањој мери последица изградње нових станица за снабдевање превозних средстава, као и местимичне промене статуса интерних у јавне станице, а у већој мери наставак вишегодишњег тренда давања у закуп великог броја станица из система НИС и Лукоил новим закупцима, чиме се број учесника на тржишту повећао уз практично исти, односно благо увећан број станица за снабдевање возила, као и због појачане активности сектора контроле министарства надлежног за послове трговине. Резултат појачаног инспекторског надзора је да је већина учесника на овом тржишту, па и од оних који су до тада нелегално обављали делатност, поднела захтев за лиценцу.

За делатност трговине компримованим природним гасом (на велико и на мало) лиценцирано је осам енергетских субјеката до краја 2016. године, чиме је број субјеката који се баве овом врстом трговине дуплиран у односу на претходну годину. Раст броја трговаца компримованим природним гасом, као и броја станица за снабдевање друмских возила овим енергентом, индикатор је експанзије употребе овог енергента као супституције за друге врсте моторних горива. Чињеница је да ова врста моторог горива за сада није додатно оптерећена акцизама и порезима, за разлику од конкурентних горива.

За трговину горивима ван станица за снабдевање превозних средстава, лиценцу имају два енергетска субјекта, који се искључиво баве трговином гасовитим енергетским горивима.

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 главна закона: Закону о енергетици и Закону о јавним предузећима.

Закон о јавним предузећима („Службени гласник РС,“ број 15/16) 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 РС, 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 нафтеводима 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 и 6/16) који обезбеђује заштиту купцима који су физичка лица. У ужем смислу, заштита свих купаца обезбеђује се и Законом о енергетици и подзаконским актима донетим на основу овог закона, којима су ближе уређени: општи услови испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом, регулација цена услуга преноса и дистрибуције електричне енергије, односно транспорта и дистрибуције природног гаса и цена регулисаног снабдевања домаћинства и малих купаца, као и пружање управно правне заштита купцима у управним стварима прикључења објеката на систем и управним стварима одобравања приступа ситему.

Праћење примене аката које доноси Агенција

Сагласно надлежностима утврђеним Законом о енергетици, Агенција је током 2016. 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 донете у складу са Законом о енергетици примене уз поштовање прописаних рокова, ради заштите права крајњих купаца одређених 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 на рачунима снабдевача и оператора система, правилност разврставања купаца у прописане групе и категорије, сагласно методологијама које доноси Агенција и др.

6.2.1 Регулација цена снабдевања за домаћинства и мале купце

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

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

ЕПС основало марта 2013. године и које је, у јуну 2016, по основу статусне промене, припојено ЈП ЕПС-у, од када ЈП ЕПС наставља да снабдева домаћинства и мале купце по регулисаним ценама, са правима и обавезама гарантованог снабдевача, до његовог именовања од стране Владе РС. Статусна промена је регистрована 01.06.2016. године у Регистру привредних субјеката.

Јавним снабдевањем природним гасом се бави 33 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. Сва 33 енергетска субјекта су, крајем 2012. и почетком 2013. године, испунила услове и од Агенције добила лиценцу за обављање делатности јавног снабдевања природним гасом и овај број јавних снабдевача од тада није промењен.

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 је власник података о својој сопственој потрошњи, а за исправност мерне опреме и тачност измерених података је одговоран оператор система на чији систем је прикључен објекат купца. У прошлости је било довољно да оператор система мерне податке доставља купцу и снабдевачу са којим крајњи купац има уговор о снабдевању (тренутни снабдевач). На отвореном тржишту, купац је заинтересован да сви потенцијални снабдевачи, за припрему понуде, имају исте подлоге о његовој потрошњи. 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 и 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 када га купац за то овласти. Крајњим купцима је овим омогућено да добију међусобно упоредиве понуде од потенцијалних снабдевача, јер су сада оне припремљене 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 право на промену снабдевача, процедуру и рокове, за случај снабдевања по основу уговора о потпуном снабдевању. Агенцији је током 2016. године поднето више приговора, непосредно од стране купаца који нису имали успеха у поступку промене снабдевача или поднетих преко новог снабдевача. Агенција је давала упутства за правилну примену ових правила у сваком конкретном случају и налагала поступање сагласно Закону и правилима. Током 2016. године, Агенција је у два навара организовала консултације са енергетским субјектима и на основу резултата приговора и консултација, припремила је измене и допуне Правила, која су ступила на снагу почетком 2017. године. Сагласно Законом утврђеним овлашћењима, Агенција је за купце сачинила обрасце којима се даје упутство купцима за примену правила у делу подношења захтева 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. Оваква допуна Правила је била могућа и због значајног напретка у евиденцији и уређивању база података оператора система о мерним местима крајњих купаца.

6.2.4 Општи услови и квалитет испоруке и снабдевања

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

Праћење квалитета испоруке и снабдевања и праћење квалитета електричне енергије и природног гаса, Агенција спроводи у складу са Правилима о праћењу техничких и комерцијалних показатеља и регулисању квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом, која је донета почетком 2014. године. Агенција прикупља релевантне податке, анализира одговарајуће показатеље, ради са енергетским субјектима на унапређењу квалитета података и припрема периодичне извештаје, у складу са Законом. У наредној фази, биће прописани: начин одређивања и захтеване вредности појединих показатеља квалитета, начин оцењивања постигнутих резултата у односу на захтеване вредности, што ће бити обухваћено изменама и допунама ових правила, почев од 2017. године, у складу са Законом. О оствареним показатељима је детаљније писано у подпоглављима 3.6 и 4.6.

6.2.5 Решавање жалби и помоћ у поступку посредовања

Агенција обавља и поверене послове на управно-правној заштити купаца, решавајући по жалбама у складу са Законом о енергетици. Током 2016. 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. Највише жалби је изјављено на акта оператора дистрибутивног система електричне енергије, док је незнатан број жалби изјављен на акта оператора дистрибутивног система природног гаса.

Решавајући по поднетим жалбама, Агенција је и у 2016. години углавном поништавала решења донета у првом степену због њихове незаконитости тј. учињених бројних повреда процесних, али и материјално-правних прописа, од стране оператора система. Иако се број жалби у 2016. незнатно смањило у односу на претходне године, и даље је присутан тренд поништавања великог броја решења донетих у првом степену због повреде поступка, што указује на неопходност едукације стручног кадра оператора система.

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 је у 2016. години био незнатан, смањен је у односу на претходну годину и све тужбе у поступцима вођеним против одлука Агенције су одбијене од Управног суда РС.

Агенција је и током 2016. 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 2016. години није било поступака посредовања у којима је, на захтев страна у спору, учествовала ова Агенција.

6.2.6 Посебни видови заштите енергетски најугроженијих купаца

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

Помоћ енергетски најугроженијим купцима у Републици Србији је током 2016. године пружана у складу са Уредбом о енергетски заштићеном купцу, коју је донела Влада РС 31. децембра 2015. године и која је ступила на снагу 01. јанара 2016. године. Циљ ове уребе, у односу на претходну, је да се обухвати већи број потрошача и повећа ниво заштите угрожених категорија становништва.

Услови за стицање статуса енергетски угроженог купца

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

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

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

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

Основни критеријуми за стицање статуса енергетски угроженог купца су:

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

Укупни месечни приходи домаћинства, као услов за стицање статуса енергетски угроженог купца („Сл.гласник РС“ бр. 88/16), усклађују се два пута годишње, 1. априла и 1. октобра текуће године са индексом потрошачких цена у протеклих шест месеци, на основу података Републичког завода за статистику. У наредној табели је приказан максимални месечни приход са којим се може стећи статус енергетски угроженог купца до и после 1. новембра 2016. године.

Табела 6-1: Укупан месечни приход као услов за стицање статуса енергетски угроженог купца у 2016.

За домаћинство са бројем чланова	Укупан месечни приход до динара	
	до 31. октобра	од 01. новембра
1	13.595,68	13.677,15
2-3	19.795,00	19.913,63
4-5	25.990,25	26.146,01
6 и више	32.684,20	32.880,08

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 прилаже оверени препис акта 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

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 ¹⁷	$ОМП \leq 2 * МПУ$	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

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

- 1) 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 домаћинстава и малих купаца, на који је Савет Агенције за енергетику Републике Србије дао сагласност и који је у примени.
- 2) 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 2016. години и остварено умањење рачуна

На основу података добијених од надлежних служби Министарства рударства и енергетике, број енергетски угрожених купаца који су остварили умањење рачуна у 2016. години, био је:

Табела 6-4: Остварено право на умањење рачуна у 2016.

