

Развој електроенергетике Републике Србије до 2050. године

- Документ садржи преглед стања у српској енергетици, анализу развоја електроенергетике и сагледавање путева енергетске транзиције од 2021. до 2060. године, уз ослонац на податке из референтних извора, званичних докумената, научних и стручних радова, студија и пројекција.
- Начињен је преглед техничких, финансијских и еколошких својстава постојећих и перспективних извора и технологија. На основу процене промена у секторима потрошње и увида у најзначајније параметре заменских извора, спроведена је анализа технички остваривих сценарија одрживе енергетске транзиције и дата процена одговарајућих трошкова енергетске транзиције.
- Сажетак са препорукама дат је у одељку 9. Препоруке су базиране на исходима анализа и прорачуна спроведених у претходним одељцима.
- Документ је намењен стручњацима и доносиоцима одлука укљученим у израду анализа, планова и стратегија развоја српске енергетике. У погледу консолидованих извора и технологија потврђених у пракси, дате су тврдње и прорачуни на бази проверених података. У погледу технологија и извора са којима још увек нема довољно искуства у експлоатацији, дате су оквирне процене у чијој примени треба имати резерве.
- Аутори позивају све читаоце да користе документ уз неопходну проверу спроведених прорачуна, са или без помоћи аутора, уз критички осврт на наведене референце и изворе. Аутори позивају све читаоце да доставе своје примедбе, критике, коментаре, дискусије, предлоге и прилоге на адресу Одбора (<https://odborzaenergetiku.rs/>) или на адресу ddc@etf.rs.
- Аутори ће наставити рад на континуалном унапређењу овог документа. Сталан и релативно брз развој технологија ствара потребу да се спроведене анализе и пројекције ажурирају у складу са новим искуствима и сазнањима.

Слободан Вукосавић, дописни члан САНУ
председник Академијског одбора за енергетику

Документ су припремили и уредили председник и чланови Академијског одбора за енергетику Српске академије наука и уметности, уз помоћ научника и стручњака који сарађују са Одбором.

академик Зоран Ђурић

академик Богдан Шолаја
академик Славко Ментус
проф. др Велимир Радмиловић, дописни члан САНУ
проф. др Миодраг Месаровић
др Драгана Ђорђевић, научни саветник
проф. др Милош Бањац
проф. др Шћепан Миљанић
маг. Драган Влаисављевић

Развој електроенергетике Републике Србије до 2050. године

ПРЕДГОВОР	9
Глава I: Енергетска ситуација у Републици Србији	12
1. Распољиви енергетски ресурси и резерве	12
1.2. Хидропотенцијал као обновљиви извор енергије	14
1.3. Енергетски потенцијал осталих обновљивих извора	15
1.3.1. Сунчево зрачење	15
1.3.2. Енергетски потенцијал ветра	17
1.3.3. Енергетски потенцијал биомасе	18
1.3.4. Енергетски потенцијал геотермалне енергије	19
1.3.5. Енергетски потенцијал комуналног отпада	19
1.4. Укупни енергетски потенцијал нових обновљивих извора енергије	20
2. Енергетски биланс Републике Србије	23
2.1. Уводне напомене	23
2.2. Енергетски биланси по врстама енергената	24
2.2.1. Нафта, деривати нафте и биогорива	24
2.2.2. Природни гас	25
2.2.3. Угаљ	26
2.2.4. Обновљиви извори енергије	27
2.2.5. Електрична енергија	27
2.2.6. Топлотна енергија	29
2.3. Збирне потребе за енергијом	29
2.4. Сумарни индикатори енергетског биланса	31
Глава II: Правци развоја	35
3. Распољиви извори електричне енергије	39
3.1. Значај базних извора и синхроних генератора	39
3.2. Термоелектране на угаљ	39
3.2.1. Утицај експлоатације лигнита на животну средину	40
3.2.2. Стање српских термоелектрана на угаљ	41
3.2.3. Коришћење термоелектрана на угаљ у режиму когенерације	44

3.2.4. Очекивана годишња производња из ТЕ на угаљ током наредних деценија	45
3.2.5. Питање термоелектране Колубара Б	46
3.2.6. Закључак	47
3.3. ТЕ на природни гас	48
3.3.1. Врсте термоелектрана на природни гас и њихово коришћење у енергетици	48
3.3.2. Гасне термоелектране са комбинованим циклусом и когенерацијом	49
3.3.3. Гасне термоелектране са комбинованим циклусом без когенерације	49
3.3.4. Гасне термоелектране без комбинованог циклуса.....	49
3.3.5. Закључак	49
3.4. Биомаса	50
3.4.1. Спаљивање биомасе за енергетске потребе	50
3.4.2. ТЕ на биогаз	51
3.5. Хидроелектране.....	52
3.5.1. Бранске и проточне хидроелектране	52
3.5.2. Реверзибилне хидроелектране (РХЕ)	52
3.5.3. Значај РХЕ за интеграцију обновљивих извора електричне енергије.....	53
3.5.4. Утицај малих хидроелектрана на брдско планинске пределе	54
3.5.5. Закључак	58
3.6. Ветроелектране	59
3.6.1. Фактор коришћења ветроелектрана	60
3.7. Соларне електране	61
3.7.1. Велике соларне електране	63
3.7.2. Соларне електране “иза бројила“	65
3.7.3. Фактор коришћења српских соларних електрана	66
3.8. Геотермална енергија.....	66
3.8.1. Геотермална енергије у Србији.....	66
3.8.2. Топлотне пумпе	69
3.8.3. Закључак	69
3.9. Комунални и индустријски отпад.....	70
4. Енергетска транзиција - искуства и правци развоја	74
4.1. Проблеми у спровођењу енергетске транзиције	74
4.2. Ефекти дерегулације (либерализације)	77
4.2.1. Предности и ризици дерегулације	77
4.2.2. Деретулација у електроенергетици.....	78

4.2.3. Неопходност интервенције у дерегулисаном систему	80
4.2.4. Вертикална повезаност и сигурност снабдевања	80
4.2.5. Власништво и координисаност инвестиција	83
4.3 Утицај обновљивих извора на економију ЕЕС	85
4.3.1. Мотивисаност инвеститора у базне и вршне електране	85
4.3.2. Промене системске цене енергије и друштвени губитак	86
4.3.3. Издвојеност ОИ из тржишних механизма	87
4.3.4. Утицај дневне политике	87
4.3.5. Мешовите инвестиције и мешовито партнерство	88
4.4 Правци развоја и проблеми транзиције у дерегулисаном систему	88
4.5. Енергетска транзиција у Европи и Србији	89
4.5.1. Предности сарадње са ЕУ и решење проблема интеграције ОИ	90
4.5.2. Потреба за усклађивањем интереса у пољу енергетике	91
4.5.3. Квалитет анализа, студија и пројекција	93
4.5.4. Доношење одлука	93
4.6. Проблеми енергетске транзиције	95
4.6.1. Биомаса	96
4.6.2. Спаљивање отпада	97
4.6.3. Статус варијабилних извора електричне енергије	97
4.6.4. Европске нуклеарне електране	98
4.6.5. Проблеми које стварају мале хидроелектране	98
4.7. Проблеми интеграције обновљивих извора	99
4.7.1. Проблеми у процени капацитета за складиштење	100
4.7.2. Проблеми очувања минималног износа инерције у систему	101
4.7.3. Препреке у увећању флексибилности потрошње	102
4.7.4. Замена ТЕ на угаљ и снага заменских извора	103
4.7.5. Трошкови градње капацитета за складиштење	105
4.7.6. Трошкови унапређења мреже	106
4.7.7. Утицај удела ОИЕ и удела базних извора на трошкове транзиције	106
4.8. Смернице за одређивање оптималног удела ОИЕ	108
4.9. Потенцијал информационих технологија у електроенергетици	109
4.9.1. Потрошачи који поседују капацитете за производњу и складиштење	109
4.9.2. Дугорочни циљеви дигитализације ЕЕС	110
4.9.3. Утицај дигитализације на регионалном и глобалном плану	110

4.10. Значај ангажовања домаће индустрије.....	111
5. Потенцијал соларних и ветро-електрана у Србији.....	112
5.1. Потенцијал српских ветроелектрана.....	112
5.1.1. Европска искиства	114
5.1.2. Увећање удела ветроелектрана у Србији.....	115
5.1.3. Трошкови интеграције и процена остваривог удела ОИ-ЕЕ у Србији	117
5.2. Потенцијал соларних електрана прикључених „иза бројила“	118
5.2.1. Оквирне процене	118
5.2.2. Процена заснована на просечној кровној површини по глави становника.....	119
5.2.3. Процена заснована на броју стамбених објеката.....	119
5.2.4. Очекивана динамика раста производње „иза бројила“	119
5.3. Утицај „извора иза бројила“ на равноправност учесника.....	119
5.4. Типски пројект за уградњу фотонапонског извора „иза бројила“	121
5.4.1. Стандардизовани пројекти и обједињена набавка.....	121
5.4.2. Мере за увећање броја заинтересованих потрошача-произвођача	122
5.5. Потенцијал великих соларних електрана	123
5.5.1. Ослањање на домаћу индустрију	124
5.6. Упадни угао и комбиновање топлотних и фотонапонских система.....	124
5.7. Соларне електране са концентраторима и са парним циклусом	124
5.8. Капацитет, снага и трошкови градње капацитета за складиштење	126
5.8.1. Преглед расположивих технологија за складиштење	127
5.8.2. Инвестициони трошкови батеријских капацитета за складиштење.....	130
5.8.3. Оперативни трошкови, одржавање и LCOS	133
5.8.4. Процена неопходних капацитета за складиштење.....	135
5.8.5. Критички осврт на процену неопходних капацитета за складиштење	138
5.8.6. Укупни трошкови градње, рада и декомисије батеријских постројења	143
5.8.7. Животни век, степен корисног дејства и трошкови поновне градње.....	143
5.8.8. Утицај постројења за складиштење на животну средину.....	144
5.8.9. Синергија између сектора	145
5.9. Закључак	146
6. Промене у структури извора електричне енергије	148
6.1. Постојеће стање	149
6.2. Увећање удела ОИЕ до 2030. године и утицај безинерционих извора.....	150
6.2.1. Аналитичка разматрања утицаја безинерционих извора.....	150

6.2.2. Процене удела безинерционих извора засноване на рачунарској симулацији.....	152
6.2.3. Производња и складиштење до 2030. уз умерени раст удела ОИЕ.....	154
6.2.4. Производња и складиштење до 2030. уз већи раст удела ОИЕ	155
6.2.5. Критички осврт и дискусија.....	157
6.2.6. Поређење батеријских постројења за складиштење и РХЕ.....	157
6.2.7. Оптимални удео батеријских и РХЕ капацитета за складиштење.....	158
6.3. Пројекције потрошње електричне енергије до 2050. године.....	159
6.3.1. Распоживе процене о промени потрошње до 2050. године.....	160
6.3.2. Увећање потрошње услед електрификације транспорта	164
6.3.3. Енергија потребна за обраду, размену и складиштење података.....	165
6.3.4. Процена бруто производње електричне енергије у Србији 2050. године	166
6.3.5. Поређење са пројекцијама потрошње за Немачку.....	167
6.3.6. Сажетак	168
6.3.7. Закључак	169
6.4. Трошкови енергетске транзиције.....	169
6.4.1. Примарни извори неопходни за напајање потрошача током 2050. године.....	169
6.4.2. Трошкови транзиције за средњи раст потрошње до 2050. године	174
6.4.3. Трошкови транзиције за горњу граничну потрошњу до 2050. године	179
6.4.4. Трошкови транзиције за доњу граничну потрошњу до 2050. године	185
6.4.5. Трошкови транзиције - збирни приказ.....	188
6.5. Препоручена структура бруто производње електричне енергије.....	189
6.5.1. Утицај удела ОИЕ на трошкове транзиције.....	189
6.5.2. Предложени сценарио промене бруто производње 2021-2060.....	191
6.5.3. Усклађеност са документом Climate Strategy and Action Plan (GFA)	195
6.5.4. Усклађивање са ЕУ и потреба за сувереним одлучивањем	196
7. Проблеми и решења електроенергетике на дужи рок	199
7.1. Развој енергетике током наредног века	199
7.1.1. Могућности коришћења енергије сунца путем глобалне мреже	199
7.1.2. Рад мрежа са наизменичним струјама	200
7.1.3. Прикључење безинерционих извора	200
7.1.4. Коришћење ОИЕ изван електричне мреже	201
7.1.5. Мреже са једносмерним струјама и повезивање континената.....	202
7.2. Улога дистрибуираног рачунарства у интеграцији обновљивих извора	203
7.3. Неки видови не-електричног коришћење соларне енергије	204

7.3.1. Термо-соларни панели	204
7.3.2. Коришћење енергије сунца за добијање гасовитих горива	204
7.3.3. Вештачка фотосинтеза	205
7.4. Нуклеарне електране	205
7.4.1. Ризици	206
7.4.2. Улога домаће науке и струке.....	206
7.4.3. Нуклеарно гориво	207
7.4.4. Инвестиције	208
7.4.5. Интеграција обновљивих извора и нуклеарних електрана.....	208
7.4.6. Нуклеарно-водоничка иницијатива.....	208
7.4.7. Закључци.....	209
7.5. Коришћење биомасе за производњу биогаза	209
7.6. Водоник.....	210
7.6.1. Европска водонична иницијатива	212
7.6.2. Водоник као гориво	213
7.6.3. Коришћење водоника за складиштење енергије	214
7.6.4. Примене водоничне иницијативе у земаљама северозападне Европе.....	215
7.6.5. Перспективе водоника у српској енергетици	215
7.7. Значај енергетске ефикасности.....	216
7.7.1. Енергетска ефикасност у индустрији	217
7.7.2. Енергетска ефикасност у домаћинству.....	218
7.7.3. Цене електричне енергије.....	218
7.7.4. Закључак	219
8. Акциони план	219
9. Препоруке	220
9.1. Заменски извори	220
Коришћење биомасе	220
Спаљивање отпада.....	220
Геотермална енергија.....	221
Термоелектране на угаљ	221
Термоелектране на природни гас	222
Хидроелектране	223
Нуклеарне електране (НЕ).....	223
Удео варијабилних извора и складиштење	224

Ветроелектране	225
Соларне електране 2020-2050.	226
Соларне електране - перспективе на дужи рок.....	227
Енергетска ефикасност	228
Дигитализација, синергија између сектора и унапређење мреже.....	228
9.2. Усклађивање са глобалним развојем и доношење одлука.....	229
Путеви транзиције у светлу интереса потрошача и друштва	229
Квалификована научна и стручна подршка	229
Ослонац на позитивна искуства ЕУ.....	230
Сагледавање негативних искустава ЕУ.....	230
Суверено одлучивање о енергетици	230
Јачање домаће електроиндустрије	231
Предности и ризици преузимања агенди ЕУ.....	231
9.3. Начелне препоруке.....	232
Очување животне средине.....	232
Стратешко планирање	232
Временски период на који се односи Стратегија	232
Топ-down и/или bottom up.....	233
Укључивање потрошача у одлучивање.....	233
Приоритети.....	233
Мера у ослањању на тржишне механизме.....	234
Динамика транзиције	234
Институт за енергетику	234
Евалуација свих аргументованих предлога	234
Вертикална повезаност.....	235

ПРЕДГОВОР

Српска енергетика има велики утицај на становништво, животну средину, привреду и државу, и зато енергетска транзиција представља историјски значајан изазов за доносиоце одлука. Наредне деценије ће бити обележене значајним смањењем енергије која се добија из фосилних горива, благим смањењем годишњих падавина и одговарајућим падом производње електричне енергије коју дају хидроелектране, електрификацијом друмског саобраћаја као и растом потрошње електричне енергије за потребе интернет саобраћаја и дигитализације. Спровођење декарбонизације кроз електрификацију зацело ће довести до даљег увећања потрошње електричне енергије. Показује се да до сада разматрани заменски извори не могу премостити јаз између производње и потрошње, док бројне досадашње одлуке и технологије нису дале очекиване резултате. Да би се избегла увозна зависност са својим финансијским и политичким последицама, неопходно је савесно проучити расположиве примарне изворе и технологије које ће бити консолидоване током наредних деценија. Од значаја је сагледати њихов утицај на животну средину, проучити њихова техничка својства, проценити инвестиционе трошкове и утврдити њихов утицај на сигурност снабдевања и доступност енергије. На бази доступних података, потребно је одредити процену оптималног удела за сваки од одабраних извора, као и промене удела у пруту производњи електричне енергије током наредних деценија. Остваривању таквог циља су посвећени и напори аутора који су учествовали у изради овог документа.

Управљање енергетском транзицијом, доношење одговарајућих одлука и планирање коришћења примарних извора енергије требало би ускладити са императивом заштите животне средине и здравља становништва, са интересом потрошача у Србији и интересима српског друштва. Наведеним циљевима треба подредити све остале интересе, односе, иницијативе и обавезе на међународном плану. Ослањање на иницијативе и искуства земаља чији се положај и особености енергетског сектора коренито разликују од положаја Србије и српске енергетике, као и некритичко прихватање савета, препорука и инвестиција увећава ризик да интереси српског друштва не буду остварени и да одрживост развоја буде доведена у питање. Одрживом развоју српске енергетике може допринети ослонац на домаће научнике и стручњаке од интегритета, које треба организовати и упутити у рад у интересу српског друштва. Неопходно је сагледати потребе у свим секторима потрошње као и структуру и особине расположивих примарних извора енергије на краћи и дужи рок, проучити остваривост и проблеме њихове евентуалне експлоатације и предвидети начине за благовремено сагледавање и предупређивање могућих грешака.

Чињеница да енергетика представља основу привредног и друштвеног развоја обавезује на врло озбиљне приступе доношењу одлука у комплетном енергетском сектору, али и у другим секторима у којима енергија игра директну или посредну улогу. Због врло сложених и дугорочних последица стратешких одлука у енергетици, оне морају бити доношене на дужи рок и стално преиспитиване у спровођењу са становишта остваривања стратешких циљева.

Србија располаже значајним енергетским потенцијалом обновљивих извора енергије. У структури укупног енергетског потенцијала обновљивих извора у Србији истиче се енергија

биомасе са уделом¹ од 63%, чије сагоревање увећава емисије суспендованих честица и штетних материја и гасова². Изузев хидропотенцијала и огревног дрвета³, енергетски потенцијал обновљивих извора енергије није довољно искоришћен. Ради благовременог планирања и контролисаног коришћења потребно је утврдити удео извора чија је експлоатација технички, економски и еколошки оправдана, уклонити део излишних административних и техничких баријера које успоравају њихову примену, и организовати градњу нових капацитета који омогућују смањење емисија CO₂ без техничког и финансијског угрожавања електропривреде, и без уништавања природе. У начелу, увођење подстицаја је предвиђено у складу са политиком Србије ради смањења увозне зависности и очувања квалитета животне средине, али у достизању назначених циљева постоји много простора за побољшање. Поред осталог, постојећа званична енергетска статистика у Србији је некохерентна и недовољно квалитетна да би могла бити поуздана основа за управљање структуром енергетских система уз примену обновљивих извора енергије, посебно варијабилних и безинерционих извора као што су ветроелектране и соларне електране.

Овај документ не може дати сва решења нити потпун одговор на сва отворена питања. Део изнетих тврдњи и закључака се заснива на савесном прорачуну и доступним подацима из наведених извора. Међутим, не постоји могућност да се начине једнако поуздане процене о ефектима претпостављене експлоатације нових технологија нити о примени нових решења са којима још увек нема довољно искуства. Премда је за дугорочне ефекте појединих одлука могуће дати само оквирну процену, овај документ представља настојање да се допринесе утемељеном промишљању о српској енергетици данас и у будућности. Према постојећем искуству, стратегије развоја енергетике морају разматрати промене током наредних 3-5 деценија. Због сталног и релативно брзог развоја технологија, постоји потреба да се сваких 5-10 година све процене и елементи стратегије ревидирају у складу са новим искуствима и сазнањима. Ова потреба се односи не само на структуру извора примарне енергије и технологија конверзије примарне у секундарну/финалну енергију, већ и на убрзани развој и умножавање технологија у сектору потрошње енергије. Другим речима, при изради и усвајању планова развоја енергетике није довољно водити рачуна само о обезбеђењу оптималне структуре појединих видова енергије, већ ју је нужно прилагођавати и настајућим променама у структури њихове потрошње.

Како се ради о технички деликатној, економски значајној и друштвено веома осетљивој области, у којој одлуке донете без адекватног континуалног и мултидисциплинарног изучавања њихових последица на дуги рок могу бити врло ризичне, постоји потреба пружања сталне стручне и научне подршке надлежним органима државне управе у формирању трајне енергетске политике земље, и доношењу временски орочених стратегија и акционих планова за њено спровођење. Такву помоћ би требало да пружа савет стручњака са сталним саставом, по угледу на некадашњи савет електропривреде, или формално повезан у државни институт за енергетику.

Ради решавања проблема са којима се српска енергетика суочава већ данас, потребно је спровести свеобухватну стручну расправу кроз коју би биле сагледане будуће потребе и начин како да оне буду задовољене у условима притисака да једна врста примарне енергије (угаљ)

¹ Службени Гласник Републике Србије 99/2009

² Штетни ефекти сагоревања биомасе наведени су и образложени у одељку 4.6.1

³ Светска асоцијација за биомасу (WBA, World Bioenergy Association) се залаже за сагоревање дрвета (пелета и брикета) у енергетске сврхе, док удружење академија Европе (SAPEA, Science Advice for Policy by European Academy, формални саветник Европске комисије) сматра да такво сагоревање има значајне негативне последице.

буде замењена обновљивим изворима (ОИЕ) на начин који се примењује у земљама северозападне Европе, као и вишедеценијске законске забране изградње нуклеарних електрана, док се њихова градња и проширење планирају у суседним земљама и другим земљама Уније.

Ради увида у стање српске енергетике на почетку треће деценије 21. века, у првом делу (**Глава 1**) овог документа приказани су основни подаци о расположивим ресурсима и резервама необновљивих извора примарне енергије упоредно са технички искористивим потенцијалима обновљивих извора енергије у Србији и о актуелној потрошњи појединих врста енергије према званичном енергетском билансу. Како је електрична енергија универзално коришћени облик енергије са све широм потрошњом и растућим значајем за економски и друштвени развој земље, значајан део другог дела (**Глава 2**) посвећен је различитим аспектима њене производње из појединих врста примарне енергије и утицаја које њена производња врши у локалном и глобалном окружењу са циљем да се испитају могућности и начини достизања одрживе структуре извора електричне енергије.



Глава I: Енергетска ситуација у Републици Србији

1. Расположиви енергетски ресурси и резерве

Србија располаже свим релевантним облицима примарне енергије, како онима минералног порекла, тако и обновљивим. Минерални (необновљиви) извори примарне енергије су фосилна горива (угаљ, нафта, уљни шкриљци и природни гас) и нуклеарна горива (уранијум). За разлику од минералних енергетских ресурса, обновљиви извори енергије су стални и са потрошњом се не исцрпљују, већ се стално обнављају. Сунчева енергија је изворни облик већине обновљивих извора енергије (ветра, биомасе, воде), док неколико извора, као што су геотермална енергија и енергија плиме и осеке не потичу од ње (прва потиче од енергије ослобођене распадом радиоактивних елемената у Земљи, док је друга изазвана дејством гравитационог поља Месеца).

Насупрот општем уверењу о енергетској довољности уз (тренутно) релативно малу увозну зависност, Србија је енергетски сиромашна земља. Уз хидропотенцијал, биомасу, сунце и ветар, главни домаћи ослонац српске енергетике је ниско-калорични угаљ (лигнит), чије се резерве постепено исцрпљују, док се највећи део потрошње нафте и гаса мора покривати из увоза.