	Купци који су остварили право на умањење	
	број купаца	годишњи износ 000 динара
Електрична енергија	68.067	762.575
Природни гас	96	575
Укупно	68.163	763.150

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. Отуда, број купаца који су остварили умањење рачуна за испоручену електричну енергију и природни гас је током 2016. године константно из месеца у месец растао и у делу електричне енергије он се кретао у распону од 4.548 у јануару до 68.067 у децембру.

У периоду примене уредбе од јануара - децембра 2016. године, уочене су и сезонске осцилације које указују да један део ових купаца користи електричну енергију за грејање. Тако је у децембру месецу 2016, 88% свих домаћинстава која су стекла статус угроженог купца, испунила услов за 100% максималног права на умањење, још 8% су имали право на 50%, док је 4% домаћинства прекорачило границу потрошње и није добило умањење рачуна. У летњим месецима, ова статистика је много боља (подаци за јул 2016.) јер је 96,5% свих домаћинстава која су стекла статус угроженог купца испунило услов за 100% максималног права на

¹⁷ МПУ = Максимална потрошња електричне енергије из Уредбе

умањења, још 2,3% су имали право на 50%, док само 1,2% због прекомерне потрошње, није остварило право на умањење.

Број енергетски угрожених купаца електричне енергије у 2016. 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 2016. години сваки четврти становник старији од 18 година био изложен ризику од сиромаштва. Анализе показују да је висок број домаћинстава која су изложена ризику енергетског сиромаштва. Око 15,2% укупне популације не може да обезбеди одговарајућу температуру грејања у својим становима, што мерено преко просечног броја чланова домаћинства од 2,7, указује да преко 400.000 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 34,8% укупне популације. Такође, 23,4% укупне популације живи у стамбеним просторијама којима прокишњава кров, имају влажне зидове или подове или код којих су иструтели прозорски рамови. На основу ова три показатеља и уважавајући исказани просек чланова по једном домаћинству, може се закључити да је између 550 – 600 хиљада домаћинстава изложено ризику енергетског сиромаштва.

Изложеност ризику сиромаштва није исто што и само сиромаштво (тзв. апсолутно сиромаштво). По евиденцији надлежног министарства о броју породица који су корисници социјалне помоћи и корисници дечијег додатка са стањем у јулу 2016. године (нема битних разлика у односу на податке и са почетка 2017.године), овај број се креће око 250.000 домаћинстава¹⁸ за која се може рећи да се налазе у ситуацији енергетске угрожености. Међутим, уколико би се овом броју додали и појединци са најнижим пензијама, самостални хранитељи породица, примаоци туђе неге и помоћи, као категорије које су најчешће и највише изложене ризику 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 домаћинстава¹⁹.

Табела 6-5: Преглед броја примаоца новчане социјалне помоћи у 2016.

Број чланова породице	Број породица	Укупно лица	Износ 000 динара
1	40.394	40.394	312.244
2	22.509	45.018	223.901
3	13.402	40.206	156.295
4	15.030	60.120	203.888
5	7.417	37.085	116.144
6 и више	5.349	32.094	96.286
Укупно	104.101	254.917	1.108.758

Табела 6-6: Преглед броја примаоца дечијег додатка у 2016.

За дете		Број	Износ 000 динара
Прворођено		152.375	434.428
Другорођено		130.760	367.336
Трећерођено		51.970	146.501
Четврторођено		15.858	44.944
Укупно	деце	350.963	993.209
	породица - корисника	185.851	

¹⁸ Овај број узима у обзир и постојање преклапања породица која примају накнаде по оба основа.

¹⁹ У Србији је у 2016. било 1.727.629 пензионера са просечном месечном пензијом од 23.642 динара. Од тог броја, 196.000 је пољопривредних пензионера са просечном пензијом од 10.480 динара.

ИЗВЕШТАЈ О РАДУ И
ФИНАНСИЈСКОМ ПОСЛОВАЊУ
АГЕНЦИЈЕ

7. ИЗВЕШТАЈ О РАДУ АГЕНЦИЈЕ

7.1 Основни подаци о Агенцији

7.1.1 Оснивање и делокруг рада Агенције

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

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

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

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

Најважније надлежности Агенције за енергетику по групама послова су:

Сертификација и лиценцирање

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

Регулација цена

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

Надзор над тржиштем енергије

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

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

Решавање жалби и заштита купаца

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

Међународна сарадња

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

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

У извршавању ових послова, Агенција прати:

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

- ниво и ефективност отварања тржишта и конкуренције у трговини на велико (између снабдевача) и на мало (снабдевање крајњих купаца);
- услове приступа складишту, лајнпаку и коришћења других помоћних услуга у сектору природног гаса;
- поштовање мера заштите потрошача утврђених овим законом и
- реализацију планова развоја.

7.1.2 Организација Агенције

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

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

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

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

Основне организационе јединице су:

- Сектор за енергетско-техничке послове;
- Сектор за економско-финансијске послове;
- Сектор за правне послове и
- Сектор за организационе и опште послове.

7.1.3 Независност и одговорност

Агенција је самосталан правни субјект и независна је од органа извршне власти у обављању својих послова, као и од других државних органа и организација, правних и физичких лица која се баве енергетским делатностима. Независност Агенције не доводи у питање њену сарадњу са другим националним телима, спровођење опште политике коју доноси Влада по питањима која нису у вези са овлашћењима и дужностима Агенције.

Председник и чланови Савета одговарају Народној скупштини за рад Агенције и за свој рад и најмање једном годишње подносе јој извештај о раду. Извештај о раду садржи податке о раду Агенције у претходној години, о њеном финансијском пословању и о стању у енергетском сектору Републике Србије у оквиру надлежности Агенције.

Независност Агенције у односу на извршну власт, огледа се и у томе што, према Закону, председника и чланове Савета Агенције по основу јавног конкурса бира Народна скупштина Републике Србије, из реда истакнутих стручњака из области енергетике. За председника и чланове Савета могу се бирати лица која су држављани Републике Србије и која имају високо стручно образовање техничке, правне или економске струке и најмање 10 година радног искуства у области енергетике. За председника и члана Савета не могу бити бирани: посланици у Народној скупштини, као ни посланици у скупштини аутономне покрајине, одборници, друга изабрана и постављена лица, нити функционери у органима политичких странака; власници или сувласници у енергетским субјектима; лица којима су брачни другови, деца или сродници у правој линији независно од степена сродства или побочни сродници закључно са другим степеном сродства, власници или сувласници у енергетским субјектима; лица која су правоснажно осуђена за кривична дела против злоупотребе службене дужности, корупцију, превару или за друга кривична дела која их чине неподобним за обављање функције на коју се бирају.

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, али га она разматра са великим кашњењем. Тако је план за 2015. годину последњи за који је добијена сагласност почетком децембра 2015. године. Финансијски план за 2016. годину, Агенција је доставила Народној скупштини крајем октобра 2015, а Скупштина га није разматрала до краја 2016. године.

Годишњи обрачуни прихода и расхода Агенције подлежу ревизији овлашћеног ревизора. Извештај ревизора се, такође, доставља Народној скупштини. Уколико се годишњим обрачуном прихода и расхода утврди да су укупно остварени приходи Агенције већи од укупно остварених расхода, разлика средстава се преноси у финансијски план као приход за наредну годину, с тим што се извори и висина прихода за наредну годину усклађују са реалним трошковима Агенције за ту годину, одобреним од Народне скупштине.

Остваривање пуне независности регулаторног тела је и једна од обавеза на путу прикључивања Републике Србије Европској унији и предмет је мониторинга Европске комисије у процесу приступања Европској унији. Индикаторе независности Агенције за енергетику у оквиру извршавања обавеза из Уговора о енергетској заједници ("Службени гласник РС", број 62/06), Берлинског процеса и CESEC иницијативе прати и Секретаријат Енергетске заједнице. Место и улога Агенције за енергетику у правном систему Републике Србије, утврђени су Законом о енергетици, којим су транспоноване и одредбе европског права енергетике (тзв. 3. пакета прописа о унутрашњем тржишту енергије ЕУ) које се односе на функционалну, персоналну и финансијску независност регулаторног тела. Ове одредбе су у пракси ограничаване другим домаћим прописима којима се регулишу зараде и процес запошљавања.

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 спроводи послове из своје надлежности. Није дозвољено да регулатор прима инструкције од државних институција или енергетских субјеката (предузећа), као ни одобравање или поништавање одлука регулатора од стране извршне власти.