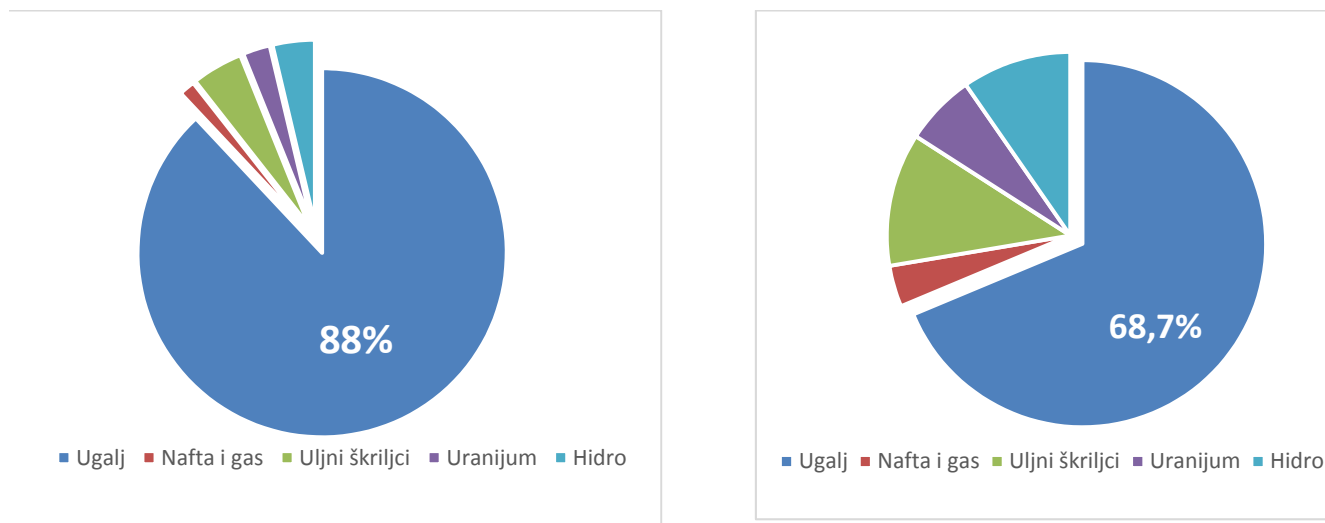
Традиционално коришћена дрвна биомаса доприноси покривању дела потреба (углавном руралног) становништва за грејањем, али је потрошња већа од прираста⁴, па се на њу не може рачунати без озбиљнијег проширења засада. Коришћење пољопривредне биомасе је скопчано са организационим, економским и технолошким проблемима, док сагоревање шумске и пољопривредне биомасе увећава емисије суспендованих честица и штетних гасова. За преостале форме биомасе (биогаз) могућност коришћења је маргинална и углавном само еколошки оправдана. У погледу коришћења комуналног отпада, бројна искуства указују да је предуслов његовог успешног коришћења у енергетске сврхе увођење и стриктна примена одговарајуће регулативе, система сертификата и надзора, као и примена поступака за издвајање отпадних материја чије би сагоревање довело до емисије отровних и канцерогених супстанци. Неопходну ригорозну контролу наведених мера тешко је спровести у земљама где нема адекватног надзора над увозом, прерадом и одлагањем отпада.

Енергетски потенцијал већих водотокова је у знатној мери искоришћен, а коришћење релативно малог енергетског потенцијала мањих водотокова је ограничено техничким и еколошким разлозима. Такође, еколошки разлози не пружају могућност безбедног коришћења резерви уљних шкриљаца, а законски је забрањено коришћење и иначе слабо истражених резерви урана.

Структура енергетских резерви на територији Републике Србије приказана на Слици 1.1⁵, при чему Слика 1.1а обухвата и резерве угља на Косову и Метохији, а на Слици 1.1б структура је дата без њих.

⁴ Позитивна искуства Аустрије указују да, пре свега, треба користити део шумског отпада (2/3), а потом и стабла у деловима шуме где је неопходан проред, те да укупну експлоатацију треба ограничити на 75-80% прираста, Austrian Market Report 2020, ECE Committee on Forests and the Forest Industry (COFFI)

⁵ Службени гласник Републике Србије број 122/2008



а) Са резервама угља на Косову и Метохији

б) Без резерви угља на Косову и Метохији

Слика 1.1: Структура извора примарне енергије на територији Републике Србије

Будући да текућа енергетска транзиција подразумева да се у структури потрошње примарне енергије постепено смањује учешће домаћег угља на рачун других извора примарне енергије, уз хидропотенцијал, Србија мора рачунати и на остале обновљиве изворе, нарочито на транзиционом политиком фаворизоване геотермалне изворе, изворе на биомасу, ветар и радијацију сунца, чији укупни удео треба да постепено расте и преузима све значајније место у укупној структури извора примарне енергије⁶. Разлике у природи и енергетској категоризацији појединих извора отежавају утврђивање оптималне структуре извора, што захтева детаљно стручно разматрање.

Категоризација енергетског потенцијала обновљивих извора разликује се у великој мери од категоризације ресурса и резерви чврстих (угаљ, уран и уљни шкриљци), течних (сирова нафта) и гасовитих горива (природни гас). Док се енергетски потенцијал необновљивих извора везује за стандардну класификацију према степену истражености, груписане у геолошке (D и C2), билансне (B и C1) и експлоатационе резерве (A), енергетски потенцијал обновљивих извора се квалификује као теоријски и технички искористив, еколошки и економски оправдан, зависно од степена истражености, развоја технологија за њихову примену и ценовне политике. Због њихове сасвим различите природе, и постојеће некохерентности у класификацији појединих видова примарне енергије, приликом формирања оптималне структуре извора настају тешкоће у реалном вредновању њиховог компаративног енергетског потенцијала. Ради поређења различитих категорија извора потребно је утврдити технички искористив потенцијал обновљивих извора и поредити га са билансним резервама конвенционалних необновљивих извора. Приликом прорачуна, енергетски потенцијал обновљивих извора је потребно одредити складу са степеном могућег временског ангажовања инсталираних капацитета⁷ и у складу са животним веком, који зависи од природе извора и примењених технологија.

⁶ “energy mix”

⁷ Према расположивим подацима, производња српских ветроелектрана одговара њиховом раду са називном снагом током 21% расположивог времена. Степен ангажовања капацитета српских соларних електрана је око 14,8%.

1.1. Угаљ

Билансне резерве угља у Србији су према званичним подацима⁸ наведене у Табели 1.1.

Табела 1.1: Билансне резерве угља у Републици Србији

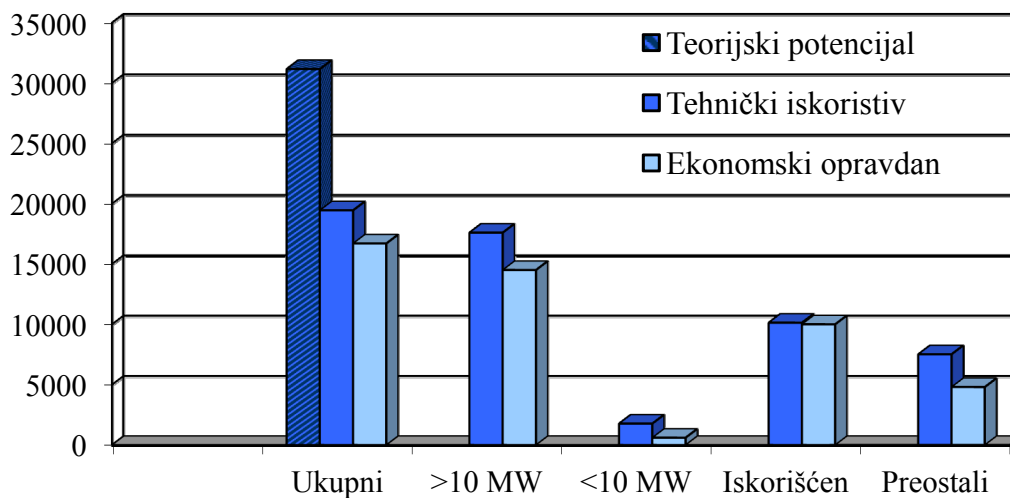
Басен	Билансне резерве		Утрошене резерве ⁹		Преостале резерве
	10 ⁹ тона	10 ⁶ ten ¹⁰	10 ⁹ тона	10 ⁶ ten	%
Костолац	0,57	108,05	0,20	37,93	64,9
Колубара	2,57	475,02	0,83	153,43	69,7
Косово	9,80	1.857,82	0,13	24,15	98,7
Метохија	1,63	305,14	0,00	0,00	100,0
Укупно*	14,57	2.746,03	1,14	215,51	92,0

* Билансне резерве угља у свим осталим рудницима износе 0,96 милијарди тона, тј. 340 милиона ten. Једна тона еквивалентне нафте (ten) одговара енергији од 11630 kWh.

1.2. Хидропотенцијал као обновљиви извор енергије

Укупни теоријски хидроенергетски потенцијал вода на територији Републике Србије износи 31,16 TWh/год., од чега је технички искористиво 19,45 TWh/год, а економски оправдан потенцијал је око 16,70 TWh/год., Слика 1.2¹¹. Већи део расположивог хидропотенцијала (преко 10,00 TWh/год.) је већ искоришћен углавном у великим (преко 10 MW) хидроелектранама, тако да у структури електроенергетског система Србије око трећине производње електричне енергије чине конвенционалне хидроелектране. Преостали хидропотенцијал је једним делом подељен са суседним државама, а другим делом је расположив само на мањим водотоковима.

GWh/годишње



Слика 1.2: Хидроенергетски потенцијал на подручју Републике Србије

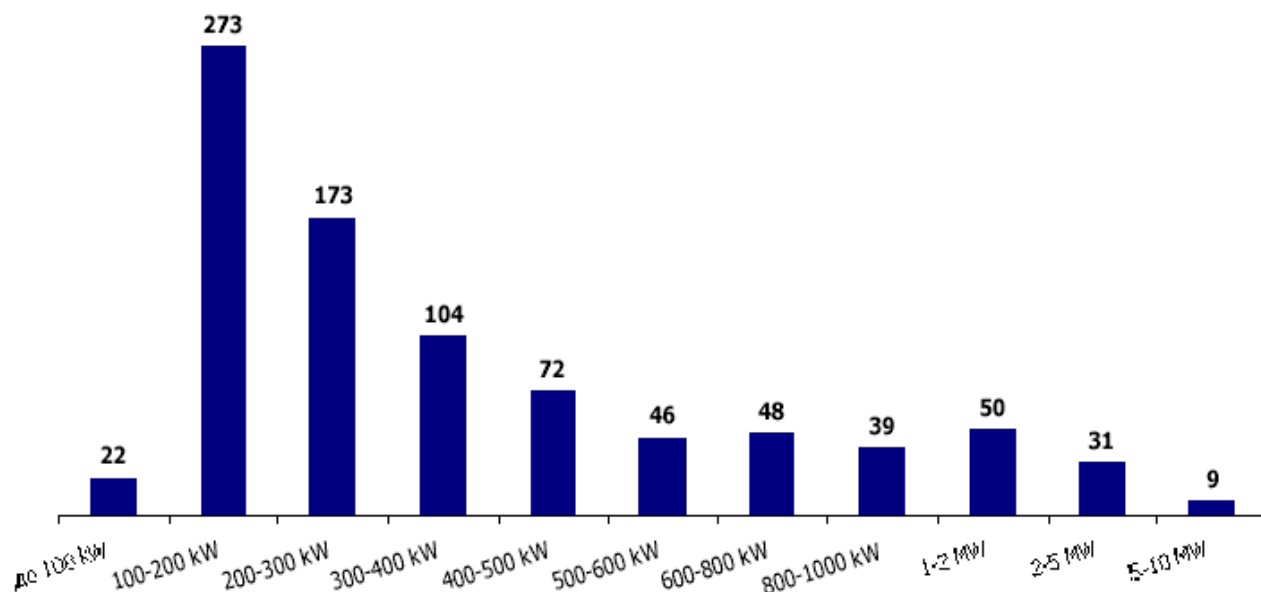
⁸ Службени гласник Републике Србије 122/2008

⁹ До 2008. године

¹⁰ ten (тона еквивалентне нафте) = 41,88GJ = 11,63 MWh

¹¹ Енергија, Економија и Екологија бр. 1, 2005.

Хидроелектране малих снага (мањих од 10 MW) деле се на микро хидроелектране снаге до 0,5 MW, мини хидроелектране снаге од 0,5 до 2 MW и на мале хидроелектране снаге од 2 MW до 10 MW. Укупни хидроенергетски потенцијал водотокова за изградњу малих хидроелектрана и њихове потенцијалне локације одређени су тзв. "Катастром малих хидроелектрана", израђеним за подручје Србије ван покрајина (856 локација) и допуњеним за подручје Војводине (13 локација). Број малих хидроелектрана снага мањих од 10 MW приказан је на Слици 1.2.2¹².



Слика 1.2.2: Број могућих малих хидроелектрана у Србији по опсезима снаге

Укупни технички искористив енергетски потенцијал свих малих водотокова је реда 1,5 TWh/год. и могао би дати максимално 4,2% - 4,7% садашње укупне производње електричне енергије у Србији, односно око 15% укупне производње оствариве у хидроелектранама (око 10 TWh/год). Међутим, као што показује Слика 1.2, удео чије је коришћење економски оправдано знатно је мањи, док је у већини случајева рад малих ХЕ еколошки неприхватљив.

1.3. Енергетски потенцијал осталих обновљивих извора

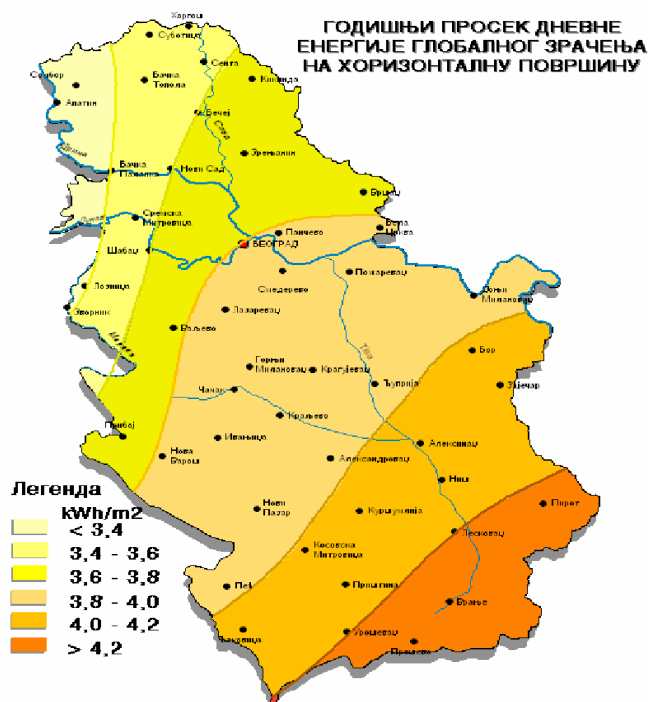
1.3.1. Сунчево зрачење

Утврђен на основу мерења сунчевог зрачења вршеног путем мреже бившег Савезног хидрометеоролошког завода у периоду од 1957. до 1986. године, просечан интензитет сунчевог зрачења на територији Републике Србије се, током јануара, креће између 1,1 kWh/m² на дан и 1,7 kWh/m² на дан. Током лета, одговарајући интензитет се креће од 5,9 до 6,6 kWh/m² на дан. Просечна теоријска годишња енергија сунчевог зрачења на хоризонталну раван у Србији износи 3,8 kWh/m² на дан (Слика 1.3.1¹³). На годишњем нивоу, просечна вредност енергије сунчевог

¹² Службени гласник Републике Србије број 99/2009

¹³ Пројекат ЕЕ704-1052, Министарство науке и заштите животне средине, Београд 2004.

зрачења на територији Србије износи 1.200 kWh/m^2 у северозападном делу, 1550 kWh/m^2 у југоисточном делу, и око 1.400 kWh/m^2 у централном делу Србије.



Слика 1.3.1: Теоријски потенцијал сунчевог зрачења

Пријемници који користе енергију сунца за припрему санитарне топле воде или за загревање простора представљају соларне колекторе, уређаје који могу да претворе енергију сунца у топлотну енергију и који загревају воду или неку другу течност. Системи који садрже колекторе могу бити отворени (вода се загрева директно при пролазу кроз колектор) или затворени (колектори су испуњени течношћу која се током зиме не смрзава, а пренос топлоте из колектора се врши посредством измењивача). Постоје и колектори који директно загревају ваздух који пролази кроз колектор и враћају загрејани ваздух у просторије које треба загревати. Комбиновањем грејања воде и ваздуха може се повећати технички искористив потенцијал енергије сунчевог зрачења.

Просечна вредност технички искористивог потенцијала сунчевог зрачења у Србији је око $700 \text{ kWh/m}^2/\text{годишње}$ ¹⁴, односно око 50% од претходно наведене просечне теоријске вредности енергије соларног зрачења. Када се топлотни колектори примењују у системима за производњу електричне енергије, однос технички искористивог и теоријског потенцијала сунчеве енергије је још мањи, будући да је ограничен степен корисног дејства термодинамичког циклуса такве соларне електране. У њима се путем фокусирања сунчеве енергије уз употребу различитих концентратора врши испаравање радних флуида, чија пара, експанзијом у турбинама, врши механички рад који покреће генератор електричне енергије. Ради увећања добијене енергије, развијени су и примењени нарочити концентратори (рефлектори цилиндричног или сферног облика), који могу бити стационарни, или се могу кретати и пратити положај Сунца.

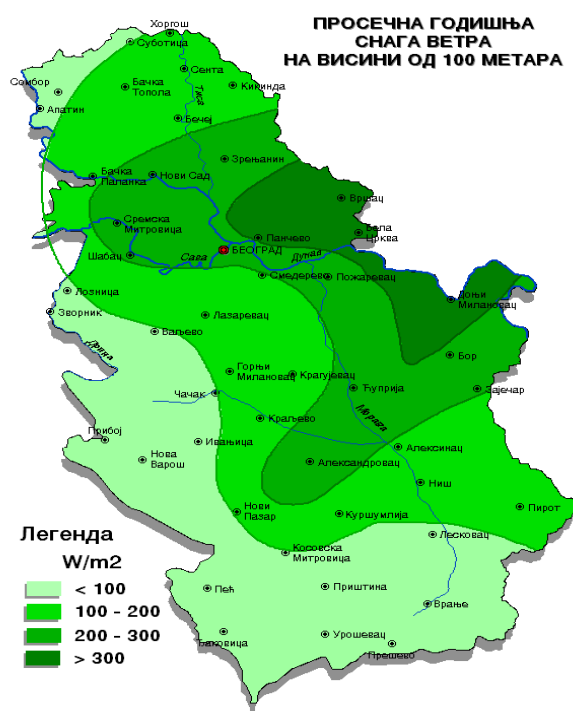
Колектори на бази фотонапонског ефекта садрже полупроводничке елементе (ћелије) који директно претварају енергију сунчевог зрачења у електричну енергију. У случају примене фотонапонских ћелија, директно претварање сунчеве енергије у електричну енергију врши се уз ефикасност од око 14% за ћелије са аморфним силицијумом, док ефикасност комерцијалних фотонапонских ћелија са скупљим материјалима достиже 25%. Могуће је да се, ради смањења потребне површине соларних колектора, односно повећања њихове ефикасности, примењују посебни концентратори сунчевих зрака усмерених на фотонапонске ћелије.

¹⁴ Службени гласник Републике Србије број 99/2009

1.3.2. Енергетски потенцијал ветра

Енергију ветра чини хоризонтално струјање ваздушних маса услед разлике у температури или просторне разлике у ваздушном притиску до чега долази под утицајем енергије сунца. Код претварања кинетичке енергије ветра у механичку енергију (покретање вратила генератора) искористива је само разлика брзине ветра између улаза и излаза пропелерског 'цилиндра'. Према физичком закону А. Betz-а¹⁵, део кинетичке енергије ветра који се може претворити у механичку енергију уз помоћ турбине за ветар износи приближно две трећине³, односно 59,3% кинетичке енергије ветра. Технички остварива вредност енергетског потенцијала кинетичке енергије ветра своди се на 35% до 45% теоријског потенцијала струјница усмерених на вертикалну површину. За Србију то подразумева релативно скромне могућности изградње ветроелектрана за производњу електричне енергије. Потенцијал српских ветроелектрана размотрен је у одељку 5.1.

Процена теоријског енергетског потенцијала ветра у Србији је обављена на основу података Републичког хидрометеоролошког завода о мерењима на 20-ак стандардних метеоролошких станица опремљених стубовима висине висине 10 метара, при чему је закључено да теоријски расположива енергија ветра у Србији варира у великој мери од региона до региона, (Слика 1.3.2¹⁶).



Слика 1.3.2: Теоријски потенцијал енергије ветра

Уз првобитне процене на бази стандардних метеоролошких осматрања, и софистицирана наменска мерења енергетског потенцијала ветра у циљу избора локација са брзинама ветра повољним за градњу ветроелектрана, утврђено је да такве локације у Србији нису бројне. Повољним се сматрају локације са просечном годишњом брзином ветра већом од 6 m/s, и са умереним променама брзине и смера током године. У погледу просечне годишње брзине ветра, најповољније локације за изградњу ветроелектрана су на планинама источне Србије, и Вршачки Брег у Војводини¹⁷. Осим активираних локација на подручју Војводине, повољним се сматрају локације на високим планинама: Миџор (надморска висина 2169 m, просечна брзина ветра 7,66 m/s), Сува Планина (надморска висина 1155 m, просечна брзина ветра 6,46 m/s), Тупијжница 1 (надморска висина 1098 m, просечна брзина ветра 6,25 m/s), Вршачки Брег (надморска висина 430 m, просечна брзина ветра 6,27 m/s), Крепољин (надморска висина 679 m, просечна брзина ветра 6,18 m/s)

¹⁵ Wind Turbines Theory - The Betz Equation and Optimal Rotor Tip Speed Ratio, www.intechopen.com

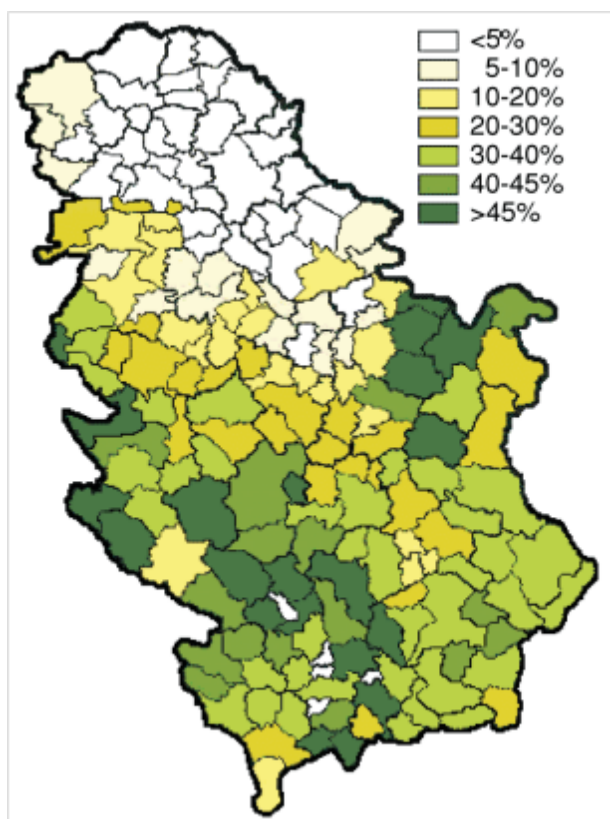
¹⁶ Пројекат ЕЕ704-1052, Министарство науке и заштите животне средине, Београд 2004.

¹⁷ Електропривреда год. LXI, бр. 1, 2009.

Тупижница 2 (висина 1066 m, просечна брзина ветра 6,14 m/s) и Дели Јован (надморска висина 1005 m, просечна брзина ветра 6,13 m/s). Међутим, због тежих услова транспорта гломазних компонената опреме већих и ефикаснијих машина на високе планине, ветроелектране се тренутно граде само у Војводини.

1.3.3. Енергетски потенцијал биомасе

Србија располаже значајним потенцијалом различитих облика *отпадне* биомасе који могу бити искоришћени у енергетске сврхе. Укупни технички искористив енергетски потенцијал отпадне биомасе је процењен на 2,7 - 3,4 милиона тона еквивалентне нафте (ten) годишње. Углавном га чине остаци дрвета настали у шумарству и дрвној индустрији и остаци различитих биљних сорти насталих у ратарству, воћарству, виноградарству и примарној преради воћа. Годишњи принос отпадне биомасе од пољопривредне и воћарске производње у Србији је реда 1,6 -1,7 милиона ten, а од шумарства око 1,0 – 1,5 милиона ten. Биљни принос за производњу погонских горива има енергетску вредност око 0,2 милиона ten, а отпад у сточарству око 0,04 милиона ten. Просторна расподела енергетског потенцијала биомасе у Србији није равномерна. Док је пољопривредна биомаса доминантна на северу Републике, покривеност Србије шумском биомасом је већа у њеном средњем и јужном делу, како је приказано на Слици 5.7¹⁸.



Слика 1.3.3: Покривеност подручја Србије шумом

Као што је већ речено, најчешћи облици биомасе су дрвни отпад или неискоришћени део (остаци или отпад) различитих домаћих ратарских, виноградарских, воћарских повртарских, и других култура. Технички искористив енергетски потенцијал биомасе у Србији је реда 3,2 милиона тона еквивалентне нафте. Укупна енергетска вредност појединих врста домаће биомасе у току једне године је приказана у Табели 1.3.3.

Табела 1.3.3: Енергетски потенцијал биомасе¹⁹

Врста биомасе	Потенцијал (ten)
Дрвна биомаса	1.527.678
Дрво за ложење	1.150.000
Шумски отпаци	163.760
Отпад прераде дрвета	179.563
Дрвни отпад изван шума	34.355
Пољопривредна биомаса	1.670.240
Отпаци из пољопривреде	1.023.000
Отпаци из воћарства	605.000
<u>Стајско ђубриво (биогаз)</u>	<u>42.240</u>
<u>Укупно биомаса</u>	<u>3.197.918</u>

¹⁸ Thermal Science, Vol. 8 (2004), No. 2

¹⁹ Thermal Science, Vol. 8 (2004), No. 2

Најчешћи начин коришћења биомасе је њено директно сагоревање. Спаљивање биомасе је праћено емисијом суспендованих честица и штетних гасова, што је противно циљевима заштите животне средине и здравља становништва. И поред тога, у земљама ЕУ се биомаса сматра обновљивим извором енергије који се може спаљивати у енергетске сврхе, уз образложење да ослобођени CO₂ бити везан кроз процес фотосинтезе током наредних деценија. Подстицајним мерама Владе Републике Србије подржано је сагоревање биомасе за производњу топлотне и електричне енергије. Такође, биомаса може бити, путем хемијске конверзије, трансформисана у биогорива као што су биогаз за сагоревање у домаћинству или биодизел и биоетанол за погон возила. Остали начини трансформација биомасе су пиролиза, гасификација и добијање водоника.

1.3.4. Енергетски потенцијал геотермалне енергије

На основу расположивих података о температурама и издашности појединих геотермалних извора, може се ценити да постоји перспективни технички искористив енергетски потенцијал у подручјима Војводине, Мачве, Посавине, Тамнаве, Поморавља и Подунавља, као и у области око Враћа и Топлице. Главне могућности примене геотермалне енергије у Србији (непосредно или преко топлотне пумпе) су за грејање простора и санитарне воде, као и базена за рекреативне сврхе, или у бањама за потребе рехабилитације и лечења различитих болести. Поред тога, могуће је користити геотермалну енергију и за вансезонско гајење биља у стакленим баштама, грејање рибњака, за загревање стаја и других просторија у којима се гаје животиње, али и за климатизацију, посебно у пољопривредној и прехранбеној индустрији.

Укупни теоријски капацитет постојећих активних и неактивних (затворених, оштећених, или ликвидираних) геотермалних извора је 83 MW. Капацитет бушотина, извора и инсталираних постројења који су у функцији износи 42 MW, док се у пракси користи мање од 14 MW. Укупна топлотна снага која би се могла добити искоришћењем свих постојећих извора термалне воде износи око 216 MW уз производњу топлотне енергије око 7.650 TJ годишње (2,125 TWh) односно уз могућу замену 0,18 милиона *ten*²⁰. Спровode се и анализе могућности њеног коришћења за производњу електричне енергије, али су те могућности ограничене због релативно ниске температуре и минеролошког састава воде геотермалних извора.

1.3.5. Енергетски потенцијал комуналног отпада

Из разлога заштите животне средине и здравља становништва, комунални отпад не треба користити у енергетске сврхе. Спаљивање отпада се противи концепту циркуларне економије и не представља цивилизацијски прихватљив поступак третмана отпада. Разлози на којима се темељи овако оштар и категоричан став су дати у одељку 3.9.

Под комуналним отпадом подразумевају се чврсти отпадни материјали из домаћинства и комуналних објеката, индустријских постројења, туристичких и трговачких објеката, отпад са јавних површина и пољопривредни отпад настао услед различитих пољопривредних активности у приградским срединама. У структури комуналног отпада сагорљиво је 65% до 70% отпадних материја (Слика 1.3.5²¹).

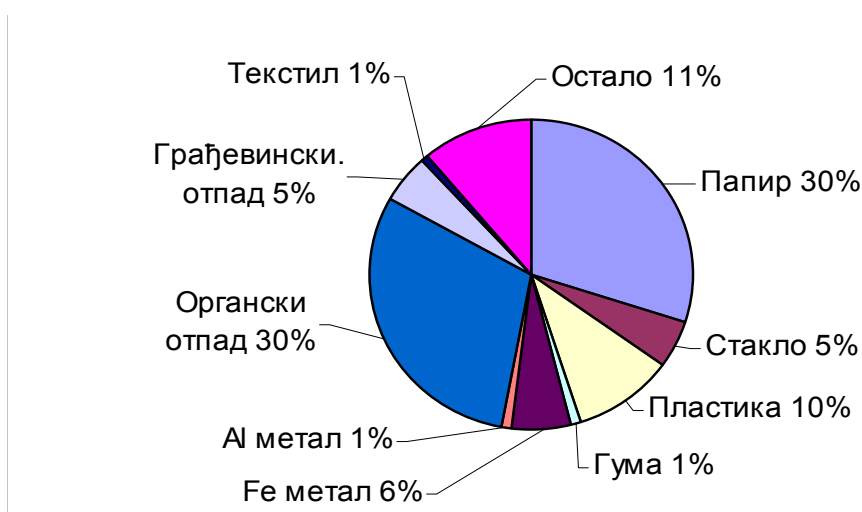
²⁰ Једна тона еквивалентне нафте (*ten*) одговара енергији од 11630 kWh.

²¹ Службени гласник Републике Србије број 99/2009

На депонијама комуналног отпада настаје депонијски гас као последица његовог анаеробног распадања. Ефекат такве анаеробне ферментације је разлагање органских материјала уз мање загађење животне средине.

Теоријска вредност енергетског потенцијала комуналног отпада у Србији, који настаје у количини око 1 kg по глави становника (средња дневна количина), одређује његова сепарисана сагорљива фракција, која има просечну енергетску вредност приближну енергетској вредности угља, око 8 до 10 MJ/kg (2,22 - 2,77 kWh/kg). Енергетски потенцијал комуналног отпада у Србији теоријски може достићи 0,3 милиона tен годишње (3,48 TWh). Због потешкоћа у експлоатацији, технички остварив енергетски потенцијал износио је свега 0,1 милиона tен.

У погледу коришћења комуналног отпада, бројна искуства указују да је предуслов његовог успешног коришћења у енергетске сврхе увођење и стриктна примена одговарајуће регулативе, система сертификата и надзора, што је тешко спровести у земљама где нема адекватног надзора над увозом, прерадом и одлагањем отпада.



Слика 1.3.5: Структура чврстог комуналног отпада у Србији

1.4. Укупни енергетски потенцијал нових обновљивих извора енергије

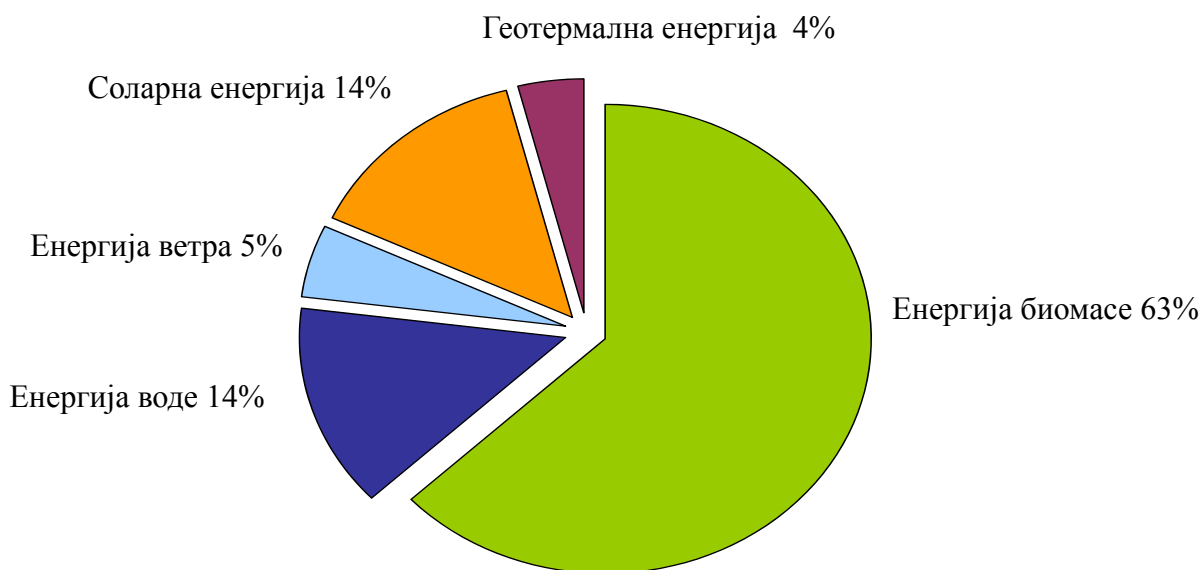
Насупрот њиховом релативно малом учешћу у потрошњи, енергетски потенцијал обновљивих извора енергије у Србији је релативно велики и веома разноврстан. Према званичним подацима из 2009. године^{22, 23} у структури технички искористивог енергетског потенцијала обновљивих извора енергије у Србији доминира биомаса (учествује са око 63%), а следе енергија воде (хидропотенцијал) и енергија сунчевог зрачења (учествују са по 14%), затим енергија ветра (учествује са око 5%) и геотермална енергија (учествује са око 4%) (Слика 1.4²⁴). Остали обновљиви извори енергије (комунални отпад и други) нису укључени у ову званичну статистику.

²² Службени Гласник Републике Србије 99/2009

²³ Распољиви подаци из претходних година потврђују сличан удео

²⁴ Службени Гласник Републике Србије 99/2009

Енергетски потенцијал наведених обновљивих извора у Србији је званично окарактерисан као технички искористив и процењен на преко 4,3 милиона тен годишње (50 TWh), од чега се око 2,7 милиона тен годишње (31,4 TWh) налази у виду биомасе, 0,6 милиона тен годишње (6,97 TWh) у преосталом неискоришћеном хидропотенцијалу (од тога у потенцијалу малих водотокова 0,13 милиона тен), 0,2 милиона тен годишње (2,32 TWh) у постојећим геотермалним изворима, 0,2 милиона тен годишње у енергији ветра (2,32 TWh) и 0,6 милиона тен годишње (6,97 TWh) у искоришћењу енергије сунчевог зрачења.



Слика 1.4. Структура укупног енергетског потенцијала обновљивих извора у Србији

Наведена структура је заснована на дотадашњим²⁵ проценама могућег искоришћења енергетског потенцијала појединих врста обновљивих извора. Свеобухватнија и детаљнија истраживања технички искористивог и економски оправданог потенцијала са прихватљивим утицајем на животну средину може довести до промене у процени енергетског потенцијала појединих обновљивих извора. Према пројекту *Climate Strategy and Action Plan*²⁶, који је финансирао ЕУ, израдила немачка консултантска кућа GFA, и који је надлежно Министарство прихватило и послало на усвајање Влади Републике Србије, међу циљевима за 2030. и 2050. годину је увећање инсталисане снаге српских ветроелектрана на 1170 MW у 2030. и на 2253 MW у 2050. години. Према истом сценарију, снагу српских соларних електрана би требало увећати на 4462 MW до 2030. и до 10521 MW у 2050. години. У поменутом документу GFA наводе се и други сценарији, где се очекује да снага ветрогенератора достигне 4000 MW, док би снага соларних електрана достигла 13000 MW. Током одговарајуће јавне расправе, достављене су примедбе које доводе у питање наведене сценарије, па ће у даљем тексту бити разматран само наведени. Одговарајућа годишња производња током назначених година требало би да достигне 2,15 и 4,15 TWh за ветроелектране, односно 5,78 и 13.64 TWh за соларне електране (наведени износи су блиски предвиђањима прорачуна спроведеног у одељку 6.5.2 и одговарајућег

²⁵ 2009. године

²⁶ Climate Strategy and Action Plan, Baseline Scenarios 2050, GFA, Sept. 2018

препорученог сценарија, дискутованог у одељку 6.5.3). Разматрања о остваривој производњи из ветрогенератора и соларних електрана дата су у одељку 5, док се финансијски ефекти њиховог коришћења као замене термоелектрана на угаљ разматрају у одељцима 4.7.4 - 4.7.7, са анализом карактеристичних сценарија у одељцима 6.4.2 - 6.4.5 и 6.5.

2. Енергетски биланс Републике Србије

2.1. Уводне напомене

Одлуком Владе потврђен је планирани Енергетски биланс Републике Србије за 2021. годину²⁷. Билансом су утврђени годишњи износи енергије и енергената потребни за поуздано, сигурно и квалитетно снабдевање крајњих купаца енергије и енергената за 2021. годину, при чему су приказани верификовани подаци о остварењу биланса за 2019. годину и процењени подаци о извршењу биланса за 2020. годину. Енергетски биланс је израђен на основу планских података о потребној производњи, преради и снабдевању енергијом и енергентима за 2021. годину и извештаја о остварењу биланса у 2019. години и процене његовог остварења у 2020. години. При томе су сви токови енергије посматрани у оквиру три система енергије: (1) систем примарне енергије, (2) систем трансформација примарне енергије и (3) систем финалне енергије. При томе су сви токови енергије посматрани у оквиру три билансна блока: (1) блок примарне енергије, (2) блок трансформација примарне енергије и (3) блок финалне енергије, Слика 2.1.1.

У оквиру блока примарне енергије, биланс приказује укупно расположиву примарну енергију за потрошњу, која обухвата домаћу производњу примарне енергије на бази коришћења домаћих ресурса угља, сирове нафте, природног гаса, хидропотенцијала, биомасе, биогаса, енергије ветра, енергије сунца, геотермалне енергије, увоз и извоз енергије и енергената и залихе енергената. Збирна потрошња примарне енергије обухвата домаћу производњу примарне енергије увећану за износ увоза и залиха, а умањену за износ извоза и складиштења за међународни бродски и авио саобраћај.

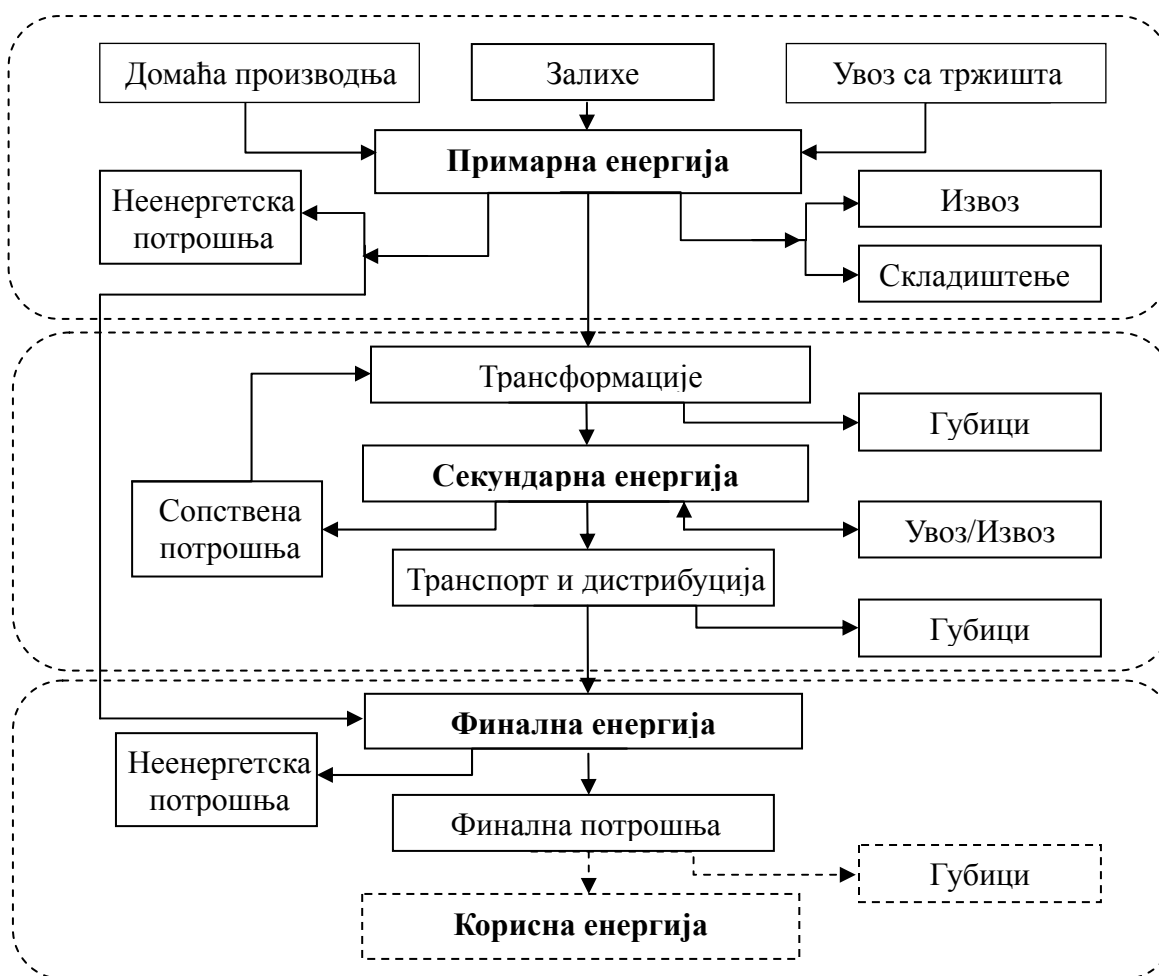
У оквиру блока трансформација примарне енергије биланс приказује (1) количину примарне енергије и енергента на улазу у постројења за трансформацију у секундарну енергију и енергенте (електране, топлане, индустријске енергане, рафинерије нафте и природног гаса, прераду угља и производња пелета и брикета), (2) количину енергије произведене из процеса трансформација, (3) сопствену потрошњу произведене енергије у оквиру енергетског сектора и (4) количину енергије изгубљене у процесима преноса и дистрибуције енергије од извора до њене финалне потрошње.

У оквиру блока финалне енергије Биланс приказује (1) енергију расположиву за финалну потрошњу у енергетске сврхе и (2) енергију намењену за не-енергетске сврхе, као и расподелу енергије за финалну потрошњу у енергетске сврхе (3) расподелу по секторима потрошње (индустрија са грађевинарством, саобраћај, домаћинства, пољопривреда, остало) и (4) расподелу по енергентима (чврста горива, течна горива, гасовита горива, електрична енергија, топлотна енергија, ОИЕ). Губици у финалној потрошњи нису обухваћени билансом да би могла бити установљена стварно искоришћена (корисна) енергија.

На основу прикупљених планских података и њихове обраде, у наставку су приказани појединачни, односно секторски биланси нафте, деривата нафте и биогорива, природног гаса, угља, ОИЕ, електричне енергије и топлотне енергије за 2021. годину, званично објављени у Службеном Гласнику Републике Србије²⁸. Објављени енергетски биланс Републике Србије не обухвата податке са територије Аутономне покрајине Косово и Метохија, јер из познатих разлога нису били доступни у тренутку формирања званичног енергетског биланса Републике.

²⁷ „Службени гласник РС”, бр. 156 од 25. децембра 2020. године

²⁸ „Службени гласник РС”, бр. 156 од 25. децембра 2020. године



Слика 2.1.1: Компоненте енергетског биланса

2.2 Енергетски биланси по врстама енергената

2.2.1. Нафта, деривати нафте и биогорива

Производња нафте у Републици Србији обавља се на 63 нафтна поља са 666 бушотина. НИС поседује прерађивачки комплекс са два погона у Панчеву и Новом Саду, укупног капацитета прераде 7,3 милиона t сирове нафте годишње, али погон у Новом Саду тренутно не ради, па је тренутни капацитет прераде 4,8 милиона t сирове нафте годишње. Производња течног нафтног гаса, као деривата нафте и природног гаса, обавља се у Елемиру и Оцацима.

Транспорт деривата нафте од рафинерија до терминалских постројења углавном се обавља железничким и бродским транспортом, а у развоју до крајњих потрошача, друмским. Цеповодни транспорт врши ЈП „Транснафта” нафтоводом који се простире на траси од реке Дунав од Сотина на граници са Републиком Хрватском до Рафинерије Панчево (154,4 km) и

Рафинерије Нови Сад (63,4 km), и између рафинерија Нови Сад и Панчево (91 km). Увоз деривата нафте је слободан, а малопродаја се обавља кроз развијену и разгранату трговачку мрежу 1500 објеката. Снабдевање превозних средстава компримованим природним гасом обавља се на 26 станица.

Биланс нафте, деривата нафте и биогорива обухвата производњу, увоз и извоз сирове нафте, прераду сирове нафте у рафинеријама као и производњу, увоз, извоз и потрошњу деривата нафте. У 2021. години снабдевање сировом нафтом за прераду у рафинеријама обезбедиће се из домаће производње у износу од 0,765 милиона t (21%), а из увоза ће се обезбедити потребна додатна количина сирове нафте у износу од 2,980 милиона t (79%), што је за 22% више у односу на увоз у 2020. години који је био 2,438 милиона t (74%) и значи повећање увозне зависности у нафти.

За рафинеријску прераду је предвиђено 4,137 милиона t, 15% више у односу на прераду у 2020. години (3,6 милиона t). Домаћа бруто производња деривата планирана је у износу од 4,09 милиона t, што је за 15% више у односу на 2020. годину (3,57 милиона t). Да задовољи планиране укупне потребе за нафтним дериватима у 2021. години, Србија ће, уз планирану домаћу производњу и расположиве залихе, недостајуће потребе (0,95 милиона t) обезбедити из увоза, 6% више у односу на увоз у 2020. години (0,90 милиона t), док ће планиран извоз бити 0,80 милиона t, колико је и процењени извоз у 2020. години.

Укупна финална потрошња деривата нафте у 2021. години планирана је да буде 3,26 милиона t, од чега је за неенергетске сврхе 0,55 милиона t тако да је финална потрошња у енергетске сврхе планирана у износу од 2,71 милиона t (31,52 TWh). У структури ове финалне потрошње нафтних деривата за 2021. годину индустрија учествује са 13%, саобраћај са 79%, а остали сектори са 8%.

2.2.2. Природни гас

У Србији се природни гас производи из 78 бушотина, а недостајуће количине се обезбеђују увозом, највећим делом из Русије. До сада је увоз руског гаса вршен гасоводом преко Мађарске, а завршетком изградње гасовода „Турски ток“ омогућен је увоз природног гаса и преко Бугарске. Транспорт природног гаса обављају „Транспортгас Србија“ и „Југоросгаз-Транспорт“. Дистрибуцију гаса у Србији обавља 30 лиценцираних дистрибутера. Снабдевање природним гасом обавља 64 лиценцирана снабдевача, од којих 32 врше јавно снабдевање. Складиштење природног гаса обавља се у подземном складишту „Банатски Двор“.

Биланс природног гаса обухвата производњу природног гаса, увоз, залихе, укупно расположиве количине за потрошњу, која обухвата потрошњу за трансформације, сопствену потрошњу енергетског сектора и губитке у транспорту и дистрибуцији, при чему количине расположиве за финалну потрошњу обухватају и потрошњу за неенергетске сврхе.

Укупне планиране количине природног гаса потребне за планирану потрошњу у 2021. години износе 2,46 милијарди m³ (тачније 2.458,15 милиона m³), што је за 1% мање од количина у 2020. години (2,48 милијарди m³). Планирано је да се за те потребе природног гаса обезбеди 15% из домаће производње и 85% из увоза. Тако ће укупна домаћа производња природног гаса у 2021. години бити 394,75 милиона m³, за 2% мање од производње у 2020. години (402,72 милиона m³),

а увоз 2.163,4 милиона m^3 , што је за 8% више од увоза у 2020. години (2.011,39 милиона m^3) и утиче на повећање увозне зависности Србије и у природном гасу.