Персонална независност

Персонална независност регулаторног тела се остварује кроз:

- утврђивање стриктних критеријума за постављање (стручност, одсуство конфликта интереса) и смењивање (нпр. правоснажна осуда за кривично дело, повреда правила о сукобу интереса) носилаца управљачке функције (у Србији - Савет Агенције);
- успостављање ротације носилаца управљачких функција, тако да се свим члановима управе мандат не завршава у исто време, чиме се обезбеђује и раздвајање процеса избора регулатора од политичког циклуса избора и
- аутономија у обезбеђивању људских ресурса - организација и кадровска питања морају бити у искључивој надлежности регулатора. Регулаторно тело мора имати аутономију у одлучивању о пријему и отпуштању запослених, као и о броју запослених.

Финансијска независност

Финансијска независност регулаторног тела се остварује кроз:

- потпуну независност од државног буџета (решење утврђено Законом о енергетици) или јасну раздвојеност буџета регулатора у односу на остале буџетске кориснике у оквиру државног буџета;
- аутономију у расподели одобрених средстава. То значи да искључиво регулаторно тело може одлучивати о томе како ће се одобрени буџет трошити, те да регулатор не сме тражити нити примати инструкције о трошењу свог буџета. Решење прописано Законом о енергетици да Народна скупштина одобрава Финансијски план Агенције није у супротности са 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 2016. години

Радам Агенције управља Савет Агенције који је у 2016. години одржао 40 седница, на којима су донете одлуке, сагласности, решења и друга акта у области: лиценцирања, регулације цена, успостављања и 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 лиценцирање енергетских субјеката 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 и Правилником којим се уређују услови за издавање лиценци за обављање енергетских делатности и сертификацију, које доноси министарство надлежно за енергетику и то су основни прописи које Агенција примењује у поступку лиценцирања. Правилник о лиценци за обављање енергетске делатности и сертификацији (Службени гласник РС, број 87/15), објављен је, са прописаним обрасцима и доказима које је неопходно поднети уз захтев за издавање лиценце за обављање енергетске делатности, на интернет страници Агенције.

Регистар издатих лиценци је јаван и доступан је у штампаном облику у писарници Агенције, као и у електронском облику 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“. Овим актом 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 се може видети на интернет страници Агенције.

Савет Агенције у управном поступку доноси решење којим се издаје лиценца за обављање одговарајуће енергетске делатности. По наступању коначности решења којим је издата лиценца за обављање енергетске делатности, Агенција је уноси у регистар лиценци.

Законом о енергетици из 2014. године, дефинисано је 25 енергетских делатности. Током 2016. године, издате су лиценце за обављање 14 енергетских делатности, у складу са захтевима енергетских субјеката. Агенција је у 2016. години примила 225 захтева за издавање лиценце, што са 1.856 захтева примљених у периоду 2006 - 2016. чини укупно 2.081 примљених захтева. Током 2016. године, настављена је обрада непотпуних захтева из предходних година, као и захтева за примљених у тој години и до краја године Савет Агенције је донео решења о издавању 192 нове лиценце, док је у 115 предмета поступак окончан трајним одузимањем лиценце, њеним укидањем, престанком по сили закона, одбијањем или одбацивањем непотпуног (неуредног) захтева. Крајем 2016. године, било је укупно 1041 важећа лиценца.

Захтеви су, у највећем броју случајева били без потпуне документације, па су, на захтев Агенције, допуњавани и исправљани, а код неких енергетских субјеката и више пута. По отклањању утврђених недостатака и комплетирању документације, захтеви су били предмет поновне оцене ради провере испуњености услова за издавање лиценце. У поступку обраде је на крају године, из наведених разлога, више од 70 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 енергетске делатности трговине моторним и другим горивима на станицама за снабдевање превозних средстава, а највише због промене објеката у којима се обавља делатност. У току 2016. године, Савет Агенције је донео 118 решења којима су измењена првобитна решења о издавању лиценце за обављање ове делатности.

Агенција нема надлежности над енергетским субјектима који нису испунили услове за издавање лиценци. У 2016. години, Агенцији није достављен ниједан 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 2016. години (неки захтеви су из претходне године, а лиценца је издата у 2016.) по делатностима, дат је у табели 7-1.

Табела 7-1: Поднети захтеви и одобрене лиценце у 2016. по делатностима

Ред. бр.	Делатност	Поднето захтева	Одобрено лиценци
1.	Производња електричне енергије	6	5
2.	Комбинована производња електричне и топлотне енергије	3	2
3.	Пренос електричне енергије и управљање преносним системом	0	0
4.	Дистрибуција електричне енергије и управљање дистрибутивним системом	1	0
5.	Дистрибуција електричне енергије и управљање затвореним системом	0	0
6.	Снабдевање електричном енергијом	51	53
7.	Снабдевање на велико електричном енергијом	29	33
8.	Управљање организованим тржиштем електричне енергије	0	0
9.	Транспорт и управљање транспортним системом за природни гас	2	0
10.	Складиштење и управљање складиштем природног гаса	0	0
11.	Дистрибуција и управљање дистрибутивним системом за природни гас	9	0
12.	Снабдевање природним гасом	12	12
13.	Јавно снабдевање природним гасом	1	0
14.	Производња деривата нафте	1	2
15.	Транспорт нафте нафтоводима	1	1
16.	Транспорт деривата нафте продуктоводима	0	0
17.	Складиштење нафте, деривата нафте и биогорива	3	0
18.	Трговина нафтом, дериватима нафте, биогоривима и компримованим природним гасом	14	12
19.	Трговина горивима ван станица за снабдевање превозних средстава	5	2
20.	Пуњење посуда за течни нафтни гас, компримовани и утечњени природни гас	10	3
21.	Трговина моторним и другим горивима на станицама за снабдевање превозних средстава	73	63
22.	Трговина горивима за пловила	0	0
23.	Производња биогорива	1	1
24.	Производња биотечности	1	1
25.	Намешавање биогорива са горивима нафтног порекла	2	2
	Укупно	225	192

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 током 2016. године:

- 1) донео методологије за одређивање:
 - трошкова прикључења на систем за транспорт и дистрибуцију природног гаса и
 - цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса.
- 2) донео измене и допуне методологија за одређивање цене,
 - у области електричне енергије:
 - приступа систему за дистрибуцију електричне енергије;
 - приступа систему за пренос електричне енергије;
 - електричне енергије за гарантовано снабдевање;
 - у области природног гаса:
 - приступа систему за транспорт природног гаса;
 - природног гаса за јавно снабдевање;
 - приступа складишту природног гаса;
 - у области транспорта нафте нафтоводима и деривата нафте продуктоводима:
 - приступа систему за транспорт нафте нафтоводима и деривата нафте продуктоводима.

- 3) донео одлуке о ценама закупа резерве снаге за системске услуге секундарне и терцијарне регулације и цене помоћних услуга
 - за 2016. годину, у јануару 2016. и
 - за 2017. годину, у децембру 2016.
- 4) дао сагласности на одлуке о ценама,
 - у области електричне енергије:
 - приступа систему за дистрибуцију електричне енергије;
 - електричне енергије за снабдевање домаћинства и малих купаца и
 - нестандартних услуга „ЕПС Дистрибуција“ Београд.
 - у области природног гаса:
 - приступа систему за дистрибуцију природног гаса, сагласности за 3 оператора дистрибутивног система (ОДС);
 - природног гаса за јавно снабдевање, по више захтева јавних снабдевача током године: 2 у фебруару; 33 у марту; 33 у мају; 3 у јуну; 2 у септембру; 2 у новембру и 1 сагласност у децембру.
 - у области транспорта нафте нафтоводима и деривата нафте продуктоводима:
 - приступа систему за транспорт нафте нафтоводом ЈП „Транснафта“, Панчево.

Сва наведена акта се могу видети 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;
- 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;
- праћење трошкова грејања станова према ценама енергената у грејној сезони;
- 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, што је Савет Агенције и учинио. Раније донета Правила о промени снабдевача и Правила о праћењу техничких и комерцијалних показатеља и регулисању квалитета испоруке електричне енергије и природног гаса, Савет Агенције је ускладио са Законом и у 2016. години 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 је донета Одлука о поступку остваривања права крајњег купца на приступ подацима о сопственој потрошњи електричне енергије и природног гаса.

Остала правила, у складу са Законом, доносе енергетска предузећа, након прибављене сагласности Агенције. Током 2016. године, Савет Агенције је дао сагласност на следећа правила:

- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета;
- Правила о раду тржишта електричне енергије;
- Правила о објављивању кључних тржишних података;
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на српско-мађарској граници за 2017. годину („Уговор између оператора преносног система Републике Мађарске – MAVIR Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd. и оператора преносног система Републике Србије - EMC АД Београд о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступу прекограничним преносним капацитетима за 2017. годину“);
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на српско - румунској граници за 2017. годину („Уговор између оператора преносног система Републике Румуније – С.Н.Т.Е.Е. TRANSELECTRICA – S.A. и оператора преносног система Републике Србије - EMC АД Београд о

поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступу прекограничним преносним капацитетима за 2017. годину“);

- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на српско-бугарској граници за 2017. годину („Уговор 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 2017. годину“);
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на српско-хрватској граници за 2017. годину („Уговор између оператора преносног система Републике Хрватске – Хрватски оператор пријеносног суства 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 2017. годину“);
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на граници Србије и Босне и Херцеговине за 2017. годину („Уговор 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 2017. годину“) и
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на српско-македонској граници за 2017. годину („Уговор између оператора преносног система Републике Македоније – Македонски електропреносен систем оператор а.д. и оператора преносног система Републике Србије - ЕМС АД Београд о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступу прекограничним преносним капацитетима за 2017. годину“).

Током 2016. године, Агенција је пратила примену донетих правила кроз анализу потреба и иницијатива за измене и допуне ових правила и учешћем у раду комисија за праћење њихове примене.

У области електричне енергије, активне комисије за праћење примене правила су:

- у ЈП ЕМС АД за Правила о раду преносног система и Правила о раду тржишта,
- у ЈП ЕПС за правила о раду дистрибутивног система.

У области природног гаса, овакве комисије још нису формиране, а биће у складу са правилима.

У свим формираним комисијама, у раду учествује и по један представник Агенције.

За надзор над тржиштем енергије су од изузетне важности и програми за обезбеђивање недискриминаторног понашања које, у складу са законом, треба да донесу оператори дистрибутивних система који су део вертикално интегрисаног предузећа, а да их одобри Агенција. У јуну 2016, Савет Агенције је дао сагласност на Програм усклађености за обезбеђивање недискриминаторног понашања оператора дистрибутивног система ЕПС Дистрибуција доо Београд, као и сагласност на услове за именовање, само именовање и трајање мандата лица одговорног за праћење усклађености оператора дистрибутивног система.

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 2016. години, примљено је укупно 318 поднесака који су се углавном односили на рад и поступање енергетских субјеката из различитих домена њиховог пословања, од којих су 184 жалбе које Агенција решава у управном поступку, као поверене послове, а 134 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 је решавање Агенција надлежна у другом степену, у 2016. години су обрађене све 184 примљене жалбе које су поднете из разлога прописаних Законом и то:

- због недоношења решења од стране надлежног енергетског субјекта у првом степену по захтеву за прикључење објекта купца или произвођача на систем за дистрибуцију електричне енергије или природног гаса (тзв. „ћутање управе“);

- на решења оператора дистрибутивног система електричне енергије или природног гаса којима се одбија захтев за прикључење на систем и
- на решења оператора дистрибутивног система електричне енергије којима се одобрава прикључење на систем, али се купци жале на трошкове прикључења, или техничке услове под којима је одобрено прикључење или су жалбе поднете на процесне одлуке енергетских субјеката за дистрибуцију електричне енергије о обустави поступка или одбацивању захтева

Највише жалби је изјављено на акта оператора дистрибутивних система електричне енергије и то 182 жалбе, док су само две жалбе изјављене на акт оператора дистрибутивног система природног гаса.

У циљу смањења броја жалби и уједначавања праксе оператора дистрибутивних 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 привредних друштава за дистрибуцију електричне енергије, и током 2016. године су организовани састанци са надлежним енергетским субјектима, 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 незнатно успорен у 2016. 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 2016. годином, поднето је 60 жалби Управном суду РС против одлука Агенције донетих у другом степену (Табела 7-2):

Табела 7-2: Број тужби поднетих Врховном/Управном суду РС против одлука Агенције донетих у другом степену

Година	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	укупно
Број тужби	1	4	2	9	12	7	4	8	7	6	60

По свим поднетим тужбама исход је био или одбијање или одбацивање тужбе.

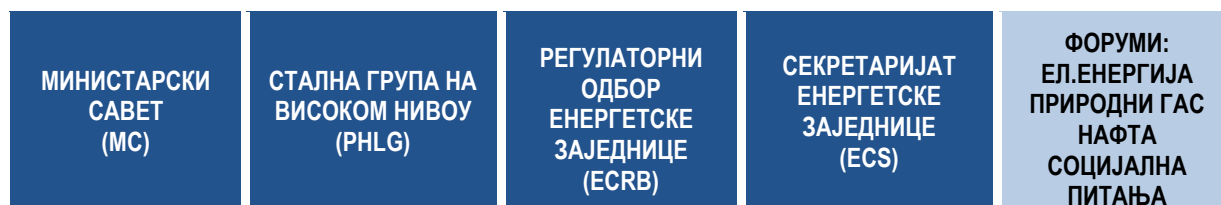
7.2.5 Међународне активности

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 ЕнЗ са циљем проширења унутрашњег тржишта енергије ЕУ на регион југоисточне Европе. Уговор је закључен на период од 10 година, а одлуком Министарског савета од 24. октобра 2013. његово трајање је продужено до 2026. године. Такође, на основу одлука Министарског савета, кроз имплементацију 3. енергетског пакета у Закон, уведене су неке надлежности Секретаријата ЕнЗ у уређењу националног енергетског сектора.

Уговором о оснивању ЕнЗ је дефинисан и институционални оквир потребан за њено функционисање: Министарски савет, Стална група на високом нивоу, Регулаторни одбор ЕнЗ, Секретаријат ЕнЗ, Форум за електричну енергију и Форум за гас. Накнадно су установљени Форум за нафту и Социјални форум.



Слика 7-1: Институције Енергетске заједнице

У складу са обавезама које проистичу из Уговора о оснивању ЕнЗ, Агенција активно учествује у раду институција ЕнЗ, водећи при томе рачуна о заштити интереса купаца, као и о положају и циљевима електроенергетске и гасне привреде Републике Србије и 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, Форума за природни гас и Социјалног форума.

Агенција је дала запажен допринос разради организације и начина функционисања регионалног и паневропског тржишта електричне енергије и природног гаса, кроз активно учешће у раду институција ЕнЗ и стручних тимова основаних у оквиру тих институција. Представник Агенције председава Радном групом за електричну енергију Регулаторног одбора ЕнЗ (ECRB WG-E) од почетка 2007. године, а неколико представника Агенције председава и подгрупама ECRB-а. Ефикасност рада ових тела би се могла унапредити ажурирном припремом и благовременим достављањем материјала за њихове седнице.

Агенција је у 2016. години учествовала у следећим активностима регулаторног одбора ЕнЗ (ECRB):

Стратешке и заједничке активности

- допринос иницијативама WB6 и CESEC: припрема координисаних ставова ECRB о документима, предлозима и мерама које се разматрају у оквиру ових иницијатива, а које се односе на регулаторне послове и имају регионални карактер и
- сарадња са удружењима регулаторних тела из области енергетике - Агенцијом за сарадњу енергетских регулаторних тела (Agency for Cooperation of Energy Regulators - ACER), Саветом европских регулаторних тела за енергетику (Council of European Energy Regulators - CEER), Регионалном асоцијацијом регулаторних тела за енергетику (Energy Regulators Regional Association - ERRA) и Медитеранским регулаторним телима за енергетику (Mediterranean Regulators - MedReg).

Електрична енергија

- анализа баланских механизма у региону југоисточне Европе и сагледавање могућности њиховог унапређивања;
- подршка и праћење спровођења Регионалног акционог плана за интеграцију тржишта електричне енергије у југоисточној Европи и његово функционално интегрисање у паневропско тржиште електричне енергије; саставни део ове активности су и: израда кварталних извештаја о најважнијим дешавањима у електроенергетском сектору; израда полугодишњих извештаја о механизмима расподеле капацитета на интерконекторима; израда полугодишњих извештаја о спровођењу Регионалног акционог плана за интеграцију тржишта електричне енергије у југоисточној Европи; израда заједничких препорука ECRB националним регулаторним телима за усвајање правила аукција Канцеларије за координисане аукције за расподелу преносних капацитета на интерконективним водовима (SEE CAO) и надзор усаглашености са правилима транспарентност, сагласно захтевима Уредбама Европске комисије бр. 714/2009 и 543/2013;
- преглед стања развоја veleпродајних тржишта електричне енергије, сагласно ЕУ пракси (коришћењем индикатора ACER за оцену стања на великопродајном тржишту електричне енергије); идентификација препрека за функционисање тржишта и израда предлога за унапређење;
- праћење прекограничне трговине електричном енергијом у југоисточној Европи, сагласно Смерницама за надзор тржишта Југоисточне Европе²⁰, коришћењем базе података за надзор тржишта и веб интерфејса.