Од укупно планираних количина природног гаса, за производњу електричне и топлотне енергије у 2021. години биће утрошено 1.105,33 милиона m^3 (11,34 TWh), 19% више у односу на потрошњу у 2020. години (932,32 милиона m^3). Планирана неенергетска потрошња је приближно иста као у 2020. години (170 милиона m^3). Планиране количине природног гаса за финалну потрошњу у енергетске сврхе износе 962,16 милиона m^3 , за 15% мање од потрошње у 2020. години (1.131,23 милиона m^3). У структури финалне потрошње природног гаса индустрија учествује са 54,1% (520,81 милиона m^3), саобраћај са 1,2% (11,33 милиона m^3), домаћинства 22,2% (213,60 милиона m^3), јавне и комерцијалне делатности 20,4% (195,93 милиона m^3) и пољопривреда 2,1% (20,50 милиона m^3).

2.2.3. Угаљ

Биланс угља обухвата производњу, прераду, увоз, извоз и потрошњу угља, као и производњу и потрошњу високопећног гаса. Потребне количине угља за уредно снабдевање купаца у 2021. години обезбедиће се 98% из домаће производње и 2% из увоза. Производња угља обухвата производњу каменог угља, мрког угља и лигнита. Производња се врши у рудницима са подземном експлоатацијом угља (ЈП ПЕУ „Ресавица“) у којима се производи камени, мрки угаљ и лигнит; у рудницима са површинском експлоатацијом (Колубара и Костолац у саставу ЈП ЕПС) у којима се производи лигнит; и у руднику са подводном експлоатацијом (Ковин) у коме се производи лигнит.

У 2021. години планирана је производња угља из рудника са подземном експлоатацијом од 388,50 хиљада t, за 1% више од производње у 2020. години (374,48 хиљада t); из површинске експлоатације 38,45 милиона t (Колубара са 29,10 милиона t, и Костолац 9,35 милиона t), за 1,5% мање од производње у 2020. години (39,04 милиона t); и из рудника са подводном експлоатацијом 230 хиљада t, за 19% више од производње у 2020. години (196,23 хиљаде t).

У структури производње домаћих угљева лигнит учествује са 99%, а свега 1% камени и мрки угаљ. Од укупне домаће производње угља, планирано је да се у 2021. години 94% ове производње потроши за производњу електричне енергије у термоелектранама. Планирани увоз угља у 2021. години износи 0,950 милиона t, колико и у 2020. години. Планирани извоз угља износи 0,100 милиона t, што је више у односу на извоз у 2020. години (0,075 милиона t).

Укупне расположиве количине угља из домаће производње, нето увоза и залиха у 2021. години планиране су у износу од 7,114 милиона ten. Од ове количине највећа је примарна **потрошња** угља за трансформацију енергије (6,95 милиона ten), од чега 6,48 милиона ten за производњу електричне и топлотне енергије, што је за 3% мање у односу на исту потрошњу у 2020. години (6,71 милиона ten); као и за прераду угља у сушарама (0,19 милиона ten), што је за 44% више него у 2020. години (0,13 милиона ten). Планирана производња сушеног лигнита у 2021. години је 575 хиљада t, за 28% већа него у 2020. години (448,03 хиљаде t). Потрошња кокса за високе пећи у износу од 0,28 милиона ten је за 2% већа у односу на процењену потрошњу у 2020. години (0,27 милиона ten).

Планирана финална потрошња угља у 2021. години износи 0,52 милиона *ten*, што је за 2,5% мање од потрошње у 2020. години (0,53 милиона *ten*). Ове количине обухватају потрошњу за неенергетске сврхе (0,005 милиона *ten*) као и финалну потрошњу у енергетске сврхе. Планирана финална потрошња угља у енергетске сврхе у 2021. години износи 0,51 милиона *ten*, што је за 3% мање од потрошње у 2020. години (0,52 милиона *ten*). У структури финалне потрошње за енергетске сврхе, индустрија учествује са 46%, домаћинства са 46%, а остали сектори са 8%.

2.2.4. Обновљиви извори енергије

Биланс енергије из обновљивих извора енергије (ОИЕ) обухвата производњу и потрошњу електричне енергије из великих и малих водених токова, енергије ветра и сунца, биогаса, као и производњу и потрошњу топлотне енергије из геотермалне енергије и биомасе (огревно дрво, пелет и брикет). У 2021. години планирано је повећање производње енергије из ветра, биогаса, а мање коришћење хидропотенцијала у односу на 2020. годину. Укупна планирана производња енергије из ОИЕ у 2021. години износи 2,06 Мтое (24 TWh), што је на нивоу производње у 2020. години (2,07 милиона *ten*). У структури планиране укупне домаће производње примарне енергије за 2021. годину, ОИЕ учествују са 20%, колико и у 2020. години (24 од 117 TWh).

У структури планиране производње енергије коришћењем ОИЕ у 2021. години учешће чврсте биомасе износи 58%, хидропотенцијала 36%, енергије ветра 4%, док биогас, енергија сунца и геотермална енергија учествују укупно са 2%. Производња и потрошња чврсте биомасе обухвата производњу и потрошњу огревног дрвета, пелета и брикета у енергетске сврхе (за потребе производње електричне и топлотне енергије). Планирана производња чврсте биомасе у 2021. години је 1,19 милиона *ten*. Од ове количине, у топланама ће бити утрошено свега 0,002 милиона *ten*, што је на нивоу потрошње у 2020. години. Планирана финална потрошња биомасе износи 1,11 Мтое. У структури потрошње биомасе, индустрија учествује са 18%, домаћинства са 80%, а остали сектори са 2%.

У 2021. години, планирани капацитети постројења за производњу електричне енергије на биомасу износе 2,38 MW, док капацитети постројења на биогас износе 27,51 MW. Билансирана примарна енергија биогаса, биомасе, великих и малих водених токова, енергије ветра и енергије сунца планираних за производњу електричне енергије обухваћена је у склопу наредног поглавља 2.2.5 о укупној производњи електричне енергије у Републици Србији. Слично томе је у поглављу 2.2.6 обихваћен биланс ОИЕ који се користе за производњу топлотне енергије.

2.2.5. Електрична енергија

Планирани капацитети (снага на прагу електране) за производњу електричне енергије у Србији за 2021. годину износе укупно 8.222,48 MW и обухватају термоелектране (ТЕ) са снагом на прагу 4.079 MW, термоелектране-топлане (ТЕ-ТО) са снагом на прагу 486 MW, велике хидроелектране (ХЕ) са снагом на прагу 2.976 MW, мале хидроелектрана (МХЕ) са снагом на прагу 108,48 MW (и поред изразито негативног утицаја на животну средину, за удео малих ХЕ од 92,21 MW и даље ће бити исплаћиване подстицајне мере), индустријске енергане снаге на прагу 98,35 MW, ветроелектране које ће користити подстицајне мере 397,46 MW, соларне електране снаге 11,43 MW, од којих ће подстицајне мере користити 8,82 MW, ТЕ на биогас снаге 27,51 MW, од којих ће подстицајне мере користити 23,29 MW, ТЕ на биомасу снаге 2,38 MW (свака ТЕ на биомасу ће користити подстицајне мере), као и комбинована постројења за

спрегнуту производњу топлотне и електричне енергије снаге 35,87 MW од чега ће 25,94 MW користити подстицајне мере.

Планирани биланс електричне енергије за 2021. годину обухвата производњу у ТЕ, ТЕ-ТО, ХЕ, у индустријским енерганамa, у електранама на сунце и ветар, као и у осталим постројењима на биогаз, биомасу и природни гас које производе електричну енергију из високоефикасне комбиноване производње. Поред наведеног, Биланс обухвата и увоз и извоз електричне енергије, губитке у преносу и дистрибуцији, утрошак за производњу енергије у реверзибилним ХЕ (РХЕ), сопствену потрошњу енергетског сектора, финалну потрошњу по секторима потрошње и друге аспекте. Планирана бруто производња електричне енергије у 2021. години износи 38.417 GWh, што је за 1% више у односу на процењену бруто производњу у 2020. години (38.099 GWh).

У 2021. години планирана укупна производња електричне енергије из ХЕ укључујући и РХЕ је 9.680 GWh, од чега коришћењем потенцијала великих токова 8.528 GWh или 0,73 милиона тен, што је за 2% мање од него у 2020. години (8.667 GWh или 0,75 милиона тен). Производња електричне енергије у МХЕ, планирана је у износу од 324 GWh или 0,03 милиона тен, што је за 2% више него у 2020. години (318 GWh или 0,03 милиона тен). Планирано коришћење енергије сунца у соларним електранама са фотонапонским панелима је 13 GWh, што је за 7% мање него у 2020. години (14 GWh). Планирано коришћење биогаза у 2021. години за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије је 0,018 милиона тен, што је за 34% мање него у 2020. години (0,03 милиона тен). Планирано коришћење енергије ветра у 2021. години је 1077 GWh, што је за 5% више него у 2020. години (1.030 GWh).

У структури планиране бруто производње електричне енергије у 2021. години ТЕ учествују са 67,6% или 25.959 GWh, ТЕ-ТО са 2,9% или 1.115 GWh, ХЕ са 25,2% или 9.680 GWh, од чега постројења која користе подстицајне мере 0,84% или 332,33 GWh, ветроелектране које користе подстицајне мере 2,8% или 1.077 GWh, соларне електране са само 0,034% или 13 GWh, од чега постројења која користе подстицајне мере 11 GWh, ТЕ на биогаз које користе подстицајне мере 0,33% или 125 GWh, ТЕ на природни гас које производе електричну енергију из високоефикасне комбиноване производње и користе подстицајне мере 0,25% или 95,3 GWh, ТЕ на биомасу које користе подстицајне мере 0,052% или 20 GWh и индустријске енергане 0,87% или 333 GWh.

Планирани увоз (са транзитом) електричне енергије у 2021. години износи 5.279 GWh што је за 6% више у односу на увоз у 2020. години (5.002 GWh). Планирани извоз (са транзитом) електричне енергије у 2021. години износи 6.045 GWh, што је за 2% више од процењеног извоза у 2020. години (5.943 GWh). Планирана сопствена потрошња електричне енергије у енергетском сектору у 2021. години износи 4.230 GWh, што је за 1% више од потрошње у 2020. години (4.193 GWh). Потрошња за 828 GWh из РХЕ је планирана у износу од 1.250 GWh, што је за 12% више од него у 2020. години (1.115 GWh). Губици преноса и дистрибуције у 2021. години планирани су у износу од 4.074 GWh, што је за 6% мање од губитака у 2020. години (4.331 GWh). За финалну потрошњу преостаје 73,1% (28.096 GWh) од планиране бруто производње електричне енергије.

Планирана финална потрошња електричне енергије у 2021. години износи 28.096 GWh, што је за 2% више у односу на финалну потрошњу у 2020. години (27.519 GWh). У структури потрошње

индустрија учествује са 31%, саобраћај са 1,3%, домаћинства са 47,5%, јавне и комерцијалне делатности са 19% и пољопривреда са 1,2%.

2.2.6. Топлотна енергија

Капацитети за производњу, дистрибуцију и снабдевање топлотном енергијом у Републици Србији обухватају укупне капацитете топлана у оквиру 69 система даљинског грејања (СДГ) инсталисане снаге 5.232,82 MW, капацитете за одузимање топлотне енергије из ТЕ Колубара, ТЕ Никола Тесла и ТЕ Костолац (за грејање Лазаревца, Обреновца и Костолца и Пожаревца, респективно) укупне снаге 437,60 MW, ТЕ-ТО укупног капацитета за производњу топлоте од 486 MW за грејање стамбеног и пословног простора, и 510 MW капацитета у енерганама који се највећим делом користе за производњу топлотне енергије за потребе производних процеса и грејања радног простора у индустријским предузећима.

За производњу топлотне енергије у топланама користе се природни гас, угаљ, нафтни деривати и биомаса. Планирана потрошња природног гаса у 2021. години у топланама износи 554,04 милиона m³, угља 152.337 t, нафтних деривата 51.720 t, а биомасе 6.991 t. У укупној потрошњи енергената у топланама природни гас учествује са 80,6%, нафтни деривати са 9,2%, угаљ са 9,7%, а биомаса са мање од 1%.

Планирана производња геотермалне енергије у 2021. години је на нивоу процењене у 2020. години и износи 0,005 милиона t_{ен}. Наведена количина произведене геотермалне енергије користи се искључиво за грејање. Овим податком није обухваћено и коришћење геотермалне енергије путем топлотних пумпи уз одговарајући утросак електричне енергије за погон компресора радног флуида.

Биланс топлотне енергије обухвата потрошњу енергената, производњу топлотне енергије у ТЕ, ТЕ-ТО, топланама и индустријским енерганама, губитке у дистрибуцији као и финалну потрошњу по секторима потрошње. Планирана производња топлотне енергије у 2021. години од износи 40.066 TJ (11,13 TWh), што је за 8% више од производње у 2020. години (37.025 TJ). У структури планиране производње топлотне енергије, топлане учествују са 56%, индустријске енергане са 25%, ТЕ са 7% и ТЕ-ТО са 12%. Планирани губици у дистрибуцији топлотне енергије у 2021. години износе 3.042 TJ, што је за 7% мање од губитака у 2020. години (3.282 TJ).

Планирана финална потрошња топлотне енергије у 2021. години износи 32.932 TJ, што је за 4% више од потрошње у 2020. години (31.568 TJ). У структури потрошње топлотне енергије индустрија учествује са 29%, а домаћинства и остали сектори потрошње са 71%.

2.3. Збирне потребе за енергијом

Укупне потребе Републике Србије за појединим врстама примарне и секундарне, односно финалне енергије на годишњем нивоу утврђене су на основу претходно дефинисаних појединачних биланса за нафту, деривате нафте и биогорива, природни гас, угаљ, обновљиве изворе енергије као и за електричну и топлотну енергију. Обухваћени су укупна домаћа производња примарне енергије према врстама енергената, увоз и извоз енергије и енергената,

укупно расположива примарна енергија за потрошњу по врстама енергената, утрошак примарне енергије за производњу секундарне енергије трансформацијом, секундарна енергија произведена трансформацијом, сопствена потрошња енергетског сектора, губици енергије у преносу и дистрибуцији, расположива енергија за финалну потрошњу, финална потрошња енергије у не-енергетске сврхе и финална потрошња енергије у енергетске сврхе по секторима потрошње и по врстама енергије и енергентима.

Домаћа производња примарне енергије обухвата експлоатацију/коришћење домаћих ресурса угља, сирове нафте, природног гаса и обновљивих извора енергије (хидропотенцијал, геотермална енергија, енергија ветра, соларна енергија, биогаз, биомаса). Планирана домаћа производња примарне енергије у 2021. години износи 10,12 милиона тен, што је за 1% мање него у 2020. години (10,24 милиона тен или 119 TWh). У структури домаће производње примарне енергије угаљ учествује са 68,5%, нафта са 8,0%, природни гас са 3,1%, хидропотенцијал 7,2%, биомаса са 11,8%, док геотермална енергија, соларна енергија, енергија ветра и биогаз учествују са укупно 1,4%.

Планирани увоз примарне енергије, укључујући сирову нафту и деривате нафте, природни гас, угаљ и електричну енергију (као еквивалент у хидропотенцијалу), износи 6,84 милиона тен (или 79 TWh), што је за 11% више од увоза у 2020. години (5,93 милиона тен). Највеће учешће у увозу од 60% има сирова нафта и деривати нафте, затим природни гас 25%, угаљ 8%, електрична енергија 6,6% и биомаса мање од 1%. Извоз примарне енергије укључујући и електричну енергију у 2021. години је планиран у количини од 1,40 милиона тен (или 16 TWh), што је за 1% више од извоза у 2020. години (1,39 милиона тен). Највеће учешће у извозу од 57,5% имају деривати нафте, затим електрична енергија са 37,1%, биомаса (пелет) са 3,8% и угаљ са 1,6%.

Укупна расположива примарна енергија у 2021. години износи 15,17 милиона тен (176,43 TWh), што је за 1% више него у 2020. години (15,04 милиона тен). Потребна количина примарне енергије биће обезбеђена из домаће производње (64,1%) и из нето увоза (35,9%). Од укупно планиране примарне енергије за енергетску потрошњу (снабдевање) у износу 15,01 милиона тен (или 176 TWh), 93% (13,93 милиона тен) је предвиђено за трансформације у термоелектранама, термоелектранама – топланама, хидроелектранама, електранама на ветар, соларним електранама, индустријским енерганама, постројењима на биогаз, биомасу, депонијски и канализациони гас, у рафинеријама нафте, топланама, преради угља, високим пећима и у постројењима за производњу пелета и брикета. Овај износ је за 5% већи од износа за 2020. годину (13,32 милиона тен).

У примарној енергији предвиђеној за трансформације у 2021. години (13,93 милиона тен), угаљ чини 49,9%, сирова нафта и полупроизводи 31,7%, хидропотенцијал 5,3%, природни гас 6,3%, енергија ветра 0,7%, док деривати нафте, енергија сунца, биогаз, биомаса и депонијски и канализациони гас учествују укупно са 6,1%. Планирана производња енергије и енергената из трансформација у 2021. години износи 9,45 милиона тен, што је за 9% више него у 2020. години (8,65 милиона тен). У структури трансформисаних облика енергије сирова нафта и деривати нафте учествују са 49,0% (4,63 милиона тен), електрична енергија са 34,9% (3,30 милиона тен), топлотна енергија са 10,1% (0,96 милиона тен), производња пелета и брикета са 1,3% (0,12 милиона тен) и сушени лигнит и високопећни гас са 4,7% (0,45 милиона тен). Планирана сопствена потрошња енергетског сектора износи 0,98 Мтое, што је за 36% више него у 2020.

години (0,72 милиона tеn). Планирани губици у преносу и дистрибуцији износе 0,48 милиона tеn, што је за 6% мање него у 2020. години (0,51 милиона tеn).

Укупна финална енергија планирана за потрошњу у 2021. години износи 9,08 милиона tеn (или 105 TWh), што је за 1% више него у 2020. години (8,99 милиона tеn). Укупна финална енергија расположива за потрошњу обухвата потрошњу финалне енергије у неенергетске сврхе (потрошња енергената као сировине) и потрошњу финалне енергије за енергетске потребе крајњих корисника. Планирана потрошња финалне енергије у неенергетске сврхе у 2021. години износи 0,70 милиона tеn исто као у 2020. години. Потрошња финалне енергије у енергетске сврхе представља суму примарне енергије која се нетрансформисана користи директно у секторима потрошње и енергије добијене у процесима трансформација, умањене за потрошњу енергетског сектора, за губитке у преносу и дистрибуцији енергије и за неенергетску потрошњу. Потрошња финалне енергије у енергетске сврхе у 2021. години планирана је у износу од 8,40 милиона tеn²⁹, што је за 1% више него у 2020. години (8,28 милиона tеn).

У структури потрошње финалне енергије саобраћај учествује са 27%, индустрија са 26%, а 47% троше остали сектори потрошње (домаћинства, пољопривреда и јавне и комерцијалне делатности). У структури потрошње финалне енергије по енергентима у 2021. години, нафтни деривати учествују са 33,2%, електрична енергија са 29%, угаљ са 4,9%, природни гас са 9,1%, топлотна енергија са 9,4%, високопећни гас са 1,2%, а геотермална енергија, биомаса и биогаз заједно са 13,2%. Планирана потрошња нафтних деривата биће већа него у 2020. години за 6%, електричне енергије за 2%, топлотне енергије за 4%, а биомасе и биогаза за 1%, док ће потрошња угља бити мања за 3%, а природног гаса за 15%.

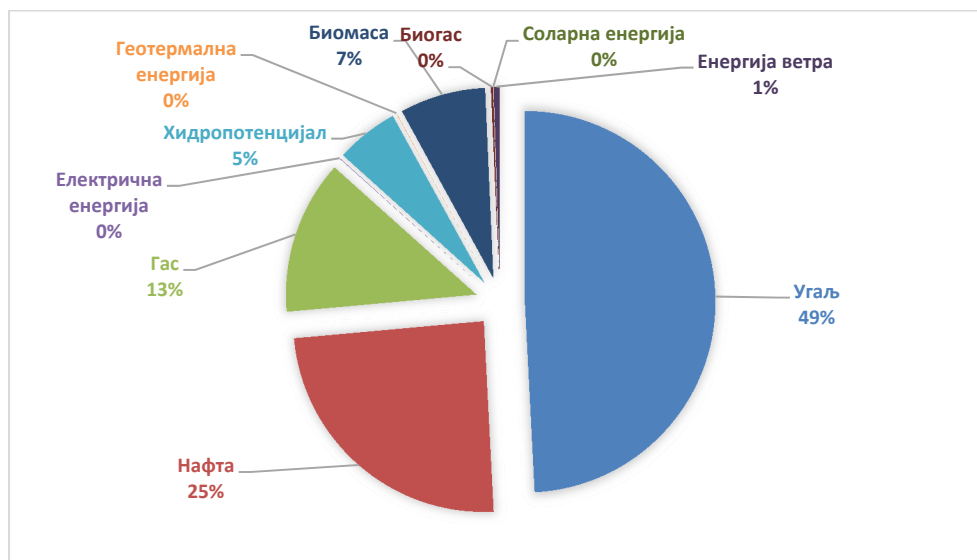
2.4. Сумарни индикатори енергетског биланса

На основу приказа званичног биланса планиране потрошње појединих врста енергије за 2021. годину³⁰, уз процену остварене потрошње за 2020. годину и верификованих података о потрошњи у 2019. години, могуће је утврдити постојећу структуру извора примарне енергије (“mix”) и карактеристичне индикаторе потрошње примарне енергије у Републици Србији. Ови индикатори треба да послуже као полазиште за планирање будуће потражње примарне енергије, начина како ту потражњу задовољавати у условима транзиције са фосилних на друге видове примарне енергије који мање или не емитују гасове са ефектом стаклене баште, и растуће потребе за што већом сигурношћу снабдевања потрошача довољним количинама енергије за финалну потрошњу.

У структури укупне потрошње примарне енергије у Републици Србији тренутно доминира домаћи угаљ, који покрива скоро половину укупних потреба. Слика 2.4.1 приказује садашњу структуру извора примарне енергије (енергетски 'микс') кроз остварени енергетски биланс за 2019. годину. Према процени остварења енергетског биланса за 2020. годину и према плану за 2021. годину, структура укупне потрошње примарне енергије је веома слична овој, као што приказује Табела 2.4.1. Међутим, треба очекивати да се ова структура у будућности брже мења уз пораст учешћа обновљивих извора примарне енергије, а смањење садашњег доминантног учешћа фосилних горива.

²⁹ Од примарне енергије за енергетске сврхе (15,01 милиона tеn) до прага финалне потрошње изгуби се око 44% у енергетским трансформацијама, транспорту и дистрибуцији, а томе треба додати губитке финалне енергије у потрошњи.