Природни гас

- преглед стања усаглашености са захтевима Уредбе Европске комисије бр. 2015/703 о интероперабилности и размени података;
- упоредна анализа регулаторног третмана техничких и комерцијалних губитака у гасним мрежама у Енергетској заједници и
- учешће у раду гасне регионалне иницијативе југ-југоисток (Gas Regional Initiative South South-East; GRI SSE) Европске Уније. Крајем 2016. године, АЕРС је постала копредседавајуће регулаторно тело ове регионалне иницијативе.

Малопродајно тржиште електричне енергије и природног гаса и заштита социјално угрожених купаца

- преглед услова за улазак у национална малопродајна тржишта електричне енергије и природног гаса и израда брошуре за информисање нових снабдевача о условима за улазак на тржиште;
- преглед механизма за алтернативно решавање спорова у Енергетској заједници (завршетак активности из 2015. године); израда смерница за праћење и класификацију случајева жалби, у складу са најбољом европском праксом; израда брошуре за потребе информисања потрошача о расположивим механизмима за алтернативно решавање спорова;
- упоредни преглед квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом у сарадњи са Саветом европских енергетских регулатора (CEER) и

²⁰ Овај пројекат подржао је USAID кроз финансирање консултантске помоћи

- преглед индикатора за праћење функционисања малопродајних тржишта електричне енергије и природног гаса, оцена применљивости индикатора који се користе у ЕУ (CEER) у Енергетској заједници.

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 сарадња са Агенцијом за сарадњу енергетских регулаторних тела (ACER), спајање дневних (спот) тржишта електричне енергије („market coupling“) са суседним тржиштима и др.

Потписивањем „Меморандума о разумевању о развоју тржишта електричне енергије на Западном Балкану и успостављању оквира за даљу сарадњу“ 26. априла 2016. године, министарства, регулаторна тела, оператори преносног система и брзе електричне енергије из региона су се сагласиле да ће, кроз израду и спровођење Програма интеграције дневних тржишта електричне енергије и Програма прекограничне сарадње у погледу балансирања, остварити спајање дневних тржишта са бар једним суседом до 1. јула 2018. године, односно успоставити сарадњу у прекограничној размени баланских услуга до 31. децембра 2018. године. Сагласно одредбама Меморандума WB6 (Анекс 1), у септембру 2016. године конституисан је Управљачки комитет за интеграцију дневних тржишта (PSC DAMI- Project Steering Committee for Day-ahead Market Integration), чија је улога програмско (пројектно) управљање процесом спајања дневних тржишта електричне енергије у региону и шире.

7.2.5.3 CESEC (Central and South Eastern Europe Gas Connectivity) иницијатива

CESEC иницијатива је покренута потписивањем Меморандума о разумевању између земаља Западног Балкана (Албанија, БиХ, Македонија и Србија), Црноморског региона (Молдавија и Украјина) и ЕУ (Аустрија, Бугарска, Хрватска, Грчка, Мађарска, Италија, Румунија, Словачка и Словенија) са циљем координисања подршке прекограничним трансевропским инфраструктурним пројектима, којима се диверсификује снабдевање региона гасом и хармонизације релевантних прописа.

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.

Агенција за енергетику, у оквиру својих надлежности, доприноси спровођењу активности предвиђених овом иницијативом, као што су: сертификација оператора транспортног система, операционализација механизма расподеле капацитета на интерконективним тачкама и механизма управљања загушењима, остваривање сарадње са Агенцијом за сарадњу енергетских регулаторних тела (ACER), регионална интеграција тржишта гаса, и др.

7.2.5.4 Регионална асоцијација регулатора у енергетици (ERRA)

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 идентификације најбољих регулаторних механизма у више области, теорије и праксе регулације (регулација цена, конкуренција и тржиште енергије, лиценцирање, итд.), сагледавања могућности њихове примене у Србији и изградње капацитета Агенције, представници Агенције су у 2016. години учествовали у следећим активностима ERRA:

- Комитет за лиценце и тржиште
 - интелигентни мерни системи, cost-benefit анализа и резултати пилот пројеката;
 - сигурност снабдевања у електроенергетском и гасном сектору - рад критичне инфраструктуре у екстремним временским условима;
 - регулаторна подршка либерализацији тржишта електричне енергије; малопродајно тржиште електричне енергије; ефективно раздвајање дистрибутивних предузећа; процедура одређивања резервног снабдевача; Е- мобилност;

- анализа могућности поједностављивања процедуре лиценцирања трговаца на велико електричном енергијом и природним гасом;
- регулаторни надзор над мрежним компанијама и снабдевачима; методологије, најбоља пракса и и препоруке;
- ефекти интермитентних произвођача обновљиве енергије на балансирање система;
- „бенчмаркинг“ анализа - системске услуге и балансна тржишта; модели тржишта, одговорности, искуства и регулаторни аспекти;
- Комитет за тарифе и цене
 - подстицајни механизми регулације цена (одређивање X- фактора);
 - либерализација тржишта електричне енергије;
 - регулаторни аспекти увођења ЕУ мрежних правила у области природног гаса;
 - регулаторни „бенчмаркинг“ дистрибутивних компанија;
 - тарифни елементи као баријера за прекограничну трговину;
 - упоредни преглед „фид-ин“ тарифа у ЕРРА земљама и нови механизми подстицаја за обновљиве изворе енергије;
 - промене у пракси регулације цена услед либерализације тржишта - расподела трошкова између мрежних активности и елемената трошкова везаних за енергију;
 - тарифе за пренос и транспорт електричне енергије и природног гаса;
 - инвестициони трошкови за нове мреже за транспорт и дистрибуцију природног гаса;
 - израчунавање просечне пондерисане цене капитала и
 - искуства реформи електроенергетског сектора.

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 су учествовали и у раду Подгрупе за енергетику Стручне групе координационог тела за припрему и преговоре о приступању Србије ЕУ (ПГ 15 - Енергетика).

8. ИЗВЕШТАЈ О ФИНАНСИЈСКОМ ПОСЛОВАЊУ АГЕНЦИЈЕ

Финансијско пословање Агенције за 2016. годину се одвијало у складу са Финансијским планом за 2016, као и са последње одобреним планом Агенције за 2015. годину од стране Народне скупштине. 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, Народној скупштини доставила Финансијски план за 2016. годину на сагласност, у октобру 2015. године који она до сада није разматрала.

У овом извештају је приказано планирано и остварено коришћење средстава по наменама, из прихода добијених, у складу са Законом о енергетици и Финансијским планом, из накнаде за издавање 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 2016.

Ред. бр.	Приходи	Остварено 2015	План 2016	динара
				Остварено 2016
1	Приход од лиценци	27.692.880	19.140.800	39.851.740
2	Приход од регулаторне накнаде	142.405.799	144.293.020	144.904.460
3	Пренети вишак прихода из претходне године	0	38.880.413	0
4	Приход од донација и рефундација	1.701.659	1.627.041	1.939.032
5	Финансијски приходи	860.682	672.755	206.878
6	Остали приходи – Наплаћена исправљена потраживања	25.834.725	21.731.489	22.381.248
	УКУПАН ПРИХОД	198.495.745	226.345.518	193.551.428

Напомене о приходима:

Приход од накнада за трошкове издавања лиценци у 2016. години је обрачунат према Одлуци о висини трошкова за издавање лиценци за обављање енергетских делатности, на коју је сагласност дало Министарство финансија ("Службени гласник РС", бр. 13/16) 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 лиценце за 2016. годину у укупном износу од 39.851.740 динара. Од тог укупног износа, део прихода који се односи на 189 донетих решења за обављање делатности или измене раније издатих решења, у 2016. години износи 30.546.740 динара. Други део укупног износа прихода од накнада за лиценце за 2016. годину од 9.305.000 динара чине уплате на име 84 поднета захтева енергетских субјеката до краја 2016. године, који су у обради у 2017. години.