³⁰ „Службени гласник РС”, бр. 156 од 25. децембра 2020. године



Слика 2.4.1: Остварени енергетски биланс Србије за 2019. годину

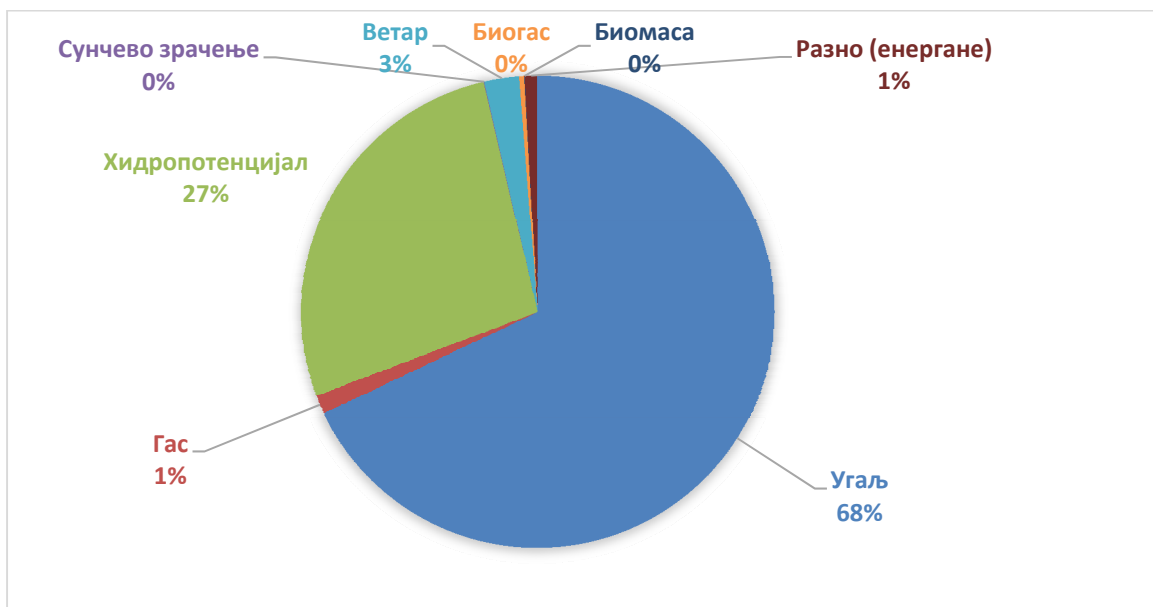
Табела 2.4.1: Структура укупне потрошње примарне енергије

Примарна енергија	Остварено 2019.		Процена за 2020.		Планирано за 2021.	
	10 ⁶ ten ³¹	%	10 ⁶ ten	%	10 ⁶ ten	%
Угаљ свих врста	7,506	49,17	7,345	49,34	7,114	47,70
Сирова нафта	3,722	24,38	3,639	24,45	4,004	26,67
Природни гас	1,993	13,06	1,975	13,27	1,957	13,04
Електрична енергија	0,007	0,04	-0,081	-0,54	-0,066	-0,44
Хидропотенцијал	0,813	5,33	0,745	5,01	0,733	4,89
Геотермална енергија	0,005	0,03	0,005	0,04	0,005	0,04
Биомаса	1,111	7,28	1,126	7,57	1,132	7,54
Биогас	0,028	0,19	0,041	0,28	0,037	0,25
Соларна енергија	0,001	0,01	0,001	0,01	0,001	0,01
Енергија ветра	0,077	0,51	0,089	0,60	0,093	0,62
Укупно	15,265	100	14,887	100	15,010	100

У Србији релативно ниску увозну зависност у примарним изворима енергије још увек обезбеђује домаћи лигнит, док се сиромаштво у течним и гасовитим горивима надокнађује из увоза. Будући да је лигнит неподобан за друге трансформације, око 94% његове годишње производње се користи за сагоревање у прозводњи преко 2/3 електричне енергије, што за Србију Стога је угаљ доминантан у производњи електричне енергије, што за Србију представља веома тежак проблем за решавање у процесу предстојеће декарбонизације. На Слици 2.4.2 је приказана структура извора примарне енергије у производњи електричне енергије у Србији током 2019. године, за коју постоје верификовани званични билансни подаци³².

³¹ Један милион тона еквивалентне нафте одговара енергији од 11,630 TWh.

³² „Службени гласник РС”, бр. 156 од 25. децембра 2020. године



Слика 2.4.2: Структура производње електричне енергије у Србији током 2019. године

У Табели 2.4.2 је приказан упоредни преглед основних индикатора потрошње енергије за 2019, 2020. и 2021. годину, укључујући укупну потрошњу примарне енергије по глави становника и удео увоза (увозну зависност) у тој потрошњи, уз посебно исказану потрошњу електричне енергије по глави становника и учешће домаћинстава као највеће потрошачке групе у тој потрошњи.

Табела 2.4.2: Основни енергетски индикатори Републике Србије

Индикатор	Година	2019.	2020.	2021.
Потрошња примарне енергије по глави становника (kg en/capita)		2.214,80	2.160,32	2.178,21
Увозна зависност у снабдевању енергијом (%)		35,65	30,19	35,89
Потрошња електричне енергије по глави становника (kWh/capita)		4.018,6	3.951,79	4.034,63
Учешће домаћинстава у укупној потрошњи електричне енергије (%)		47,60	50,17	47,50

Мада потрошња примарне енергије по глави становника Србије не изгледа висока, због неадекватне структуре те потрошње њено учешће у јединици бруто друштвеног производа је врло високо, те је ниска енергетска ефикасност врло озбиљан проблем који се мора стратешки решавати истовремено са енергетском транзицијом. Ситуација је слична и случају потрошње електричне енергије, нарочито због тога што у садашњој структури њене потрошње доминира непроизводна потрошња (највећа је у домаћинствима), што чини енергетски интензитет српске привреде врло неповољним.

То отвара и озбиљно питање регулисане цене електричне енергије, која не обезбеђује потребне и довољне услове за финансирање адекватне еколошке санације остарелих термоелектрана и даљег перспективног развоја електроенергетског система. Имајући у виду улазак Србије у период врло скупе енергетке транзиције, која посебно погађа управо сектор електричне енергије, финансирање транзиције постаје изузетно деликатно због чињенице да губитак ослона на сопствене резерве угља значи и драстично повећање укупне увозне зависности од иностраних извора примарне енергије уз последично смањење сигурности снабдевања потрошача енергијом.

Постојеће и перспективно стање у вези са српском електроенергетиком су детаљно анализирани у наставку овога текста уз идентификацију бројних сложених технолошких, економских, еколошких и низа других питања и уз предлоге и образложења могућих начина за њихово стратешко решавање кроз израду и доношење нове стратегије развоја енергетике.

Глава II: Правци развоја

Српска електроенергетика се на почетку 2021. године ослања на термоелектране (ТЕ) које сагоревају лигнит и које обезбеђују око 70% утрошене електричне енергије³³. Рад ТЕ подразумева ширење површинских копова лигнита, штетне емисије приликом обраде угља, као и значајно загађење животне средине штетним гасовима, суспендованим честицама и пепелом из котлова у ТЕ. Услед дотрајалости, многе српске ТЕ троше веће количине угља и емитују више CO₂/kWh. Око 25% потрошње задовољавају српске хидроелектране.

Ради заштите животне средине и здравља становништва, планирање одрживог развоја енергетике мора предвидети увођење еколошки прихватљивих заменских извора који обезбеђују сигурност снабдевања, доступност енергије и прихватљиву увозну зависност. У погледу емисија CO₂ и утицаја на климатске промене, задовољавајућа својства имају обновљиви извори, као и нуклеарне електране, чија градња у Србији није дозвољена. Према Службеном Гласнику Републике Србије 99/2009 (слика 1.4), структура укупног потенцијала обновљивих извора у Србији укључује енергију биомасе (63%), енергију воде (14%), соларну енергију (14%), енергију ветра (5%), и геотермалну енергију (4%). Током досадашњег развоја обновљивих извора, приоритет није одговарао њиховим уделом у укупном потенцијалу.

Бројни кораци енергетске транзиције, начињени у доброј намери, имали су штетне последице. Градња малих хидроелектрана у условима релативно малих падавина и растућих проблема са водоснабдевањем довела је до додатног угрожавања животне средине³⁴. Премда је сагоревање дрвета (пелета и брикета) у малим ложиштима противно препорукама SAPEA (Science Advice for Policy by European Academy, формални саветник Европске комисије), добијена енергија се убраја у обновљиву, премда њено сагоревање у Србији додатно увећава износ суспендованих честица и нарушава здравље грађана. У условима алармантог глобалног загревања које подстичу емисије CO₂, спаљивање дрвета и ослобађање CO₂ (коме ће требати деценије да буде везан кроз раст нових биљака) није најкраћи пут ка климатској неутралности.

Током претходне деценије, градња српских ветроелектрана и соларних електрана охрабривана је подстицајним мерама које се могу сагледати на интернет страници Агенције за енергетику³⁵. Уз значајан ослонац на инвестиције привредних субјеката, уз повлашћене цене преузете електричне енергије и уз ослобађање од балансне одговорности и обављања функција које доприносе очувању интегритета система³⁶, удео енергије српских ветроелектрана је достигао³⁷ 2,55% током 2019, док се у 2021. очекује раст на 3,08%. Енергија која се добија из српских соларних електрана је за сада веома мала, премда је њихов потенцијал скоро три пута већи од потенцијала енергије ветра. Укупна производња електричне енергије из обновљивих извора до сада није достигла очекиване износе. Према важећој стратегији развоја енергетике³⁸, производња електричне енергије у новим електранама на обновљиве изворе је током 2020.

³³ <http://www.eps.rs/cir/Pages/Kapaciteti-EIEn.aspx>

³⁴ Dragana Đorđević, Aleksandar Popović, Sanja Saka Environmental and Health Problems from Electricity Production in Serbia, IMPEDE 2019.

³⁵ <http://aers.rs/Index.asp?l=1&a=121>

³⁶ ASSET STUDY on Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions ISBN 978-92-76-24738-8 doi: 10.2833/35606 MJ-04-20-645-EN-N

³⁷ <https://balkangreenenergynews.com/rs/u-2019-duplirana-proizvodnja-elektricne-energije-iz-obnovljivih-izvora-u-srbiji/>

³⁸ Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2025. године са пројекцијама до 2030. године: 101/2015-36, слика 5.7

године требало да достигне 500 kten (5,8 TWh), у чему се значајно подбацило. Поред наведених проблема и неуспеха, развој енергетике у Србији праћен је бројним успешним пројектима и добрим одлукама.

У великом делу наведених пропуста, разлоге би требало тражити у недовољно критичком ставу приликом преузимања искустава и решења која су шире прихваћена у другим земљама. Поједини популарни правци развоја могу бити некомпатибилни са енергетиком Србије, са њеном индустријом, са структуром ресурса и стањем животне средине. За таква решења би требало наћи алтернативу, чак и у случајевима где су она прихваћена од стране бројних других земаља.

Једна од кључних одлука тиче се и динамике транзиције. Премда се у сваком одлагању, а поготову одлагању замене фосилних горива крију велики ризици, у енергетици је неопходно предупредити одлучивање уз површно сагледавање последица, као и брзоплето, исхитрено деловање чије су последице много теже од последица неактивности. Проактивност у предузимању корака транзиције треба да буде праћена опрезом у погледу недовољно испитаних технологија са којима још увек нема довољног експлоатационог искуства. Срећом, рад на досадашњим стратегијама развоја енергетике Србије није био брзоплет.

Основни мотив за постепено смањење производње електричне енергије из лигнита је заштита животне средине и здравље становништва и будућих поколења. Колубарски лигнит има висок садржај пепела, сумпора (0,56% сведен на укупну влагу, односно 1,06% без влаге) као и бројне токсичне елементе међу којима су As, Be, Co, Cr, Mo, Mn, Ni, Hg, Pb, Se, Sb и V³⁹. Сагоревање колубарског лигнита доводи до емитовања значајних количина арсена и живе у атмосферу, док садржај наведених елемената у пепелу утиче на увећане концентрације у околном земљишту. Поред наведених елемената лигнит садржи и радиоактивне елементе U, Th, Ra и Rn.

На динамику потискивања угља утицаће исцрпљивање ресурса, пад квалитета угља, и увођење такси на емисије CO₂. На смањење експлоатације лигнита утичу и обавезе које произилазе из Париског споразума, јединог правног документа о клими који је држава Србија потписала. На смањење експлоатације угља усмерен је и снажан утицај ЕУ, медија и дела цивилног сектора. Постоји могућност да Србија постане члан Европске Уније до 2035. године, што би подразумевало увођење одговарајућих такси на емисије CO₂ и преузимање одговарајућих рокова за достизање климатске неутралности. Треба уочити да не постоји ниједна чланица ЕУ која планира да настави коришћење угља у енергетске сврхе после 2049. године. У погледу производње електричне енергије из српских термоелектрана на лигнит, треба узети у обзир могућност да снажан утицај европске агенде доведе до смањења већ 2030. године, уз потпуни престанак производње енергије из угља између 2045. и 2060. године.

Промене у производњи и потрошњи електричне енергије могу довести до смањене способности да се потребе потрошача задовоље сопственом производњом. Уз пад производње из термоелектрана на угљ, треба сагледати да ће процењено смањење падавина⁴⁰ у Србији од 14% до половине 21. века имати негативан утицај на годишњу производњу електричне енергије у хидроелектранама. У исто време, потреба да се коришћење фосилних горива умањи у свим секторима енергетике доведи до раста укупне потрошње електричне енергије⁴¹. Процењује се да ће финална потрошња електричне енергије у Србији током 2030. године незнатно премашити

³⁹ Dragana Đorđević, Aleksandar Popović, Sanja Saka, Environmental and Health Problems from Electricity Production in Serbia, IMPEDE 2019.

⁴⁰ Kadovic et al. (2013), in: Perović et al. (2019), <https://www.climatechange.org/serbia/climate-change/>

⁴¹ У стручним круговима се под *декарбонизацијом* све чешће подразумева *електрификација*

30 TWh⁴², што је, као полазна претпоставка, усвојено у прорачуну спроведеном у одељку 6.2 овог документа. Према истој процени, потрошња електричне енергије у Србији 2030. године биће најмање 10% већа од потрошње у 2020. години. Имајући у виду околност да се декарбонизација спроводи пре свега кроз електрификацију⁴³, раст потрошње електричне енергије до 2050. године може бити много значајнији. Према проценама компаније McKinsey, глобална потрошња електричне енергије (W_e) биће скоро удвостручена⁴⁴ до 2050. године. Имајући у виду да ће број становника Србије извесно опасти, увећање потрошње електричне енергије ће бити нешто мање. Сличне процене даје и *World Energy Council* и *International Renewable Energy Agency* (референце су наведене у одељку 6). У одељку 6 је дата процена потрошње у карактеристичним секторима, док добијени резултати предвиђају пораст мањи од наведеног, упоредив са предвиђањима студије уређене за потребе Немачке⁴⁵.

Процене производње електричне енергије у Србији до 2030. и 2050. у великој мери зависе од мере у којој ће се обавити електрификација транспорта и смањење употребе фосилних горива. Према Стратегији развоја енергетике Републике Србије до 2025. године, потрошња електричне енергије у Србији ће од 2010. до 2030. године бити увећана за 16,3 %, што одговара годишњем расту од 0,76%, односно расту од 7,84% током сваке деценије. Према наведеним предвиђањима, српска бруто производња електричне енергије ће до 2030. значајно премашити износ од 40 TWh годишње. Према расположивим подацима⁴⁶, просечни годишњи раст глобалне потрошње електричне енергије је у интервалу од 2000. до 2018. био близак 3%, односно 34% у свакој декади. Претходних година се бележи смањење раста на 0,7%, што одговара увећању од 7,22% по декади.

Према подацима студије *Stated Policies Scenario*⁴⁷, раст потрошње ће се наставити у износу од 2,1% годишње до 2040, уз нешто већи раст у земљама у развоју и нешто мањи раст у развијеним земљама. Примењујући наведене податке на Србију, долази се до закључка да би бруто производња електричне енергије у Србији током 2050. године морала премашити 65 TWh. Детаљније процене потрошње и бруто производње електричне енергије у Србији 2050. године уз уважавање декарбонизације, електрификације транспорта, увећања потрошње услед дигитализације и смањења потрошње применом мера енергетске ефикасности дате су у одељку 6. Према анализи датој у одељку 6.3.4, заснованој на аргументованим проценама промена потрошње у карактеристичним секторима, као и на поређењу са пројекцијама других земаља, бруто производња електричне енергије током 2050. године кретаће се око 65,8 TWh.

Наведене околности стављају српску електроенергетику пред изазове који се могу сажети на следећи начин:

- Замена фосилних горива би могла бити разлог двоструко веће глобалне потрошње електричне енергије током 2050. године (декарбонизација кроз електрификацију).
- Уз конзервативне процене, српске електране би 2030. године требало да произведу 40 TWh.
- Треба очекивати значајно смањење у коришћењу лигнита, који данас даје око 24 TWh/год.
- Према проценама из Табеле 6.2.3.а, ТЕ на гас би током 2030. године могле дати 2,2 TWh.
- Смањење падавина за 14% до 2050. утиче на рад хидроелектрана које данас дају око 10 TWh.
- Уз удвостручење капацитета, српске ветроелектране би током 2030. могле дати око 2,5 TWh.

⁴² Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2025. године са пројекцијама до 2030. године, дијаграм 5.1

⁴³ <https://www.evwind.es/2021/04/23/decarbonisation-through-electrification/80470>

⁴⁴ <https://www.current-news.co.uk/news/mckinsey-power-consumption-to-double-by-2050-as-covid-19-helps-pull-back-fossil-fuel-peak>

⁴⁵ Towards a Climate-Neutral Germany by 2045, How Germany can reach its climate targets before 2050, Version 1.1, June 2021

⁴⁶ <https://www.iea.org/>

⁴⁷ <https://www.iea.org/reports/world-energy-model/stated-policies-scenario>

- Према проценама из Табеле 6.2.3.а, соларне електране ће 2030. дати 0,73 TWh.
- Уколико би се уклонио мораторијум на градњу НЕ, први капацитети би могли бити повезани на мрежу за око 20 година, будући да Србија тренутно не располаже неопходним кадром за спровођење анализа, планирања и надзора, и нема неопходних финансијских средстава.

У датој ситуацији, ослањање на неосноване претпоставке да потрошња електричне енергије неће значајније порастати може довести електроенергетику и потрошаче у врло озбиљну ситуацију. Према приказаним проценама, потрошња електричне енергије би се, током пар наредних деценија, могла задовољити заменом дела лигнита природним гасом, значајним увећањем производње из обновљивих извора и увећањем енергетске ефикасности. У условима увећаног интереса за смањење емисија CO₂, потребно је размотрити простор за смањење врло значајних емисија у секторима друмског саобраћаја, авионског саобраћаја, производње метала, цемента, хемијске индустрије и пољопривреде.

Капацитет безинерционих извора (БИ) који одговарао проценама из Табеле 6.2.3.а. за 2030. годину је око 570 MW у соларним и 2000 MW у ветроелектранама⁴⁸. Њихов прикључак на постојећу мрежу би створио техничке проблеме који угрожавају сигурност снабдевања⁴⁹. Студија “*Asset study on penetration of renewables....*”, коју је финансирала Европска комисија⁵⁰ наводи низ мера и инвестиција у мрежне капацитете и подсистеме који морају пратити интеграцију БИ како би се очувала сигурност снабдевања и функционалност мреже.

На дужи рок (до 2050-2060. године) треба рачунати са дефицитом у производњи електричне енергије који може премашити (одељак 6.3) 22,75 TWh, па чак и 38,07 TWh, у зависности од динамике са којом ће се смањивати експлоатација лигнита и природног гаса, као и динамике раста потрошње, која би, на светском нивоу, могла бити удвостручена до 2050. године. Значајније ослањање на обновљиве изворе тражи корените промене у мрежи и у навикама потрошача. Међу изворима на дужи рок треба размотрити нуклеарне електране нових генерација, водоничке технологије (укључујући и добијање водоника из водене паре под непосредним дејством радијације сунца), промену парадигме (из “преузимања енергије када за њом постоји потреба” у “преузимање енергије у интервалима када је доступна”), већи ослонац на дигитализацију у енергетици, динамичку промену цена уз ослонац на рачунарску подржане микротрансакције, као и много веће дистрибуиране капацитете за производњу и складиштење кроз већу заступљеност ОИ „иза бројила“, продаваца/купаца и микромрежа.

Међу циљевима које треба остварити је:

- Сагледавање расположивих примарних извора на краћи и дужи рок,
- Сагледавање остваривости њихове интеграције и ефеката њихове експлоатације,
- Сагледавање начина да се благовремено уоче проблеми и предупредити грешке,
- Предлог структуре извора примарне енергије (“mix”) на краћи и дужи рок.
- Ангажовање домаће струке и науке на испуњавању интереса српског друштва.
- Очување енергетске безбедности Србије уз усвајање разумних граница и ризика,
- Уважавање развојних и социјално економских аспеката енергетске транзиције.

⁴⁸ Процене варирају између 2000 MW и 2500 MW, док постоје и захтеви да се снага ветроелектрана прикључених на мрежу увећа на 3800 MW.

⁴⁹ На основу динамичке симулације ЕЕС Србије на рачунару, остваране коришћењем упрошћеног модела са 518 водова, 441 сабирница, 137 трансформатора, 72 генератора и 276 група оптерећења, у условима где је генерисана снага једнака 8043 MW и 3667 MVA_g, и где је уважено подешавања регулације и заштита из 2017. године, негативни утицаји интеграције ОИ испољавају се при укупној снази безинерционих извора већој од 1400 MW (у случају када је терет превасходно електронски регулисан) односно 2300 MW (у случају када је терет превасходно отпорне-термогене природе).

⁵⁰ ASSET STUDY on Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions ISBN 978-92-76-24738-8 doi: 10.2833/35606 MJ-04-20-645-EN-N

3. Расположиви извори електричне енергије

Планирање структуре извора примарне енергије на средњи и дужи рок може се свести на избор примарних ресурса, планирање удела додатних извора и балансирање са прогнозираном потрошњом. У оквиру одељка дата је листа извора који се већ могу користити или се већ користе у Србији, уз кратак осврт на њихова основна својства. Листа се може допунити, док се наведена својства могу подробније изложити и уредити.

3.1. Значај базних извора и синхроних генератора

Термоелектране, нуклеарне електране, хидроелектране и соларне термоелектране са концентратором поседују синхроне генераторе који претварају механички рад парних или водених турбина у електричну енергију. Рад електричне мреже са наизменичним струјама је суштински заснован на синхроним генераторима на чијим се статичким и динамичким особинама заснивају кључни механизми управљања и заштите електроенергетског система. Уколико би удео синхроних генератора био смањен, брзина промене фреквенције приликом поремећаја била би увећана, што би умањило робусност, живавост и угрозило сигурност снабдевања (“*Asset study on penetration of renewables...*”, Европска комисија⁵¹). Регулација напона и учестаности, расподела снага, стабилизација, потискивање поремећаја и координисани систем заштита електричне мреже са наизменичним струјама се у великој мери ослања на статичке и динамичке карактеристике традиционалних синхроних генератора, и зато свако смањење броја синхроних генератора у мрежи мора бити праћено одговарајућим мерама која су наведена у поменутом документу. Мањи обим замене синхроних генератора у мањем обиму подразумева градњу батеријских капацитета за складиштење, унапређење мреже, управљање потрошњом, синергију између сектора и примену дистрибуираног рачунарства, као и хардверска и програмска унапређења система за управљање и заштиту.

Потреба да се задржи удео синхроних генератора у мрежи (или да се њихове кључне функције надоместе) престаће преласком на електричне мреже у којима ће се пренос и дистрибуција електричне енергије обављати системом једносмерних струја и напона. Међутим, бројне студије указују на околност да се то неће догодити у времену које се сагледава у оквиру овог документа. До тада, рад електричних мрежа са наизменичним струјама биће заснован на синхроним генераторима или на електронским направама (један од примера су и батеријска постројења за складиштење) које могу емулирати, тј. дочарати рад синхроних генератора.

3.2. Термоелектране на угаљ

Српске термоелектране (ТЕ) на угаљ сагоревају лигнит, енергент који омогућује око 70% годишње производње електричне енергије, чије залихе омогућују технички оправдану експлоатацију током наредних 20-30 година, који омогућује ослањање на сопствене ресурсе и тако смањује потребе за увозом енергената. Међутим, угљенокопи, постројења за прераду угља и ТЕ на лигнит имају значајан негативан утицај на животну средину и на здравље становништва. Сагоревање лигнита значајно доприноси емисији CO₂, и зато не треба увећавати њихов удео у годишњој производњи, напротив, треба планирати смањење и престанак коришћења лигнита за

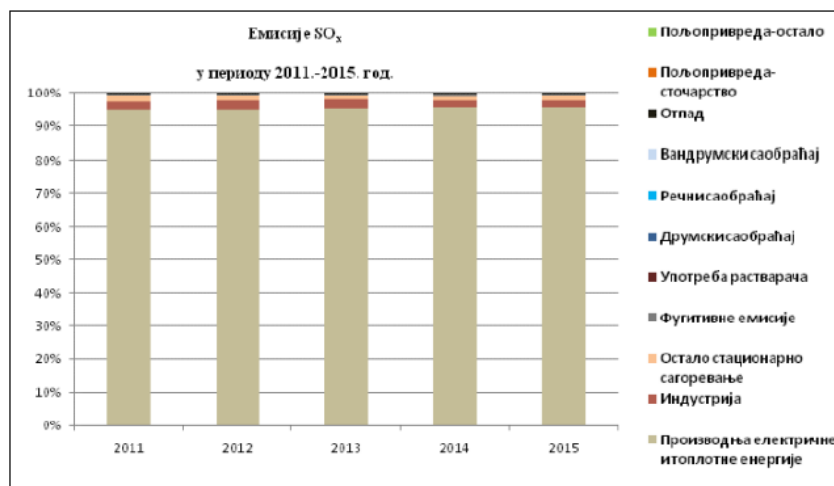
⁵¹ ASSET STUDY on Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions ISBN 978-92-76-24738-8 doi: 10.2833/35606 MJ-04-20-645-EN-N

енергетске потребе средином 21. века. Увођење такси на емисије CO₂ чини експлоатацију ТЕ на лигнит дугорочно неприхватљивом, што је знатно успорило градњу нових производних капацитета на угаљ широм света.

3.2.1. Утицај експлоатације лигнита на животну средину

Домаћи лигнит има висок садржај пепела, сумпора и бројних токсичних елемената међу којима су Ве, Со, Сr, Мо, Мn, Ni, Pb, Se, Sb и V⁵². Поред наведених елемената лигнит садржи и радиоактивне елементе U, Th, Ra и Rn. Сагоревање лигнита доводи до ослобађања оксида азота и сумпора, угљен диоксида, арсена, живе и других штетних материја. Штетне материје из угљенокопа, постројења за обраду угља и ТЕ на лигнит проузрокују читав низ обољења, међу којима преовлађују болести система за дисање. Организације цивилног друштва, које се залажу за престанак експлоатације лигнита у што краћем року, наводе да се укупни здравствени трошкови проузроковани сагоревањем угља на територији ЕУ крећу се од 15,5 до 42,8 милијарди € годишње. Ради се о оквирној процени коју би требало прецизирати, и којој би требало додати индиректне трошкове услед смањене радне способности, пада квалитета живота и болести дисајних органа заступљених код деце и омладине.

Према подацима приказаним на сликама 3.2.1 и 3.2.2, српске термоелектране, топлане и мала ложишта значајно доприносе укупним емисијама оксида азота и сумпор диоксида. Емисије из термоелектрана на угаљ је могуће сузбити уградњом и коришћењем опреме за десумпоризацију и денитрификацију, али таква опрема још увек није уграђена или није у употреби на свим термоелектранама које су тренутно у раду, тако да су штетне емисије и даље веома значајне.

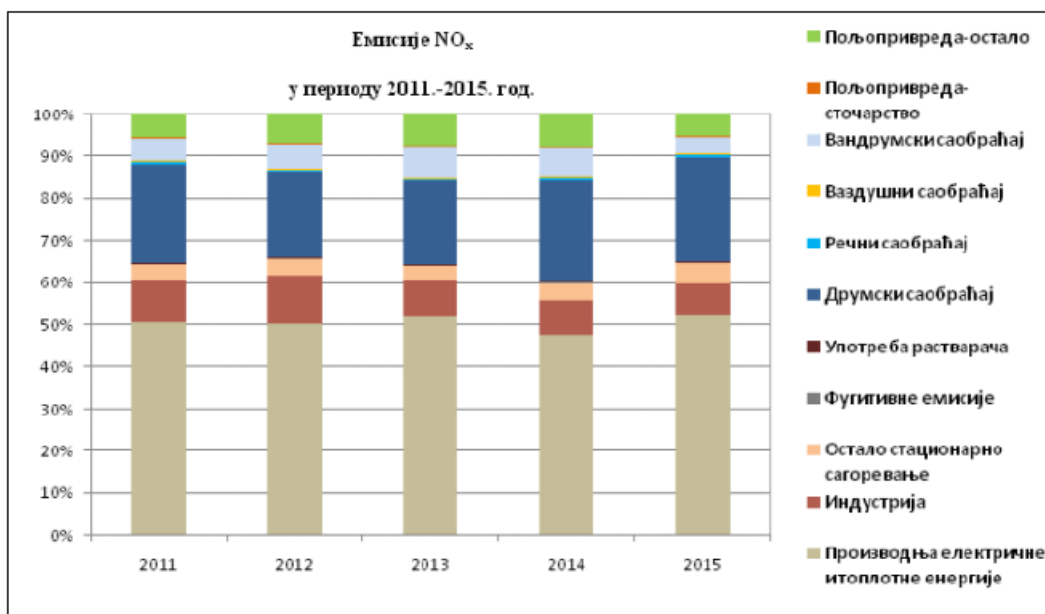


Слика 3.2.1: Годишњи извештај о стању квалитета ваздуха у Републици Србији 2016. године: Емисије сумпор диоксида.

Поменуте емисије зависе од промена у квалитету откритке, од квалитета угља, као и од технологије термоелектрана, која је код већине српских термоелектрана знатно старија од ултра-

⁵² Dragana Đorđević, Aleksandar Popović, Sanja Saka Environmental and Health Problems from Electricity Production in Serbia, IMPEDE 2019.

суперкритичне технологије која се користи у новим термоелектранама на угља које су саграђене у Грчкој и Немачкој (Дателн 4). За потребе српских електрана са старијом технологијом и мањим степеном корисног дејства потребно је користити веће количине угља, што увећава емисије CO_2/kWh , увећава неопходне површине угљенокопа, количине pepела и шљаке на депонијама, као и загревање околине и река чије се воде користе за хлађење. Развој српске електроенергетике подразумева постепено смањење производње електричне енергије у термоелектранама које сагоревају лигнит. На динамику потискивања угља утицаће увођење такси на емисије⁵³ CO_2 , као и околност да се залихе лигните постепено исцрпљују, уз негативне промене у структури залиха. Приоритетни разлози за супституцију лигнита су заштита животне средине, заштита здравља становништва и напуштање постојеће праксе да се привидно јевтина електрична енергија плаћа негативни утицајем загађења на квалитет живота и краћим животним веком. Поред тога, ако би Србија постала члан Европске Уније до 2035. године, експлоатација угља би била отежана таксама на емисије и преузимањем одговарајућих рокова за достизање климатске неутралности. Потреба да се смање штетне емисије, околност да се залихе постепено исцрпљују као и неопходност спровођења декарбонизације указују да ће производња електричне енергије из угља престати средином 21. века. Будући да се ради о базним изворима, треба благовремено планирати заменске изворе са одговарајућим особинама.



Слика 3.2.2: Годишњи извештај о стању квалитета ваздуха у Републици Србији 2016. године: Емисије оксида азота.

3.2.2. Стање српских термоелектрана на угља

Домаће термоелектране ниског степена корисног користе велике количине лигнита и стварају значајно загађење да би произвеле релативно мале износе електричне енергије. Мале

⁵³ Уз емисије од $1300 \text{ grCO}_2/\text{kWh}$, годишња емисија из српских ТЕ достиже 31,2 млрд. kg CO_2 . Ради упоређења, годишње емисије CO_2 које ствара авионски саобраћај са 3000 кумулативних сати летења дневно, и са потрошњом керозина у свакој летици од 3 литра у секунди, на годишњем нивоу износи 29,2 млрд. kg CO_2 .

термоелектране немају опрему за десумпоризацију и денитрификацију, док је њихова опрема за отпашивање (уклањање РМ честица уз помоћ електростатичких преципитатора) углавном застарела и недовољно ефикасна. Као последица, оне ангажују значајне количине штетних материја. Међу таквим електранама су ТЕ Колубара са блоковима А1-А5, ТЕ Морава у Свилајнцу, као и Панонске термоелектране. Ради заштите животне средине и смањења експлоатације лигнита, потребно је зауставити наведене ТЕ до 2023. године. Ради се о блоковима просечне старости веће од 45 година, и просечног степена корисног дејства мањег од 30%.

У Табели 3.2.1. приказани су основни енергетски параметри термоелектрана које су у погону у електроенергетском систему Србије уважавајући ефекте њихових извршених ревитализација.

Табела 3.2.1. Основни енергетски параметри термоелектрана
(подаци су преузети из Студије оправданости наставка изградње термоелектране Колубара Б)

Термоелектрана	Снага на генератору прагу			<u>Мин</u> Мах. (%)	Специфична потрошња топлоте		Трошкови горива при 1,8 EUR/GJ (EUR/kWh)		
	Мах. (MW)	Мах. (MW)	Мин. (MW)		Рачунска (kJ/kWh) %	Радна (kJ/kWh) %			
Никола Тесла А1	225	208	140	62,2	11.300	31,86	12.700	28,35	0,0229
Никола Тесла А2	225	208	140	62,2	11.300	31,86	12.700	28,35	0,0229
Никола Тесла А3	329	305	240	72,9	10.500	36,61	12.192	29,53	0,0219
Никола Тесла А4	329	305	240	72,9	10.500	36,61	11.808	30,49	0,0213
Никола Тесла А5	340	310	270	79,4	10.500	36,61	12.084	29,79	0,0218
Никола Тесла А6	347,5	320	270	77,7	10.500	36,61	12.084	29,79	0,0218
Никола Тесла Б1	650	610	530	81,5	9.800	36,73	10.473	34,37	0,0189
Никола Тесла Б2	650	610	530	81,5	9.800	36,73	10.473	34,37	0,0189
Колубара А1	32	29	16	50,0	15.600	23,08	16.500	21,82	0,0281
Колубара А2	32	29	16	50,0	15.600	23,08	16.500	21,82	0,0281
Колубара А3	64	58	24	37,5	15.600	23,08	16.500	21,82	0,0281
Колубара А5	110	99	56	50,9	12.300	29,27	13.400	26,87	0,0241
Костолац А1	100	90	63	63,0	13.000	27,69	12.720	28,30	0,0229
Костолац А2	225	201,6	140	62,2	11.900	30,25	12.342	29,17	0,0204
Костолац Б1	350	314	225	64,3	11.100	32,43	11.610	31,07	0,0200
Костолац Б2	350	314	225	64,3	11.100	32,43	11.610	31,07	0,0200
Морава	125	100	60	48,0	12.100	29,75	12.750	28,24	0,0230
Костолац Б3	350	308,7	175	50,0	9.672	37,22	10.252	35,12	0,0185
Колубара Б	353,3	308,0	141,3	40,0	10.223	35,21	10.836	33,22	0,0195
Нови Сад 1	135	118	70	51,9	11.170	32,23	11.970	30,08	0,0800
Нови Сад 2	120	106	53	44,2	11.170	32,23	11.970	30,08	0,0800
Зрењанин	120	70	45	37,5	12.652	28,45	13.752	26,18	0,0920
Укупно	5.516,8	4.404,6	3.669,3	-	-	-	-	-	-

Евидентно је да су, захваљујући ниској обрачунској цени домаћег лигнита (1,8 EUR/GJ, односно око 12 EUR/t) трошкови горива у трошковима производње електричне енергије врло ниски (око 2 сEUR/kWh), скоро 4 пута нижи него када је гориво природни гас. Како се рачуна са увођењем таксе на емисије угљендиоксида, разлика у трошковима горива може постати упола мања, али ће укупни трошкови производње електричне енергије из термоелектрана значајно порастати, што ће

бити додатни подстицај за постепену транзицију са фосилних на нефосилне изворе примарне енергије за производњу електричне енергије.

У наредним годинама (до краја 2023. године) предвиђено је гашење најстаријих термоелектрана малих снага и лошијег степена корисности на локацијама Колубара А (јединице А1 до А5) и Свилајнац (Морава). Термоелектране - топлане Нови Сад и Зрењанин такође излазе из погона и биће предате на управљање локалним заједницама тих градова. Уколико буде обустављена изградња ТЕ Колубара Б, последња изграђена термоелектрана на лигнит у Србији биће ТЕ Костолац Б3. Прва високо ефикасна термоелектрана –топлана на природни гас са комбинованим гасно-парним циклусом је пред пуштањем у погон у Рафинерији нафте Панчево, а прва термоелектрана – топлана на комунални отпад је у поодмаклој изградњи на локацији градске депоније Винча у Београду.

Термоелектране чије стање и експлоатациони параметри завређују сагледавање њиховог остатка у погону после 2023. године дате су у Табели 3.2.2. Њихов просечан степен корисног дејства износи 34,6 %, док је просечна потрошња угља за производњу 1 kWh блиска 1,5 kg. За сада су само блокови ТЕ Костолац Б опремљени системима за одсумпоравање, док се градња система за денитрификацију очекује до 2023. године. Уградња система за одсумпоравање у ТЕНТ А (блокови 3-6) је у току, а у припреми је за уградњу у ТЕНТ Б, као и у малим блоковима Костолац А и ТЕНТ А (блокови 1 и 2), који су укључени и у топлификационе системе градова Костолац, Пожаревца и Обреновца. Системи за денитрификацију димних гасова су такође у припреми за уградњу у појединим блоковима термоелектрана које и даље остају у погону.

Табела 3.2.2: Параметри српских ТЕ које би се могле оставити у погону после 2023. године. Термичка снага (P_{th}), електрична снага (P_e), годишњи износ произведене електричне енергије (W_g - на прикључцима генератора, W_e - енергија предата мрежи), годишња потрошња угља, степен корисног дејства (h), потрошња угља по kWh, као и процењена преосталог радног века. (подаци су преузети из документа *PE Electric Power Industry of Serbia Environmental Report*)

	P_{th} [MW _{th}]	P_e [MW _e]	W_g [GWh]	W_e [GWh]	Угљ (t/год.)	η [%] P_e/P_{th}	угљ kg/kWh	опрема SO ₂ NO _x	у погону до:	топлифи- кација
ТЕНТ А1	660	210	1020	925	1 391 850	31,8	1.50	TBD	2040	Y
ТЕНТ А2	660	210	1020	925	1 811 135	31,8	1.95	TBD	2040	Y
ТЕНТ А3	932	329	1960	1794	2 954 507	35,3	1.64	TBD	2045	N
ТЕНТ А4	943	308	1835	1680	3 178 885	32,6	1.89	TBD	2045	N
ТЕНТ А5	934	340	2025	1854	3 073 984	36,4	1.65	TBD	2045	N
ТЕНТ А6	934	347	2107	1896	3 261 663	37,1	1.72	TBD	2045	N
ТЕНТ Б1	1809	650	4226	3980	6 064 787	35,9	1.52	TBD	2050	N
ТЕНТ Б2	1826	650	4226	3980	6 723 519	35,6	1.68	TBD	2050	N
Костолац А1	358	100	586	547	879 894	27,9	1.60	TBD	2038	Y
Костолац А2	689	210	1215	1124	1 552 884	30,4	1.38	TBD	2038	Y
Костолац Б1	1077	348	2523	2259	2 742 700	32,3	1.21	Y	2045	N
Костолац Б2	1077	348	2556	2311	2 810 524	32,3	1.21	Y	2045	N
Костолац Б3	814	350	2570	2333	2 124 240	43,0	0.91	Y	2050	N
	укупно	укупно	укупно	укупно	укупно	средње	средње			
	12 713	4400	27869	25608	38 570 572	34,6	1,506	×	×	×

Императив заштите животне средине и здравља становништва намеће уградњу поменуте опреме у свим ТЕ за које се планира наставак рада. Електране без неопходне еколошке опреме морају бити затворене. Поред осталог, уградња еколошке опреме спада у обавезе које је Србија већ преузела одговарајућим споразумима, и које су записане у *Националном плану за смањење емисија главних загађујућих материја које потичу из старих великих постројења за сагоревање*, -објављено у Службеном гласнику РС, број 30/18.

Према подацима о емисији угљен диоксида⁵⁴, ТЕ у Обреновцу током једне календарске године емитују 21,2 милиона тона, док ТЕ у Костолцу емитују 7,04 милиона тона. Просечна емисија CO₂ из наведених термоелектрана износи 1,1 kgCO₂/kWh.

Примена нове, ултра-суперкритичне технологије у градњи котла, генератора паре и парне турбине омогућује достизање степена корисног дејства од 42-45%, и рад са емисијама угљен диоксида мањим од 0,78 kgCO₂/kWh. Радни параметри су значајно већи и достижу притисак од 275 bar и температуру од 620°C. Наведена технологија је примењена у новосаграђеним термоелектранама Птолемаис (Грчка) и Дателн 4 (Немачка). Примена нове технологије омогућила би мањи утрошак угља, мање емисије и економичнији рад. Будући да српске термоелектране годишње емитују 28-29⁵⁵ милиона тона, замена старих ТЕ новим постројењима би смањила емисије CO₂ из термоелектрана за око 29%. Међутим, инвестициони трошак градње нових ТЕ је значајан и износи око 2000 €/kW. Трошкови замене једне од српских ТЕ новом електраном са ултра-суперкритичном технологијом достигли би трошкове градње нове електране. За електрану снаге 1,3 GW трошкови би достигли 2,6 млрд. €. С друге стране, сагледавањем радних параметара електрана чији би се рад могао наставити (Табела 3.2.2) уочава се да би замена новим технологијама дала релативно мала побољшања која не оправдавају инвестицију. Уз то, нова ТЕ би се могла експлоатисати свега пар деценија, док би њен рад био ограничен и постепеним исцрпљивањем ресурса, што не иде у прилог градњи.

3.2.3. Коришћење термоелектрана на угаљ у режиму когенерације

Релативно низак степен корисног дејства и велике емисије CO₂ су разлог да ТЕ на лигнит не буду извор електричне енергије на који се може рачунати на дужи рок. Уколико се ТЕ користе у режиму когенерације, где се део топлотне енергије користи за даљинско грејање, укупни степен корисног дејства може достићи⁵⁶ 80%. Ради сагледавања значаја когенерације у Србији, треба сагледати околност да се за потребе грејања у великој мери користе мала ложишта и горива лошег квалитета, укључујући и нискокалорични угаљ. У случају где се грејање на бази сагоревања у малим ложиштима замени даљинским грејањем из термоелектране на угаљ, укупне емисије штетних материја се могу смањити. Сагоревање у малим ложиштима није комплетно, док се димни гасови испуштају у атмосферу без филтрација. С друге стране, процес сагоревања у котловима ТЕ је добро контролисан, док се димни гасови доводе у електростатичке преципитаторе за издвајање прашине (PM), као и системе за десумпоризацију и денитрификацију. Имајући у виду да значајан део загађења ваздуха у Србији долази из малих ложишта где се током зиме често сагоревају све сагорљиве материје до којих се може доћи, ширење мреже даљинског грејања може допринети значајном смањењу загађења ваздуха у зимским месецима.

⁵⁴ PE Electric Power Industry of Serbia Environmental Report for 2020, April 2021

⁵⁵ 25,8 милиона тона CO₂ током 2012.

⁵⁶ DOE – Fossil Energy: How Turbine Power Plants Work". Fossil.energy.gov.

У термоелектранама које се користе у режиму когенерације, укупна годишња производња електричне енергије за око 15% мања од износа који се добијао без когенерације. За рад у режиму когенерације погодни су блокови електране ТЕНТ А (пре свега А1 и А2, са могућношћу да се искористе и А3-А6), а потом и блокови ТЕ Костолац А, који се могу користити за грејање Београда, Лазаревца, Обреновца и Пожаревца. Уз когенерацију, разлози за продужетак рада наведених термоелектрана добили би солидније економско утемељење. Когенерацију треба засебно размотрити у сваком појединачном случају, уз врло пажљиву анализу сумарних утицаја на животну средину и сагледавање економске исплативости.

3.2.4. Очекивана годишња производња из ТЕ на угаљ током наредних деценија

Већина српских термоелектрана на угаљ окончаће свој рад током наредних пар деценија. На промене у годишњој производњи ТЕ утицаће увећање такси на емисије CO₂, промене цене природног гаса, као и градња заменских базних извора. Међу електранама у Табели 3.2.2, најпре ће бити трајно заустављене електране са дотрајалом опремом, а потом електране са нижим степеном корисног дејства, које ће остати без угља услед преумеравања преосталих залиха у ТЕ са већим степеном корисног дејства и мањим емисијама.



Слика 3.2.4: Очекивана годишња производња електричне енергије из термоелектрана на угаљ. (подаци су у релативно великој мери сагласни са подацима публикованим у Службеном гласнику Републике Србије број 122/2008).

Заустављање блокова А1 и А2 ТЕ Костолац је планирано за 2038. годину, блокови А1 и А2 ТЕ ТЕНТ-А могу радити до 2040. године, док би већина преосталих електрана требало да буде заустављена 2045. године. Блокове Б1 и Б2 ТЕНТ-Б као и блок Б3 ТЕ Костолац требало би зауставити до 2049-2050. године, истовремено са термоелектранама на угаљ у Пољској.

Током последње деценије рада, фактор коришћења капацитета ТЕ на угаљ ће бити нижи. Таксе на емисије CO₂ ће постепено ограничити њихову употребу на делове године када

варијабилни извори дају мање енергије. Узимајући у обзир све наведене околности, уважавајући утицај дотрајале опреме на смањење степена корисног дејства, уважавајући увећање броја и трајања испада као и утицај когенерације на смањење производње електричне енергије, спроведен је прорачун промена у годишњој производњи електричне енергије из српских термоелектрана. Графички приказ резултата прорачуна дат је на слици 3.2.4.

3.2.5. Питање термоелектране Колубара Б

Отварање површинског копа Радљево разматрано је у контексту градње блока ТЕНТ Б3, који би се хладио водом из реке Саве и радио са степеном корисног дејства до 44%, и/или градње ТЕ Колубара Б, која би користила расхладни торањ, и сходно томе имала нешто нижи степен корисног дејства (око 42%). Градња нових блокова би могла омогућити заустављање и декомисију старијих блокова (пример - ТЕНТ А, Костолац А) који имају лошије радне параметре и представљају већу опасност по животну средину.

После разматрања могућности за градњу ТЕНТ Б3 током 2012. године (RWE), интерес је минуо, и данас не постоје државни документи којима се планирају практични кораци и почетак градње ТЕНТ Б3.

Градња термоелектране Колубара Б планирана је у Каленићу, између Уба и Великих Црљена. Према плановима старим преко 30 година, електрана је требало да има два блока од 375 MW. Премда је набављен велики део неопходне опреме, са градњом се није почело, тако да је набављена опрема пар деценија стајала на складишту и чекала градњу. У измењеној ситуацији, техноекономска анализа из 2019. године предвиђа градњу једног блока снаге од 350 MW, са годишњом производњом преко 2000 GWh, и уз намеру да се искористи опрема која је већ набављена и која чека на уградњу. Због кашњења од три деценије, одступања од иницијалног плана и специфичног стања расположиве опреме, данас је тешко обезбедити гаранције у погледу експлоатационих карактеристика планираног блока.

Доношење одлука о српским термоелектранама на угаљ отежано је преношењем расправе у медијски и политички простор, где многи учесници имају унапред формиране ставове, промовишу интересе ужих група, и немају довољно стрпљења да савесно сагледају другачија мишљења и проуче околности које не иду у прилог брањеним тезама. Потреба да се блокови са малим степеном корисног дејства и великим емисијама зауставе и замене савременим јединицама није у довољној мери предочена нити образложена. Као последица, најаве затварања појединих блокова доживљавају се као угрожавање егзистенције радника запослених на угљенокопима, док се најаве градње ефикаснијих заменских блокова доживљавају као анахроно настојање да се увећају капацитети термоелектрана, увећа загађење животне средине, угрози здравље становништва и перспективе потомака, и крене у смеру супротном од света.

За потребе анализа и промишљања у оквиру овог документа усвојена је претпоставка да ће се од градње једног блока од 350 MW у Каленићу одустати, тако да он није уврштен у Табелу 3.2.2. Таква претпоставка је имплицитно садржана у већ донешеној одлуци да се рад блокова А1 и А2 ТЕ Костолац продужи до 2038. године. Уколико би градња ТЕ у Каленићу ипак наставила, стекли би се услови за гашење старих блокова упоредиве снаге, тако да се нумерички исходи изведени из Табеле 3.2.2. и приказани на слици 3.2.4. не би значајније променили.