Приход од регулаторне накнаде, односно од дела тарифе за приступ и коришћење система за пренос електричне енергије, транспорт природног гаса и транспорт нафте нафтоводима, у 2016. години је износио 144.904.460 динара, што чини 75% укупног прихода Агенције. Накнада се обрачунава квартално током године и зависи од висине максимално одобреног прихода енергетских субјеката и датума од када се примењују одобрене одлуке енергетских субјеката о ценама. У обрачуну ове накнаде је дошло до повећања износа за 3. и 4. квартал 2016. године за ЈП Транснафта у укупном износу од 611.444 динара, што је уједно и разлог одступања за 0,4% од планираног износа за 2016. годину.

Приходи од донација и рефундација се формирају у висини утрошених средстава, а у овом случају то су рефундација дела трошкова службених путовања у иностранство од Секретаријата ЕнЗ (по основу Уговора о оснивању ЕнЗ која покрива трошкове смештаја и превоза за учеснике одређених састанака ове институције) у износу од 1.897.292 динара, као и сразмерни обрачун амортизације за део опреме из донације за 2016. годину у износу од 41.740 динара, који терети набавну вредност опреме добијене из донације ЕУ у 2005. и 2006. години и као такав се приходује. С обзиром да су донирана средства у највећој мери отписана, учешће амортизације ових средстава у приходима је минимално и из године у годину се смањује. С друге стране, због повећаног учешћа запослених у активностима радних група ЕнЗ, као и промене курса евра и ефекат девизно-динарског прерачуна, приходи по овом основу су нешто већи у односу на План.

Финансијске приходе чине приходи од камата по виђењу које банка зарачунава и приписује динарском пословном рачуну, позитивне курсне разлике обрачунате у динарском прерачуну стања на девизном рачуну, ефекат валутне клаузуле у уговору о закупу, као и остали непословни и ванредни приходи, у укупном износу од 206.878 динара.

Остале приходе исказане у 2016. години, чине наплаћена исправљена потраживања из 2015. године за регулаторну накнаду, у износу од 22.381.248 динара од ЈП Србијагас.

У 2016. години је исказан вишак прихода над расходима у укупном износу од 15.731.930 динара, који се не расподељује, већ се преноси у наредну 2017. годину као нераспоређена добит.

Табела 8-2: Укупни расходи Агенције у 2016.

Ред. број	Расходи	Планирано и одобрено 2015	Планирано 2016	динара
				Остварено 2016
1	Трошкови материјала, горива и енергије	3.843.799	4.011.263	3.529.102
1.1	- трошкови материјала (режијски, канцелариски, разно)	1.621.103	1.653.412	1.505.233
1.2	- трошкови горива и енергије	2.222.696	2.357.850	2.023.869
2	Трошкови зарада и накнада зарада	122.697.914	136.846.671	112.727.071
2.1	- трошкови зарада и накнада зарада (брutto)	95.130.296	102.981.520	87.489.347
2.2	- трошкови доприноса на терет послодавца	17.028.323	18.773.174	15.679.337
2.3	- накнаде по осталим уговорима	70.574	1.423.849	1.457.463
2.4	- остали лични расходи и накнаде	10.468.721	13.668.128	8.100.924
3	Трошкови производних услуга	23.966.284	27.304.352	25.879.446
3.1	- трошкови транспортних услуга	1.966.959	1.992.388	1.686.195
3.2	- услуге одржавања	1.931.170	2.127.313	1.585.541
3.3	- закупнине	16.839.216	19.522.000	19.493.034
3.4	- реклама и рекламни материјал	165.000	170.000	161.976
3.5	- остале услуге	3.063.939	3.492.652	2.952.700
4	Амортизација и резервисање	4.458.429	3.698.730	3.557.879
5	Нематеријални трошкови	23.739.213	29.676.983	14.063.490
5.1	- непроизводне услуге	9.394.874	13.608.144	2.882.685
5.2	- репрезентација	279.746	279.605	278.720
5.3	- премије осигурања	423.572	423.807	339.422
5.4	- платни промет	257.683	244.127	204.339
5.5	- чланарине	425.000	937.500	429.896
5.6	- трошкови пореза и накнада	377.599	409.791	402.899
5.7	- остали нематеријални трошкови (садржи умањење зарада за 10%)	12.580.739	13.774.009	9.525.530
6	Финансијски и остали расходи	20.087.546	24.807.518	33.794.439
	УКУПНИ РАСХОДИ	198.793.185	226.345.518	193.551.428
7	Финансијски резултат - вишак прихода над расходима	-26.638.713	0	15.731.930
	СВЕГА РАСХОДИ=ПРИХОДИ	198.793.185	226.345.518	193.551.428

Напомене о расходима:

У 2016. години обрачунати расходи износе укупно 193.551.428 динара и мањи су од укупно планираних расхода за 14,5%. Све главне позиције остварених расхода су у нивоу или испод износа планираних за 2016. годину, осим у делу финансијских и осталих расхода који бележе раст у односу на планиране и остварене износе, због утицаја исправке вредности потраживања.

Трошкови материјала и енергије су мањи за 12% у односу на план за 2016. и за 8% мањи у односу на последње одобрени план Агенције за 2015. годину, због коришћења неутрошених залиха материјала из претходних година, као и због крајње рационалног трошења и штедње.

Трошкови обрачунатих зарада, накнада зарада, осталих уговора и остали лични расходи запослених су у укупном износу за 18% мањи од планираних за 2016. годину, пре свега због мањих осталих личних расхода у односу на планиране, као и због непотпуно оствареног плана пријема нових радника током 2016. године.

У поређењу са последње одобреним планом за 2015. годину, остварени трошкови зарада, накнада зарада, осталих уговора и остали лични расходи запослених су у 2016. године мањи за 8%.

На име умањења нето зарада запослених, у складу са Законом о привременом умањењу основица запослених у јавном сектору, укупно је обрачунато и умањено у исплати запосленима и уплаћено у буџет РС 9.282.760,04 динара.

Један од највећих проблема са којима се већ више година суочава Агенција је одлазак квалитетних кадрова (укупно је десеторо запослених напустило Агенцију од почетка њеног рада, што представља одлив од близу 30% укупног броја запослених у стручним службама) и отежан 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 2016. године, у Агенцији су примљена 4 нова стручна сарадника, тако да на крају 2016. Агенција има укупно 42 запослена, укључујући и чланове Савета, од чега је 88% са високом школском спремом.

Табела 8-3: Квалификациона структура запослених

Стручна спрема	Стање 31.12.2015		План 2016		Стање 31.12.2016	
	број	учешће у %	број	учешће у %	број	учешће у %
Доктори наука	1	2,6	1	2,0	3	7,1
Магистри	2	5,3	2	3,9	2	4,8
Висока стручна спрема	30	78,9	43	84,3	32	76,2
Виша стручна спрема	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Средња стручна спрема	4	10,5	4	7,8	4	9,5
Нижа стручна спрема	1	2,6	1	2,0	1	2,4
Укупно	38	100,0	51	100,0	42	100,0

Такође, за Агенцију је карактеристична и висока просечна старост запослених, с обзиром да 50% запослених има преко 20 година стажа. 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 31.12.2015		План 2016		Стање 31.12.2016	
	број	учешће у %	број	учешће у %	број	учешће у %
do 5 god.	0	0,00	4	7,84	1	2,38
od 6 - 10 god.	4	10,53	5	9,80	2	4,76
od 11 - 15 god.	5	13,16	8	15,69	7	16,67
od 16 - 20 god.	13	34,21	10	19,61	11	26,19
od 21 - 25 god.	3	7,89	5	9,80	6	14,29
od 26 - 30 god.	4	10,53	9	17,65	4	9,52
od 31 - 35 god.	6	15,79	7	13,73	8	19,05
> 35 god.	3	7,89	3	5,88	3	7,14
Укупно	38	100,00	51	100,00	42	100,00

Трошкови производних услуга су у укупном износу мањи од планираних за 2016. годину за 5%, али у поређењу са 2015. годином су порасли за 8%, због проширења пословног простора и повећаних трошкова закупа, везано за пријем нових сарадника у 2016. години и уговорене валутне клаузуле за закуп. С обзиром да молба Агенције поднета још 2006. године да се за њу обезбеди пословни простор у неком од објеката којим располаже држава као ни накнадни покушаји, нису дали резултате, Агенција је покушавала да на тржишту потражи повољнији простор за свој рад, али ти покушаји нису били успешни, јер је нижа цена закупа подразумевала или значајнија улагања у адаптацију просторија или пак пресељење на локације које су биле знатно удаљене од институција са којима Агенција има редовну комуникацију. Отуда је главна

активност по овом питању била усмерена на смањивање цене постојећег простора у складу са кретањем на тржишту, па је првобитна цена од 19 €/м² смањена на нешто испод 11 €/м², што је упоредиво са тржишном ценом, с обзиром на локацију и додатне услуге које су сада на располагању Агенцији (део трошкова одржавања, гаражна места, обезбеђење, додатно коришћење велике сале за скупове и сл.). Агенција ће настојати да трајно реши питање пословног простора.