3.2.6. Закључак

- Рад ТЕ на угаљ (одељак 3.2.1) и сагоревање угља у великим и малим ложиштима угрожавају животну средину и здравље становништва, и зато коришћење лигнита у енергетске сврхе треба умањити и прекинути чим се за то стекну услови. Уз привидно ниску цену електричне енергије, потрошачи плаћају преузету енергију уношењем загађења које им угрожава здравље и нарушава квалитет живота.
- Потребно је зауставити рад ТЕ на угаљ са застарелом технологијом, ниским степеном корисног дејства, великим специфичним утрошком угља (kg/kWh) и великом специфичном емисијом CO₂/kWh. У границама могућности, требало би задржати ремонтване синхроне генераторе у улози синхроних компензатора и ради очувања кинетичке енергије у систему, чиме се знатно олакшава интеграција ОИЕ.
- Подаци о ТЕ на угаљ чији радни параметри и стање ресурса завређују наставак рада до увођења заменских извора наведене су у Табели 3.2.2. Промена очекиване годишње производње електричне енергије из термоелектрана на угаљ до 2050. дата је на слици 3.2.4.
- Наставак рада ТЕ на угаљ наведених у Табели 3.2.2 подразумева уградњу и коришћење еколошке опреме која омогућава да се емисије штетних гасова и материја одржавају у границама наведеним у *Националном плану за смањење емисија главних загађујућих материја које потичу из старих великих постројења за сагоревање*, објављеном у Службеном гласнику РС, број 30/18.
- Предуслов за заустављање ТЕ на угаљ наведених у Табели 3.2.2. је расположивост консолидованих, еколошки прихватљивих заменских извора који гарантују сигурност снабдевања, доступност енергије, интегритет мреже и остваривост инвестиција, не угрожавајући интересе становништва, индустрије и друштва. Према процени у одељку 6.5.2, значајан пад производње електричне енергије из ТЕ на угаљ треба очекивати 2040, док ће експлоатација лигнита за потребе енергетике престати до 2050. године. У међувремену, потребно је пратити развој технологија заменских извора и разматрати њихова техничка својства (одељак 6.2), трошкове (одељци 4.7, 5.8 и 6.4), и еколошку прихватљивост, са посебним освртом на скривене еколошке ризике (одељак 5.8.8).
- Према примена ултра-суперкритичне технологије ТЕ на угаљ (Дателн 4⁵⁷ и грчка ТЕ Птолемаис 5) омогућује смањење утрошка угља, мање емисије CO₂ и прихватљиву цену енергије (LCOE) уз урачунате таксе на емисије (iea.org⁵⁸), ограничене резерве лигнита и очекивања да се ТЕ на угаљ зауставе до 2040-2050. године чине да градња нових ТЕ на угаљ у Србији буде неисплатива.
- Поред смањења емисија из енергетских постројења, у Србији постоји потреба да се смање емисије CO₂ које долазе из индустрије, пољопривреде и саобраћаја. Потребно је учинити значајан напор у циљу смањења емисије CO₂ из српских челичана, цементара, других индустријских постројења, саобраћаја и пољопривреде, како би износ укупних емисија CO₂ у Србији био у складу са преузетим обавезама.

⁵⁷ У Немачкој покрајини Северна Рајна - Вестфалија 30. маја 2020. пуштена у рад јединица која сагорева увозни угаљ и даје 1100 MW, односно око 9 TWh годишње. Парни циклус има ултра-суперкритичне параметре што даје значајно већу ефикасност и значајно мањи утицај термоелектране на животну средину.

⁵⁸ <https://www.iea.org/articles/levelised-cost-of-electricity-calculator>

3.3. ТЕ на природни гас

У поређењу са ТЕ на угаљ, ТЕ на природни гас емитују три пута мање количине угљен-диоксида (од 0,3 до 0,35 kg/kWh). Ипак, њихова укупна емисија CO₂ током целог животног века (LCE) је око 10 пута већа од LCE ветроелектрана и соларних електрана, и око 12 пута већа него код савремених нуклеарних електрана. Премда свет располаже значајним резервама природног гаса, ради се о ресурсу који није обновљив и чија ће се цена увећавати. Удео цене природног гаса у произведеном kWh термоелектрана премашује 70%. Уз мање измене и уз нове гасне турбине, термоелектране на природни гас могу користити и друге врсте гасовитог горива међу којима је и водоник, и тада се очекују емисије угљен-диоксида од 0,1 до 0,15 kg/kWh.

Услед значајно мањих емисија CO₂, ТЕ на природни гас су адекватна замена за енергију из ТЕ на угаљ које ће постепено смањивати своју производњу. Градња ТЕ на природни гас је значајно јевтинија од градње ТЕ на угаљ, њихови инвестициони трошкови су око 1.000 €/kW, и учествују у цени (LCOE) енергије са свега 28%. Дакле, ТЕ на гас се могу градити са мање напора него ТЕ на угаљ, док се њихов рад повољно одражава на систем, не изискује трошкове интеграције већ олакшава увећање удела соларних електрана и ветроелектрана, са којима може радити у пару, снабдевајући потрошаче у време када варијабилна енергија⁵⁹ није расположива.

Недостатак ТЕ на гас је релативно висока цена примарне енергије. Уз цену гаса од \$300/1.000 m³, уз високу електричну ефикасност термоелектране са комбинованим гасно-парним циклусом (CCGT) од 52%, и уз учешће цене гаса око 2/3, трошкови производње енергије из гасне ТЕ достиже 90 €/MWh. Током 2020. године, удео цене гаса у трошковима производње енергије из ТЕ на гас износила је око 60 €/MWh. Уместо природног гаса може се користити биогаз, што би омогућило да се предности термоелектрана на гас споје са коришћењем обновљиве енергије добијене из биомасе.

Током наредних деценија, удео природног гаса у производњи електричне енергије ће у великој мери зависити од промена цене природног гаса и од развоја технологија за производњу биогаза из биомасе.

3.3.1. Врсте термоелектрана на природни гас и њихово коришћење у енергетици

Гасне турбине сагоревају природни гас и на вратилу дају механички рад, који се у електричним генераторима може претворити у електричну енергију. Ефикасност гасних турбина достиже 35%. Снага термоелектране са гасном турбином се може променити у номиналном износу за свега пар минута, тако да се оне могу користити за добијање вршне енергије. Термоелектране са гасном турбином су погодне за рад у пару са соларним електранама, где својом флексибилношћу и управљивошћу могу умањити варијације укупне производње. Релативно мали степен корисног дејства чини их непогодним за рад на месту базних електрана.

Гасови на излазу турбине могу се искористити за добијање водене паре, која се уз помоћ парне турбине може искористити за добијање додатног механичког рада. На таквом принципу раде гасне турбине са комбинованим (гасно-парним) циклусом, чији се степен корисног дејства креће у опсегу од 50% до 60%. Већина термоелектрана на гас које раде у дужим временским интервалима користе комбиновани циклус са гасном и парном турбином. Присуство парног

⁵⁹ енергија из соларних електрана и ветроелектрана

циклуса продужава време одзива и време уласка у устаљено стање, које може достићи 4-5 сати. Термоелектране са комбинованим циклусом нису погодне за добијање вршне енергије, али се могу користити као базни извори.

Део топлоте у термоелектранама са комбинованим гасно-парним циклусом се ослобађа и губи. Наведена топлота се може искористити за даљинско грејање оближњих насеља. У том случају, гасне електране са комбинованим циклусом и когенерацијом остварују значајно боље коришћење енергије из природног гаса. Уколико се сабере добијена топлотна енергија са добијеном електричном енергијом, еквивалентни степен корисног дејства достиже 80%, што омогућује исплатив рад чак и у условима увећане цене гаса.

3.3.2. Гасне термоелектране са комбинованим циклусом и когенерацијом

Уз еквивалентни степен корисног дејства који може достићи 80%, гасне ТЕ са комбинованим циклусом и когенерацијом изузетно добро користе гориво и ради економично и у условима значајније варијације цене гаса. Даљинско грејање се не може ефикасно спровести на великим растојањима, и зато је коришћење ових електрана везано пре свега за градове Београд, Нови Сад, Крагујевац и Ниш. Електране са комбинованим циклусом и когенерацијом имају спор одзив, могу се користити као базне, и нису погодне за производњу вршне енергије.

3.3.3. Гасне термоелектране са комбинованим циклусом без когенерације

У зависности од кретања цене гаса, гасне термоелектране са комбинованим циклусом се могу користити као замена за старије термоблокове (ТЕНТ-А, Костолац-А у Табели 3.2.2). Градњом на истом месту користи се постојећа инфраструктура, расположива вода за хлађење, електрична мрежа и разводна постројења, што умањује трошкове градње.

3.3.4. Гасне термоелектране без комбинованог циклуса

Гасне турбине имају релативно малу ефикасност од око 35%. Међутим, оне могу остварити врло брзе промене снаге. У одговарајућим условима, промена снаге у номиналном износу се може остварити за свега пар минута. Термоелектране са гасним турбинама могу радити као вршне електране, могу се надопуњавати са соларним електранама, и могу значајно смањити неопходне капацитете за складиштење електричне енергије.

3.3.5. Закључак

ТЕ на гас ће током наредних 10-30 година бити неопходне ради стварања техничких услова за остваривање планиране енергетске транзиције. Услед емисија CO₂ и раста цена гаса, очекује се престанак рада ТЕ на гас до 2055. године. Гасне ТЕ без комбинованог циклуса омогућују брз одзив и треба их користити за рад у пару са ветроелектранама и соларним електранама, како би уједначиле укупну снагу групе извора у којој су ТЕ на гас и ОИЕ и тако олакшале интеграцију ОИ-ЕЕ у електричну мрежу. Гасне ТЕ са комбинованим циклусом могу се градити на локацијама искључених ТЕ на угаљ, где могу користити постојећу инфраструктуру. Гасне ТЕ са комбинованим циклусом и когенерацијом дају електричну и топлотну енергију са ефикасношћу до 80%, и могу бити економичне чак и уз значајније увећање цене гаса. Брзина одзива

категорише их у базне изворе, и треба их користити за даљинско грејање већих градова. У планирању ТЕ на гас треба искористити сваку техничку могућност за градњу турбина које би се могле лако прилагодити за рад са другим врстама гасовитих горива (биогаз).

3.4. Биомаса

Дрвна биомаса, остаци из пољопривреде и други отпад могу се организовано прикупљати и третира пелетизацијом, торефакцијом, пиролизом и другим поступцима ради добијања чврстог или гасовитог горива (биоплин/биогаз). Угљен-диоксид који се ослобађа сагоревањем биомасе сматра се делом кружења угљеника у природи, наиме, полази се од околности да је предметни угљеник у току раста биљке везан из атмосфере у коју се сагоревањем враћа.

У енергетском билансу ЕУ, око 60% енергије из обновљивих извора добија се коришћењем биомасе. Употреба биомасе за енергетске потребе је прихваћена од стране Европске Уније, подржана од стране *World Bioenergy Association*, али је противна препорукама SAPEA, формалног саветника Европске комисије, као и препорукама EASAC. Подробнија проучавања указују да претпоставка угљеничке неутралности биомасе не стоји⁶⁰, јер занемарује пролазно, али деценијама дуго повећање концентрације CO₂ које ће створити сагоревање биомасе, што додатно отежава тренутну фазу глобалног загревања.

3.4.1. Спаљивање биомасе за енергетске потребе

Спаљивање биомасе је праћено емисијом суспендованих честица и продуктима непотпуног сагоревања у малим ложиштима, што додатно угрожава квалитет ваздуха у Србији, и противно је циљевима заштите животне средине и здравља становништва. И поред тога, у земљама ЕУ се биомаса може спаљивати у енергетске сврхе, уз образложење да ослобођени CO₂ бити везан кроз процес фотосинтезе током наредних деценија. Будући да је у земљама Уније енергија добијена сагоревањем биомасе убројана у обновљиву, подстицајним мерама Владе Републике Србије подржано је сагоревање биомасе за производњу топлотне и електричне енергије. Током последњих деценија, спаљивање биомасе је допринело значајном угрожавању животне средине и квалитета ваздуха.

Емисија суспендованих честица и штетних гасова је поготово изражена у малим ложиштима. У Србији постоји веома озбиљан проблем загађења суспендованим честицама, било да се ради о директно емитованим или о секундарним аеросолима којима доприносе гасовити продукти сагоревања, тако да треба избећи свако даље увећање сагоревања биомасе. Са свега 30% површине, Србија је дефицитарна шумама, тако да тренд обарања стабала ради огрева и производње пелета и брикета ствара додатну штету. Велики број малих ложишта и значајан обим биомасе која се користи у условима слабо контролисаног и непотпуног сагоревања увећава проблеме загађења. Грејање на биомасу у зимском периоду, у интервалима температурне инверзије, ствара веома велике концентрације суспендованих честица, што у великој мери угрожава здравље људи у насељеним областима.

⁶⁰ John D Sterman¹, Lori Siegel, Juliette N Rooney-Varga, “Does replacing coal with wood lower CO₂ emissions? Dynamic lifecycle analysis of wood bioenergy”, *Environmental Research Letters*, Volume 13, Number 1 (Focus on The Role of Forests and Soils in Meeting Climate Change Mitigation Goals)

Као привремено решење, коришћење пелета и брикета за грејање представља напредак у односу на спаљивање отпада (одељак 3.9) или спаљивање аутомобилских гума. На дужи рок, коришћење малих ложишта ради грејања може се заменити ослањањем на геотермалне воде и топлотне пумпе. Поред штетних емисија из малих ложишта, међу негативним последицама спаљивања биомасе је и њен непосредни утицај на транзијентно увећање концентрације CO₂ и на глобално загревање у критичном периоду до 2100. године, што угрожава циљева декарбонизације и климатске неутралности.

Сагоревање пољопривредног отпада треба ограничити на ложишта где постоји могућност да се на економски прихватљив начин ограничи емисија штетних продуката сагоревања у атмосферу. Поготово је штетно сагоревање биомасе у малим ложиштима и инсталацијама мале снаге, где је технички и по природи ствари много теже уградити и одржавати еколошку опрему која уклања емисије. Спаљивање пелета треба дозволити само корисницима чија ложишта имају емисију суспендованих честица мању од 2 mg/m³. У погледу производње пелета, потребно је осигурати да произвођачи набављају сировине без угрожавања шумског фонда, да се прикупљање заснива на шумском отпаду, и да укупна експлоатација не пређе 70% прираста, уз обавезу да се неопходни минимум шумског отпада препусти процесима природног труљења. Потребно је спречити сваку производњу пелета засновану на додавању испуне/лепила.

3.4.2. ТЕ на биогаз

Биомасу треба разматрати и као ресурс за производњу биогаза, метана или метанола који би се користили у енергетске сврхе. Уз организовано прикупљање, индустријски третман је могуће засновати на анаеробном разлагању или на термохемијској конверзији биомасе. Процес анаеробног разлагања се одвија се у четири корака: хидролиза, ацидогенеза, ацетогенеза и метаногенеза. У коначном исходу, коришћење биогаза има мање штетне ефекте на животну средину. Примерен начин за коришћење биогаза је његово сагоревање у добро контролисаним условима, у оквиру термоелектрана на биогаз које поседују одговарајућу опрему за смањење емисије штетних материја и гасова на прихватљив ниво.

Ради ширег коришћења пољопривредног отпада и шумског отпада за производњу биогаза и метанола, потребно је организовати и подржати прикупљање сировина за производњу биогаза са већег броја малих газдинстава и са већих шумских површина. Према досадашњим искуствима, основни проблем који спречава шире коришћење биомасе је велика потреба за радном снагом, као и неопходност привременог складиштења, скопчаног са ризицима декомпозиције на складишту и ризицима самозапаљења. У погледу коришћења стабљика и сламе до којих се долази током жетве, треба размотрити употребу комбајна који на лицу места издваја, обрађује и складишти делове биљака погодне за производњу биогаза.

У прилог прикупљању пољопривредног отпада, његовом коришћењу за производњу биогаза, и доцнијем коришћењу биогаза у термоелектранама је и чињеница да природна деградација биљних остатака и пољопривредног отпада увећава штетне емисије метана (CH₄), гаса са ефектом стаклене баште, који подстиче глобално загревање. Поред тога, у јесењим, зимским и првим пролећним месецима, на пољима се врши неконтролисано сагоревање пољопривредних остатака. Сагоревање остатака значајно оптерећује ваздух РМ честицама. У Србији постоји права епидемија загађења суспендованим честицама, тако да треба избећи свако даље увећање. Имајући у виду да је око 70% површине Србије покривено пољопривредним земљиштем, неконтролисано сагоревање пољопривредних остатака има значајан негативан

утицај на животну средину. Уместо неконтролисаног сагоревања, до 70% расположиве биомасе може се прикупити и користити за производњу биогаза.

3.5. Хидроелектране

Савремене српске хидроелектране имају укупно 51 агрегат са око 3.015 MW инсталисане снаге. Годишња производња варира у зависности од падавина у релевантним сливовима, док у просеку износи 10,5 TWh (7,18 TWh у Ђердапској и 3,32 TWh у Дринско-Лимској групи).

3.5.1. Бранске и проточне хидроелектране

Према предвиђањима стручњака за метеорологију и климу, падавине у јужној Европи ће бити у паду⁶¹, уз врло сушна лета која ће деловати на смањење обрадивих површина. Умањење падавина ће имати утицај на производњу електричне енергије у хидроелектранама. Коришћењем расположивих алгоритама за процену утицаја режима падавина на средњу годишњу производњу⁶², одговарајуће смањење не би требало да премaши 20%, што би значило смањење годишње производње електричне енергије српских хидроелектрана са 10 TWh на 8 TWh. С друге стране, постоје индиције да ће градња нових хидроелектрана у горњем току Дрине донети, уз постојећи режим падавина, нових 3 TWh годишње. Уз претпоставку о увећању капацитета и уз претпоставку да ће се догодити неповољна промена режима падавина, у Србији би се током 2030. године могла очекивати годишња производња електричне енергије блиска 10,2 TWh.

3.5.2. Реверзибилне хидроелектране (РХЕ)

Постојећа РХЕ „Бајина башта“ снаге 620 MW у пумпном режиму рада преузима око 1 TWh годишње, док се током рада у генераторском режиму у мрежу врати око 0,7 TWh. Уз акумулацију од 150 милиона кубика воде, уз пад од 600 метара, и уз степен корисног дејства система цевовода, водене турбине и генератора од 80%, нето износ ускладиштене енергије износи 194 GWh. Треба имати у виду да градња РХЕ сличних постојећој може имати негативне последице по животну средину какве се и данас могу сагледати на обалама горњег језера. Варијације нивоа воде у језеру и дуж доњих токована утичу на подземне воде на начин који још увек није довољно истражен. На површинама које се често плаве, преостала вегетација и земљиште су подложни распадању које доводи до емисије метана и CO₂. Према кредибилним проценама⁶³, укупни ефекти описаних појава се могу квантификовати емисијом већом од 0,2 kgCO₂/kWh⁶⁴.

Уз коришћење језера Увац, Кокин Брод и базена Клак, планирана РХЕ Бистрица би имала 4 јединице од по 175 MW. Према предложеном решењу, предвиђен је капацитет складиштења је

⁶¹ Kadovic et al. (2013), in: Perović et al. (2019), <https://www.climatechangepost.com/serbia/climate-change/>

⁶² Chilkoti, V., Bolisetti, T., and Balachandar, R. (2017). Climate change impact assessment on hydropower generation using multi-model climate ensemble. *Renew. Energy* 109, 510–517.

⁶³ National Renewable Energy Laboratory (NREL). 2012. Renewable Electricity Futures Study.

⁶⁴ IPCC, 2011: IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1075 pp. (Chapter 5 & 9).

55 GWh. У коначном исходу, могуће је проширење до 310 GWh⁶⁵. Међутим, у наведена језера са водом највише класе квалитета уводила би се вода знатно лошијег квалитета из реке Лим, што би угрозило биодиверзитет у језерском екосистему.

3.5.3. Значај РХЕ за интеграцију обновљивих извора електричне енергије

Обновљиви извори електричне енергије омогућују снабдевање потрошача уз коришћење лако доступних ресурса којима располаже већина земаља. Поред хидроенергије, ради се пре свега о енергији ветра која покреће турбине ветроелектрана и енергији сунца која се преузима уз помоћ фотонапонских панела. У случају где би потрошачи преузимали енергију из електричне мреже у интервалима када раде соларне електране и/или ветроелектране, и где би било прихватљиво да током ноћи или облачних дана без ветра остану без напајања из мреже, обновљиви извори електричне енергије би били јевтина, остварива и еколошки прихватљива замена за традиционалне изворе.

Техничке карактеристике, навике и потребе постојећих потрошача подразумевају преузимање енергије у интервалима када постоји потреба за потрошњом. Ради напајања потрошача у интервалима када енергија из соларних и ветроелектрана није доступна неопходно је располагати постројењима за складиштење енергије. Таква постројења ће складиштити вишак производње током сунчаних и ветровитих интервала, да би потом снабдевала потрошаче у интервалима без сунца и ветра.

Према детаљном прорачуну спроведеном у одељку 5.8, значајан део капацитета за складиштење мора бити заснован на батеријским постројењима⁶⁶, или другим која би имала одговарајућа динамичка својства. Ради се пре свега о потреби да се одговарајуће снаге међају у времену од, оријентационо, 100 ms, ради очувања динамичких својстава система у условима када је удео традиционалних синхроних генератора значајно мањи.

Према сценарију развоја електроенергетике до 2050. године датом у одељку 6.5.2, интеграција обновљивих извора електричне енергије захтева градњу батеријских постројења за складиштење. Уз претпоставку да ће структура и природа потрошача, синергија између сектора и дигитализација у енергетици остати на постојећем нивоу, док би удео електричне енергије из обновљивих извора достигао 41%, батеријски капацитети би морали имати веома велику снагу (4,696 GW), док би укупни капацитет за складиштење требало да буде 375 GWh. Технички разлози допуштају да се свега 80-90 GWh (тј. једнодневна потрошња) капацитета остварује у батеријама, док се остатак може добити коришћењем реверзибилних хидроелектрана. Уколико би удео обновљивих извора достигао 61% (Варијанта 1, одељак 6.4.2), интеграција би захтевала градњу батеријских постројења за складиштење снаге 9,66 GW, уз капацитет од 2747 GWh, који би се у једном делу могао обезбедити ослањањем на РХЕ.

Уз наведене претпоставке, неопходни капацитети за складиштење врло брзо расту са уделом обновљивих извора. У будућности се може очекивати да промене у техничкој опремљености и навикама потрошача омогуће достизање стања у коме се енергија из мреже преузима искључиво у интервалима када је расположива, уместо да се, као данас, преузима кад год постоји потреба. До тада, проблем значајнијег увећања удела електричне енергије из обновљивих извора ствараће околност да трошкови њихове интеграције могу вишеструко

⁶⁵ Потребно је сачинити детаљнији прорачун на бази ближих података о укупним губицима, о ефектима испаравања, као и о позитивним ефектима похрањених водених маса на производњу хидроелектрана које постоје у доњем току.

⁶⁶ Убрзан је развој натријум-јонских батерија, <https://www.faradion.co.uk/applications/stationary-energy-storage/>

премашити трошкове градње самих извора (одељак б). Одлучујући утицај на трошкове интеграције имају трошкови складиштења, тако да се ослањањем на РХЕ могу остварити значајне уштеде.

У ситуацијама какве се срећу у земљама Уније, где градња обновљивих извора електричне енергије премашује техничке могућности њихове интеграције у систем, и где расположиви капацитети реверзибилних хидроелектрана не омогућују значајније складиштење, постоје иницијативе да се део енергије из обновљивих извора искористи за производњу гасовитог или течног горива⁶⁷. Уз помоћ електричне енергије из обновљивих извора и коришћењем воде, угљен диоксида и азота из атмосфере могуће је добити водоник, метан или амонијак, горива која се могу користити у саобраћају, индустрији и за напајање потрошача топлотне енергије. Постоје идеје да се водоник користи и у оквиру система за складиштење енергије као алтернатива градњи РХЕ и батеријских постројења. У земљама северозападне Европе планира се веће коришћење енергије *off-shore* ветроелектрана за производњу водоника⁶⁸. Инвестиција у опрему за електролизу тренутно износи од 500 до 1000 €/kW, значајно је већа (за ред величине) од инвестиције у батеријска постројења за складиштење електричне енергије и неупоредиво већа од инвестиције у РХЕ. С друге стране, ефикасност електролизера се, у просеку, креће до 70%. Водоник се може претворити у електричну енергију из помоћ горивних ћелија⁶⁹ чија је просечна ефикасност око 50%. Кружна ефикасност система за складиштење и регенерацију електричне енергије на бази водоника је око 35%, тако да се за сваки kWh утрошен у електролизеру за добијање водоника добија око 0,35 kWh електричне енергије из горивних ћелија које би користиле складиштено водоник. На бази наведених прелиминарних разматрања, може се закључити да у Србији 2020-2050. не постоје технички нити финансијски разлози који би оправдали коришћење водоника за складиштење електричне енергије. С друге стране, постоји потреба да план увећања удела електричне енергије из обновљивих извора буде праћен планирањем градње батеријских постројења за складиштење, уз искоришћење сваке могућности да се део капацитета реализује коришћењем РХЕ.