Нематеријални трошкови су на нивоу од 47% у односу на планиране, због тога што није реализовано планирано ангажовање консултаната ни ове 2016. године, јер се настојало да се сви послови заврше са сопственим расположивим ресурсима. Поред нереализованих планираних трошкова консултантских услуга, мањи су од планираних и трошкови здравствених систематских прегледа, стручног усавшавања и службеног оглашавања, што је утицало на мањи укупан ниво ових трошкова.

Финансијски и остали расходи су за 2016. годину већи од планираних за 36%. Главни разлог томе је исправка ненаплаћених потраживања за регулаторну накнаду (потраживања старија од 60 дана) у износу од 33.571.872 динара и исправка потраживања за лиценце у износу од 68.200 динара, што је резултат смањене ликвидности енергетских субјеката.

Исправка вредности ненаплаћених потраживања за лиценце и регулаторну накнаду на дан 31.12.2016. године у укупном износу од 33.640.072 динара, извршена је на основу Правилника о рачуноводству и рачуноводственим политикама. Исправка по овом основу чини 18% обрачунатог прихода од накнада за лиценце и 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. Сходно томе, ради обезбеђења континуираног и поузданог рада Агенције, кумулирани вишак прихода над расходима из ранијих година је адекватна резерва, која не би била само у функцији занављања основних средстава, већ даје и одређену сигурност у пословању Агенције у условима када, сходно законским оквирима, не постоје никакви други извори финансирања на које се може рачунати у пословању Агенције.

Агенција је из сопствених средстава набављала опрему у периоду 2007. – 2016. године, како је наведено у Табели 8-5, а такође је реализовала набавке током 2016. 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 основних средстава Агенције

Набавка	динара					
	2007-2011	2012	2013	2014	2015	2016
Путничка возила	4.913.209	2.126.167	0	0	0	0
Рачунарска опрема, софтвер, мрежа	11.655.537	2.544.052	2.478.749	2.387.880	2.877.402	3.636.630
Канцеларијски намештај и опрема	2.152.575	392.217	239.964	444.800	0	887.342
Телефони, телефонска централа, контрола приступа	880.011	120.694	137.525	446.060	287.172	399.968
Видео надзор, мрежа	1.060.207	0	0	0	0	0
Укупно	20.661.539	5.183.130	2.856.238	3.278.740	3.164.574	4.923.940

Неотписана вредност сталне имовине на дан 31.12.2016. године, износи 10.805.348 динара, односно 24% набавне вредности средстава, што указује на висок степен отписаности и потребу редовног обнављања опреме.

Сходно законској обавези, извршена је ревизија годишњег финансијског извештаја за 2016. годину од стране овлашћеног ревизора. По мишљењу ревизора „финансијски извештај приказује истинито и објективно, по свим материјално значајним питањима, финансијски положај Агенције за енергетику Републике Србије, Београд, на дан 31. децембра 2016. године, као и резултат пословања и токове готовине за годину која се завршила на тај дан, у складу са рачуноводственим прописима важећим у Републици Србији“.

Садржај табела

Табела 1-1: Енергетика Србије (без АПКМ) – неки показатељи за 2011 - 2015.	5
Табела 3-1: Капацитети за производњу електричне енергије у 2016. (без АПКМ).....	12
Табела 3-2: Подаци о преносном систему ЕМС АД на крају 2016. (без АПКМ).....	13
Табела 3-3: Дужина водова у власништву ОДС на крају 2016. (без АПКМ).....	14
Табела 3-4: Производња и потрошња електричне енергије у периоду 2007. – 2016. (без АПКМ).....	15
Табела 3-5: Кретање годишњег нивоа просечних одобрених цена приступа преносном систему.....	17
Табела 3-6: Тарифе за приступ преносном систему од 1.03.2013.	18
Табела 3-7: Остварене просечне цене приступа преносном систему.....	18
Табела 3-8: Укупан годишњи износ за обезбеђење системских и помоћних услуга.....	19
Табела 3-9: Средње месечне вредности НТС за смер улаза у Србију у 2016.....	20
Табела 3-10: Средње месечне вредности НТС за смер излаза из Србије у 2016.....	20
Табела 3-11: Подаци о спроведеним месечним аукцијама за доделу 50% расположивих прекограничних преносних капацитета у 2016.	21
Табела 3-12: Подаци о спроведеним заједничким годишњим аукцијама прекограничних преносних капацитета у 2016.	21
Табела 3-13: Подаци о спроведеним заједничким месечним аукцијама прекограничних преносних капацитета у 2016.	22
Табела 3-14: Прекограничне и интерне трансакције у тржишној области Србије од 2009-2016.....	22
Табела 3-15: Улазне и излазне пријављене прекограничне трансакције по границама за 2016.....	23
Табела 3-16: Приходи од алокација прекограничних капацитета у 2016.	23
Табела 3-17: Основни показатељи остварења плана преноса без АПКМ.....	23
Табела 3-18: Транзит електричне енергије по месецима у току 2016. (физички токови).....	23
Табела 3-19: Пренета енергија, максимално оптерећење и губици (без АПКМ).....	24
Табела 3-20: Кретање годишњег нивоа просечних одобрених цена приступа дистрибутивном систему – укупно Србија (без АПКМ).....	26
Табела 3-21: Остварене просечне цене приступа дистрибутивном систему.....	27
Табела 3-22: Дистрибуиране количине електричне енергије у периоду 2007 – 2016.	27
Табела 3-23: Број учесника на тржишту са правом пријаве дневних планова рада од 2008. до 2016.....	29
Табела 3-24: Ниво концентрације тржишта електричне енергије у Србији у 2016.....	31
Табела 3-25: Структура потрошње електричне енергије у периоду 2007-2016.....	32
Табела 3-26: Број мерних места у 2015. и 2016.....	33
Табела 3-27: Остварене просечне годишње регулисане цене за крајње купце (без ПДВ и такси).....	33
Табела 3-28: Остварене просечне годишње малопродајне цене на слободном тржишту за крајње купце (без ПДВ и такси).....	38
Табела 3-29: Структура остварене просечне годишње малопродајне цене на слободном тржишту за крајње купце.....	39
Табела 3-30: Остварене просечне годишње цене резервног снабдевања за крајње купце (без ПДВ и такси).....	40
Табела 3-31: Укупно остварене просечне годишње цене за регулисано тржиште, слободно тржиште и резервно снабдевање (без ПДВ и такси).....	40
Табела 3-32: Преглед остварених просечних годишњих цена по активностима (без ПДВ и такси).....	41
Табела 3-33: Промена снабдевача по мерним местима у 2016.....	41
Табела 3-34: Показатељи непрекидности испоруке у преносној мрежи за период 2009 - 2016.....	45
Табела 3-35: Захтеви за прикључење по напонским нивоима и укупно у 2016.....	48
Табела 3-36: Прикључење објеката/мерних места по напонским нивоима у 2016.....	48
Табела 3-37: Откупне цене за повлашћене произвођаче електричне енергије.....	51
Табела 3-38: Структура и остварене цене електричне енергије (без ПДВ и такси) преузете од повлашћених произвођача у 2016.....	52
Табела 3-39: Износ накнаде за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије.....	52
Табела 3-40: Електрична енергија преузета од повлашћених произвођача.....	52
Табела 4-1: Производња природног гаса у Србији у периоду 2010 - 2016.....	56
Табела 4-2: Дужина транспортне мреже у Србији у периоду 2010 - 2016.....	56
Табела 4-3: Значајне техничке карактеристике транспортног система.....	56
Табела 4-4: Дужина дистрибутивне мреже у Србији у периоду 2012 - 2016.....	58
Табела 4-5: Дужина дистрибутивних мрежа и број места испоруке 31.12.2016.....	58
Табела 4-6: Планови преузимања и реализација планова преузимања МУ/МРС.....	59
Табела 4-7: Извори снабдевања и остварена потрошња природног гаса у 2015. и 2016.....	60
Табела 4-8: Број места испоруке на крају 2015. и 2016.....	61
Табела 4-9: Структура потрошње у 2015. и 2016.....	61
Табела 4-10: Просечна одобрена цена приступа систему за транспорт природног гаса.....	63
Табела 4-11: Транспортоване количине природног гаса у 2015. и 2016.....	64
Табела 4-12: Просечна одобрена цена приступа систему за дистрибуцију природног гаса.....	66
Табела 4-13: Просечна одобрена цена природног гаса за јавно снабдевање.....	67
Табела 4-14: Дистрибуиране количине природног гаса у 2016.....	73
Табела 4-15: Укупна потрошња природног гаса (на слободном и на регулисаном тржишту).....	74
Табела 4-16: Продаја природног гаса крајњим купцима у 2015. и 2016.....	75
Табела 4-17: Прекиди на транспортним системима према узроцима.....	77
Табела 4-18: Сумарни показатељи непрекидности на дистрибутивним системима за непланиране прекиде.....	77
Табела 4-19: Сумарни показатељи непрекидности на дистрибутивним системима за планиране прекиде.....	77
Табела 4-20: Сумарни показатељи непрекидности на дистрибутивним системима.....	78
Табела 4-21: Захтеви за прикључење.....	78
Табела 4-22: Прикључење објеката.....	78
Табела 5-1: Цене приступа транспортном систему.....	84
Табела 6-1: Укупан месечни приход као услов за стицање статуса енергетски угроженог купца у 2016.....	90
Табела 6-2: Максимално право на умањење месечне обавезе за потрошене количине.....	90
Табела 6-3: Право на умањење месечног рачуна у зависности од потрошње.....	91
Табела 6-4: Остварено право на умањење рачуна у 2016.....	91
Табела 6-5: Преглед броја примаоца новчане социјалне помоћи у 2016.....	92
Табела 6-6: Преглед броја примаоца дечијег додатка у 2016.....	92
Табела 7-1: Поднети захтеви и одобрене лиценце у 2016. по делатностима.....	100
Табела 7-2: Број тужби поднетих Врховном/Управном суду РС против одлука Агенције донетих у другом степену.....	103
Табела 8-1: Укупни приходи Агенције у 2016.....	107
Табела 8-2: Укупни расходи Агенције у 2016.....	108

Табела 8-3: Квалификациона структура запослених.....	109
Табела 8-4: Структура запослених по радном стажу.....	109
Табела 8-5: Набавка основних средстава Агенције.....	110

Садржај слика

Слика 1-1: Упоредни показатељи за Србију и Европску унију у 2014. (CO ₂ емисија у 2013.).....	5
Слика 1-2: Структура финалне потрошње (без неенергетске потрошње) у 2014.	6
Слика 2-1: Продаја природног гаса на слободном и регулисаном тржишту у 2016.	8
Слика 2-2: Продаја природног гаса на слободном и регулисаном тржишту у 2016.	10
Слика 3-1: Организациона структура електроенергетског сектора.....	11
Слика 3-2: Структура производних капацитета у 2016. (без АПКМ).....	13
Слика 3-3: Производња, увоз и бруто потрошња у Србији у 2016. (без АПКМ).....	14
Слика 3-4: Структура производње у 2016. (без АПКМ).....	15
Слика 3-5: Структура цене преноса (€/MWh) у 2016.....	18
Слика 3-6: Остварена просечна годишња цена приступа дистрибутивном систему у 2016.	27
Слика 3-7: Шема тржишта електричне енергије у 2016.....	28
Слика 3-8: Количине електричне енергије по активностима снабдевача током 2015. и 2016.	29
Слика 3-9: Увоз, извоз и транзит снабдевача у 2016.....	30
Слика 3-10: Куповина/продаја између снабдевача, односно између снабдевача и ЕПС у 2016.....	30
Слика 3-11: Структура потрошње електричне енергије у Србији у периоду 2007-2016. (без АПКМ).....	32
Слика 3-12: Цене електричне енергије за домаћинства – друга половина 2016.....	34
Слика 3-13: Структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2016.....	35
Слика 3-14: Структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2016. сведена на паритет куповне моћи.....	36
Слика 3-15: Цене електричне енергије за индустрију - друга половина 2016.....	37
Слика 3-16: Просечно трајање прекида напајања.....	46
Слика 3-17: Узроци непланираних прекида и њихово учешће у неиспорученој енергији услед непланираних прекида у 2016.....	46
Слика 3-18: SAIFI и SAIDI за период 2009 - 2016.....	47
Слика 3-19: Учешће узрока непланираних прекида у SAIFI и SAIDI за 2016.....	47
Слика 3-20: Разлози за корекцију обрачуна и њихов удео у укупном броју коригованих обрачуна у 2016.....	49
Слика 4-1: Организациона структура сектора природног гаса на крају 2016.....	55
Слика 4-2: Транспортни систем природног гаса Републике Србије.....	57
Слика 4-3: Структура финалне потрошње природног гаса у Србији у 2016.....	61
Слика 4-4: Промена просечне цене природног гаса за јавно снабдевање.....	68
Слика 4-5: Структура просечне одобрене цене природног гаса за јавно снабдевање ЈП Србијагас на дан 31.12.2016.....	68
Слика 4-6: Цене природног гаса за домаћинства – друго полугодиште 2016.....	69
Слика 4-7: Структура цене природног гаса за домаћинства у појединим европским главним градовима у децембру 2016.....	70
Слика 4-8: Структура цене природног гаса за домаћинства у појединим европским главним градовима у децембру 2016. сведена на паритет куповне моћи.....	71
Слика 4-9: Цене природног гаса за индустрију – друго полугодиште 2016.....	72
Слика 4-10: Шема тржишта природног гаса.....	73
Слика 5-1: Рафинеријска прерада сирове нафте у Србији у периоду 2007-2016.....	82
Слика 5-2: Транспортване количине сирове нафте нафтеводом ЈП Транснафта у периоду 2007 – 2016.....	83
Слика 5-3: Број активних лиценци за делатност трговине нафтом, дериватима нафте, КПГ и биогоривима.....	85
Слика 7-1: Институције Енергетске заједнице.....	103

Скраћенице и страни изрази

ACER	Европска агенција за сарадњу енергетских регулатора (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
АПКМ	Аутономна покрајина Косово и Метохија
Benchmarking	Упоредна анализа сличних (показатеља, предузећа, активности...)
CEER	Савет европских енергетских регулатора (Council of European Energy Regulators)
БиХ	Босна и Херцеговина
DAMAS	Информациони систем ЈП ЕМС
ДС	Дистрибутивни систем
ЕнЗ	Енергетска заједница
ECRB	Регулаторни одбор ЕнЗ
ECRB WG	Радне групе Регулаторног одбора ЕнЗ
HHI	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	Електромержа Србије, акционарско друштво
ЈП ЕПС	Јавно предузеће Електропривреда Србије
mtoe	Милион тона еквивалентне нафте
NTC	Нето вредност прекограничног преносног капацитета (Net Transfer Capacities)
REMIT	Уредба о интегритету и транспарентности тржишта енергије на велико, No 1227/2011 Европског Парламента и Савета
Smart Grid	Напредна („паметна“) електрична мрежа опремљена дигиталним уређајима за мерење, даљинско прикупљање и дистрибуцију података и информација о понашању свих корисника мреже и управљање системом, у циљу побољшања поузданости и ефикасности система
МРЕ	Министарство рударства и енергетике
НИС	Нафтна индустрија Србије, А.Д.
ПД	Привредно друштво
РС	Република Србија
PCT	Руско-српска компанија за трговину (Russian – Serbian Trading Corporation)
УНМИК	Привремена управа Уједињених нација на Косову (УНМИК - United Nations Interim Administration Mission in Kosovo), основана од стране Савета безбедности резолуцијом 1244 (1999)

Конверзиони фактори за јединице енергије

	kJ	kcal	kWh	kg en*
1 kJ	1	0,2388	0,000278	0,000024
1 kcal	4,1868	1	0,001163	0,0001
1 kWh	3 600	860	1	0,086
1 kg en	41 868	10 000	11,63	1

* килограма еквивалентне нафте



АГЕНЦИЈА за ЕНЕРГЕТИКУ
РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

11000 Београд

Теразије 5/У

Тел: + 381 11 6350130;

Факс: + 381 11 6350180

Е mail: aers@aers.rs

URL: www.aers.rs