3.5.4. Утицај малих хидроелектрана на брдско планинске пределе

У последњих неколико година велика пажња се посвећује повећању интензитета ерозија изазваних све интензивнијим падавинама због промене климе. Сведоци смо да једнодневне количине падавина у појединим областима све чешће достижу нивое годишњих вредности у предходним декадама, што је директна последица повећања екстрема услед климатских промена. Све интензивније падавине покрећу бујичне ерозије и клизишта широких размера. Током 2014. године су Србију, а нарочито Посавину, задесиле велике поплаве проузроковане интензивним падавинама. Због јаког натапања земљишта, у Србији је покренуто је око 3000 клизишта⁷⁰.

⁶⁷ Büniger, U.; Landinger, H.; Pschorr-Schoberer, E.; Schmidt, P.; Weindorf, W.; Jöhrens, J.; Lambrecht, U.; Naumann, K.; Lischke, A. (11 June 2014). Power to gas in transport-Status quo and perspectives for development (PDF) (Report). Federal Ministry of Transport and Digital Infrastructure (BMVI), Germany. Retrieved 3 June 2021.

⁶⁸ Hydrogen in North-Western Europe A vision towards 2030, IEA-CIEP

⁶⁹ Други начини производње електричне енергије из водоника су мање ефикасни

⁷⁰ 2014 – 2018: COST Action ES1306 “Connecting European connectivity research” (*Connectiour*)

Људске активности остављају директне последице по морфологију терена и површинске процесе на земљи⁷¹. Због тога је неопходно пажљиво планирање у животној средини како би се обезбедио одрживи развој и умањиле последице антропогених измена терена. Значајна корелација нађена је између ерозије и градијента нагиба терена⁷². Линеарна регресиона анализа потврдила је значајну позитивну везу између губитка земљишног материјала и повећања градијента нагиба терена. Најновија научна истраживања директно означавају антропогене активности, које се односе на измене терена, у комбинацији са климатским променама, као главни узрок значајне промене динамике поплава уз драстично повећање хидрауличног ризика⁷³. Антропогена модификација терена, као што је изградња насипа, поткопавања терена, огољавање терена уклањањем зеленог покривача или слегање земљишта у вишим деловима сливова река, директно значајно утиче на динамику поплава и хидрауличну опасност у нижим деловима сливова.

Тим научника из NASA је дизајнирао аутоматизовани систем детекције ерозија и клизишта на Глобалном нивоу који функционишу у реалном времену. Овај систем анализира узастопне слике на истој локацији (слика 3.5.4.1) у циљу откривања ерозија и клизишта и њихове динамике, интегрише се са системом глобалних мерења падавина и идентификује како локације тако и евидентира датуме појаве клизишта⁷⁴. Како се може видети на слици 3.5.4.1 у само 3 дана након радова на брдском подручју, ерозије попримају значајне рамере. Мерења добијена овим системом су показала да су региони планинских области Србије подложни интензивним ерозијама и клизиштима, што је светлим тачкама означено на слици 3.5.4.2.

На основу најновијих научних доказа јасно је да су брдскопланински предели подложни јаким, бујичним ерозијама и клизиштима као кључним чиниоцима деградације земљишта, које је такође један од горућих проблема данашњице због рапидног нестајања обрадивог пољопривредног земљишта. Ако се у брдскопланинским пределима изводе грађевински радови, неминовно долази до деградације терена, због огољавања уклањањем биљног покривача. Засадања и поткопавања брда ради уградње зграда и уређаја за малехидроелектране (МХЕ), пробијање путева и сл. логично је очекивати све наведене проблеме које наука већ увелико идентификује а и који су се, у ближој прошлости, више пута потврдили у пракси.

Утврђено је да у малим акумулацијама неопходним за мале хидроелектране, из чисте планинске воде обогаћене кисеоником услед његовог испаравања долази до бујању барских биљака и алги и последичне појаве барских животиња, након чијег изумирања долази до повећања садржаја нитрата али и појава алкена као директан доказ процеса распадања у еутрофикованим воденим системима.

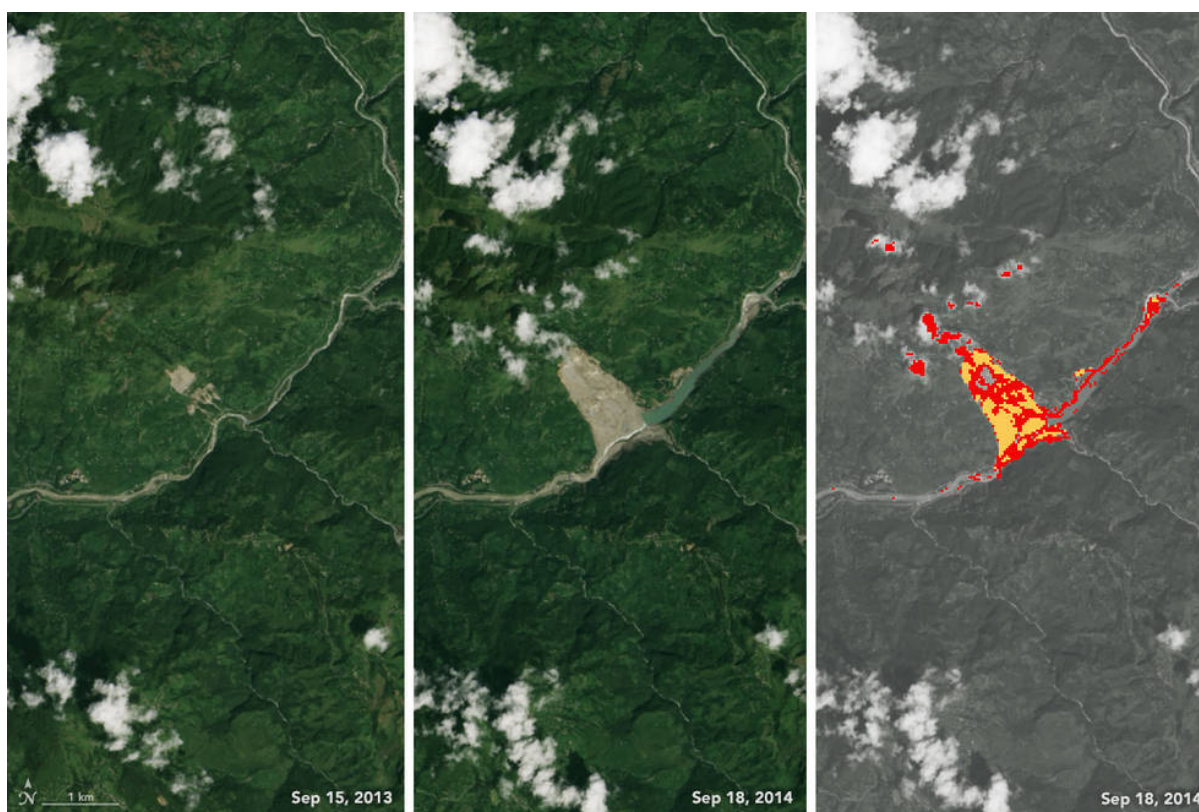
Проблем водоснабдевања насеља није једини који изазивају МХЕ. Пре свега, реке се измештају из својих непропусних корита. Стварањем малих (каскадних) акумулација долази до „хоризонталног“ губитка воде која из акумулација, где је њен ниво издигнут у односу на формирано и непропусно корито, продире у околну земљиште натапајући га и стварајући ризик за покретање клизишта. Та клизишта су посебно опасна јер је најчешће у питању земљиште под великим нагибом.

⁷¹ Tarolli Paolo, 2014. Invited Review Article, High-resolution topography for understanding Earth surface processes: Opportunities and challenges. *Geomorphology* 216 (2014) 295–312 <http://dx.doi.org/10.1016/j.geomorph.2014.03.008>

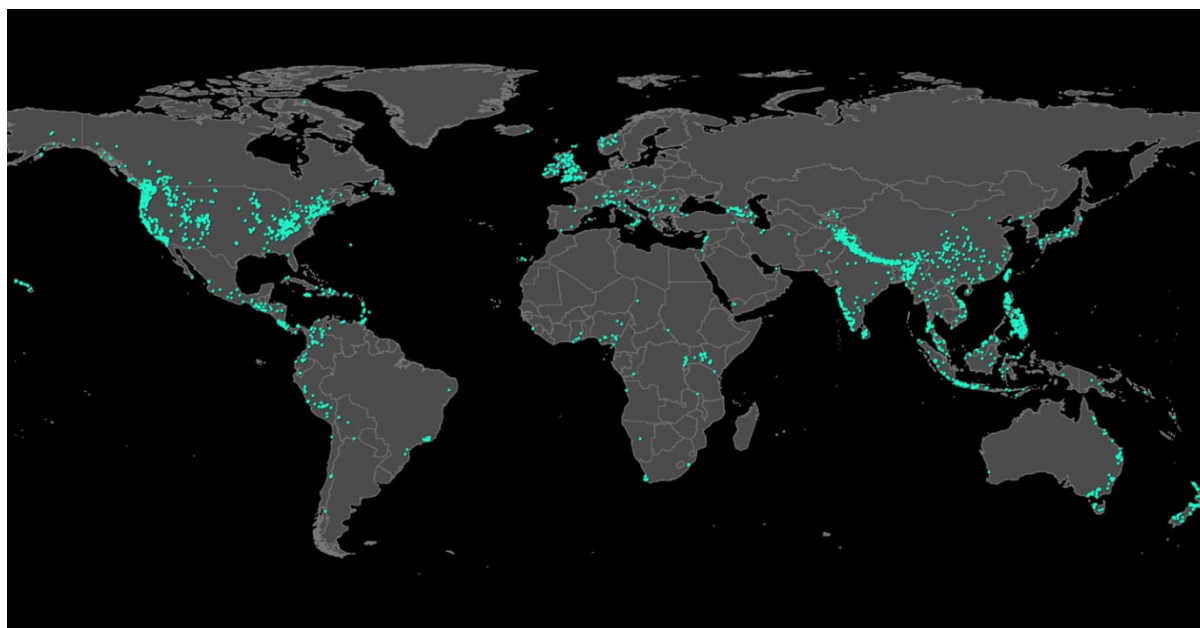
⁷² Prosdocimi Massimo, Cerdà Artemi, Tarolli Paolo, Soil water erosion on Mediterranean vineyards: A review. *Catena* 141 (2016) 1–21 <http://dx.doi.org/10.1016/j.catena.2016.02.010>

⁷³ Viero Daniele P., Roderb Giuli, Matticchio Bruno, Defina Andrea, Tarolli Paolo, Floods, landscape modifications and population dynamics in anthropogenic coastal lowlands: The Polesine (northern Italy) case study. *Science of the Total Environment* 651 (2019) 1435–1450 <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.09.121>

⁷⁴ (Data to Automatically Detect Potential Landslides <https://github.com/NASA-DEVELOP/DRIP-SLIP>)



Слика 3.5.4.1. Локација, брзина и интензитет ерозије откривен системом за аутоматско детектовање клизишта и ерозија.



Слика 3.5.4.2 Глобални каталог клизишта начињен сателитским мерењима у периоду 2007-2013 комбинованим са интензитетом падавина. Credits: NASA/Goddard/Joy Ng

Уз бујичне ерозије, изазване екстремним падавинама, наведене појаве могу довести до уништење свих добара која би била прекривена клизајућим земљишним материјалом. С једне стране, губи се количина воде у реци, а са друге ремети режим подземних вода које су у динамичкој равнотежи са површинским водама. Воде нестају на просторима где их је било а појављују се тамо где их није било, са негативним утицајем на биодиверзитет, у мери која може водити истребљењу. Недостатак воде може довести до расељавања локалног становништва.

МХЕ нису нити обновљиви нити чист извор електричне енергије. Иако МХЕ не емитују угљендиоксид, из малих акумулација би, врло брзо након еутрофикације, могла настати емисија метана (барског гаса), који припада гасовима са ефектом стаклене баште уз вишеструко већи потенцијал глобалног загревања од самог угљендиоксида. Треба узети у обзир и околност да су уља која се користе за подмазивање токсична и канцерогена, те да код мањих електрана и у контакту са речном водом могу створити нове ризике.

Проблеми везани за екстремно повећање динамике седимента, изазвано бујичним падавинама, већ су препознати у највишим међународним научним круговима који се повезују на европском и глобалном нивоу кроз рад на заједничким научним пројектима. Циљ наведених пројеката је изналажење начина за превенцију ерозија и клизишта која воде деградацији земљишта као вредног ресурса, а које рапидно и неповратно нестаје управо због оваквих и сличних људских активности (нпр. европски пројекти ES1306 (2014 – 2018) и CA 18135 (2019 – 2023)). Наведени пројекти су усмерени на то да премосте јаз између постојећих научних знања из основних наука и социоекономских аспеката комбинујући индивидуалне елементе као што су биота, земљиште, бујице и ерозије чинећи модеран (*state-of-the art*) приступ решавању проблема. Активности у таквим пројектима усмерене су пре свега на процене климе, јер климатски услови, управљање шумама као и социоекономски услови морају се узети у обзир ради разумевања динамике седимената.

Да би се разумео утицај на екосистем потребно је обухватити својства земљишта у погледу биодиверзитета, хидрологије и ерозије. Биота има велики утицај на токове воде. Физика земљишта, хемијске и биолошке промене у земљишту, биогеохемијски циклус и посебно улога органске материје из земљишта за умањење гасова са ефектом стаклене баште и нутриенти као залиха хране, такође су од великог интереса. У Европи и свету, организоване групе стручњака већ увелико раде на проблемима управљања водама и на изменама својстава земљишта и његове способности да везује угљеник.

Приликом планирања изградње МХЕ у Србији, нису целовито сагледани проблеми вегетације на датом простору, проблеми управљање земљиштом, учесталости и обима пожара, услова хидролошких система, нагиба слива, проблеми измене водених токова и проблеми рањивих седимената. Недеовољно су сагледани ризици нежељених кретања супстанци, као и проблеми као што су поплаве, седиментација и други. Последице пуштања у рад првих МХЕ у сливу реке Власине су већ евидентне кроз проблеме динамике седимената које су последица појачане ерозије огољених терена због радова на њиховим инсталацијама. Због интензивних падавина, зелени покривачи се не могу рекултивисати без опсежних и скупих интервенција. Већ начињени активациони ерозиони центри су на том терену значајни и временом се увећавају, јер проток времена омогућује брже и дубље продирање падавинских вода, што ће у будућности довести до обрушавања земљишног материјала широких размера. Како је у питању брдско планинска област, сав тај ерозивни материјал ће мигрирати према насељима низводно, која већ трпе последице у водоснабдевању, настале почетком рада првих МХЕ. На водозахват општине Власотинце већ пристиже замућена вода реке Власине која представља суспензију (на граници блата) еродираниог земљишног материјала пореклом са огољених терена око МХЕ, а која се

расположивим капацитетима за филтрацију не може довести до пијаће воде. Због овог проблема општина Власотонце данима остаје без водоснабдевања, што је посебно опасно у летњим месецима, када температуре прелазе вредност од 40 °C а становништво је без било какве воде (не само пијаће).

Горе наведени проблеми нису сагледани приликом планирања градње МХЕ у Србији. Поред осталог, није разматрано ни одрживо управљања ризицима са социоекономске тачке гледишта, које је било неопходно укључити у економске активности као што су биоенергија, биоматеријали или јестиви шумски производи.

На примеру слива реке Власине показано је да је са почетком изградње неколико МХЕ дошло до озбиљних проблема у водоснабдевању града од неколико десетина хиљада становника, чији становници остају без воде, чему је узрок интензивно замућење реке Власине као последица градње и рада МХЕ. НПостоје велики изгледи да би увођењем у радни режим свих планираних 55 МХЕ на овом сливу, читав град био приморан на расељавање.

У случају изградње МХЕ у Србији ни у ком случају није креирана свест о различитим приступима управљања ризицима који су економски одрживи. Србија има све услове за одрживи и чист развој, и то далеко више и боље од много богатијих земаља. МХЕ не би требало разматрати као извор електричне енергије у Србији. Оне представљају веома јевтин вид производње који тражи релативно мале инвестиције, али истовремено доносе значајне, девастирајуће ризике који угрожавају животну средину, људе и насеља у слабије насељеним деловима Србије.

3.5.5. Закључак

- У Србији не постоје услови за наставак градње нових хидроелектрана на начин који би поштовао највише стандарде очувања животне средине. О градњи нових РХЕ треба одлучивати након свеобухватног сагледавања негативних утицаја на животну средину.
- Годишња производња у постојећим капацитетима ће постепено опадати услед климатских промена које доносе значајне промене у режиму падавина (одељци 3.2.1, 6.4.1).
- Уз постојећи режим падавина, изградња нових производних капацитета (одељак 3.2.1) омогућује нових 3 TWh/годишње производње од 2035. године. Очекивана годишња производња током 2030. и 2050. године износе 13,8 TWh, односно 12,3 TWh.
- Потребно је престати са изградњом малих хидроелектрана на рекама Србије. Потребно је уклонити постојеће МХЕ и терен врати у претходно стање. Потребно је обавити рекултивацију оштећења терена који су подлегли ерозијама, и на којима је уништен биљни покривач, неопходан за одбијање воде са земљине површине, чиме се спречавају даљи ерозивни процеси. У противном, прете озбиљна нарушавања животне средине због повећане динамике седимената, бујичних ерозија због екстремних падавина (којих у будућности бити све више), смицања терена, клизишта великих размера, као и уништавања станишта животиња и људи, којих је у релевантним пределима ионако све мање.

3.6. Ветроелектране

Током претходне деценије, Србија је настојала да, кроз систем подстицаја, кроз повлашћене цене, као и одговарајуће промотивне акције и скупове у организацији државе и цивилног сектора, охрабри градњу ветроелектрана, у чему је постигнут запажен успех. Током 2019. године, снага ветроелектрана је у краћим интервалима достигала 16% укупне индустријске потрошње. У истој години српске електране на ветар⁷⁵ су произвеле 893 GWh електричне енергије, што износи око 2,55% укупне годишње производње. Очекује се да током 2021. године удео ветроелектрана у производњи електричне енергије достигне 1,077 TWh.

Средња вредност густине снаге ветра на територији Србије, на висини од 100 m износи⁷⁶ 230,65 W/m². Значајна специфична производња електричне енергије из ветрогенератора остварује у земљама северозападне Европе, где се граде ветроелектране на мору у областима са густином снаге од 1372 W/m², као и на копну, где је средња вредност густине снаге ветра једнака 791,55 W/m². Према наведеним подацима, Србија располаже скромнијим могућностима за коришћење енергије ветра⁷⁷ које би требало ближе проценити. Подробнији увид у практичан, употребљив потенцијал енергије ветра у Србији дат је у одељку 5.1.

Значајан део постојећих ветрогенератора изграђен је средствима инвеститора које је привукао систем подстицаја. Захваљујући здруженим напорима државе и цивилног сектора, инвеститори су мотивисани увођењем системом финансијских подстицаја и гаранцијама у погледу преузимања енергије. Ветроелектране су ослобођене обавеза балансирања и извршавања помоћних функција стабилизације и регулације система. Током претходних година, већина ветроелектрана је радила у режиму максималне расположиве снаге, без генерисања реактивне снаге, уз фактор снаге близак 1, и без обављања помоћних стабилизационих функција, што је режим рада који даје највеће приходе уз најмања напрезања уграђене опреме. Трошкове балансирања мреже, обављања помоћних стабилизационих функција и интеграције ветроелектрана преузела је електропривреда. Постојеће стање одговара инвеститорима и подстиче наставак градње ветроелектрана које не морају обављати функције у циљу очувања интегритета система.

Досадашњи просечни раст производње електричне енергије из ветроелектрана био је нешто мањи од 90 GWh годишње. Инвеститори су до сада градили своје ветро паркове на локацијама које су биле најповољније. Преостале локације су мање повољне и многе се налазе на неприступачном терену у планинама источне Србије, што треба узети у обзир приликом процене брзине са којом могу расти капацитети српских ветроелектрана. Ради ближег увида у наведене локације и ради сагледавања потенцијала за коришћење енергије ветра, спроведена је анализа (одељак 5.1) заснована на расположивим подацима.

Уз претпоставку да ће се просечна динамика градње нових капацитета током претходне деценије задржати и у наредним, процена снаге и енергије које би могле достићи српске ветроелектране до 2030. крећу се од 1400 MW до 2000 MW, и од 2,5 TWh до 3,5 TWh. Уважавајући раст бруто производње у истом периоду, ветроелектране би могле покрити до 6.25 % годишње производње електричне енергије. Бројне студије потврђују могућност за градњу и интеграцију ветроелектрана које би могле имати годишњу производњу већу од 2,5 TWh

⁷⁵ <https://balkangreenenergynews.com/rs/u-2019-duplirana-proizvodnja-elektricne-energije-iz-obnovljivih-izvora-u-srbiji/>

⁷⁶ Global Wind Atlas

⁷⁷ Tracer project 836819, Projections for the transition to 2030 / 2050 in the target regions, WP 6 – Task 6.1 / D6.1, May 2021

електричне енергије⁷⁸. На основу бројних мерења карактеристика ветра, студија о интеграцији ветроелектрана и одговарајућих стручних процена⁷⁹, процена снаге и енергије које би могле достићи српске ветроелектране у постојећој мрежи премашују⁸⁰ 1400 MW и 2,5 TWh. Прорачун спроведен у одељку 5.1. указује да су да би производња електричне енергије из ветроелектрана, уз спровођење неопходних унапређења, могла бити и већа.

Удео енергије из ветроелектрана би се могао увећати улагањем у унапређење мреже, градњом постројења за складиштење енергије, и градњом ветроелектрана у режији електропривреде. Оквирну процену је могуће начинити на основу прорачуна датог у одељку 5.1, и на бази увида у техничка ограничења постојећег српског електроенергетског система у погледу интеграције безинерционих извора, датог у одељку 6.2. Уз претпоставку да у Србији 2030. године још увек не би било батеријских постројења за складиштење, и уз примену свих мера предвиђених студијом *Asset study*⁸¹ о интеграцији обновљивих извора, српске ветроелектране би током 2030. могле достићи снагу од најмање 2280 MW и дати енергију која премашује 4 TWh, што би износило око 10% годишње бруто производње електричне енергије.

3.6.1. Фактор коришћења ветроелектрана

Ветроелектрана снаге P [MW] ће у току једне године произвести електричну енергију у износу од W [MWh] = $P \times \eta \times 24 \times 365$, -где је $\eta < 1$ фактор коришћења. Током 2019. године, снага српских ветроелектрана је у краћим интервалима достигала 16% укупне индустријске потрошње. У истој години српске електране на ветар⁸² су произвеле 893 GWh електричне енергије, што износи око 2,55% укупне годишње производње. Према наведеним подацима, фактор коришћења српских електрана био је близак 21%, што одговара раду од $0,21 \times 365 = 77$ дана годишње. С друге стране, очекује се да током 2021. године фактор ангажовања српских ветроелектрана достигне 27%. Фактор ангажовања се мења из године у годину у зависности од остварене годишње производње, са очекиваним променама⁸³ од 25%, тако да постоје подаци о фактору ангажовања који варирају у широком опсегу. Првобитна очекивања о високом фактору (до 35%) нису испуњена, тако да је од интереса сагледати искуства стечена у експлоатацији.

Уз укупну инсталисану снагу од 205 GW, европске ветроелектране су давале 417 TWh електричне енергије годишње, што је одговарало фактору коришћења инсталисаних капацитета од 23% (тј. раду са инсталисаном снагом око 84 дана годишње)⁸⁴. Према статистици за 2020. годину и пројекцијама за 2021-2025. *Wind-Europe*, фактор коришћења европских ветроелектрана достићи ће 27%. У периоду од 2004. до 2009, фактор ангажовања европских ветроелектрана⁸⁵ износио је 21%. У научном раду⁸⁶ који разматра услове за рад ветрогенератора у Србији и Црној Гори, за средњу вредност фактора узима се 23%.

⁷⁸ <https://www.energetskiportal.rs/obnovljivi-izvori-energije/energija-vetra/>

⁷⁹ Korišćenje energije vetra u Srbiji - prirodni uslovi i praktična politika, Jefferson Institute, 2009.

⁸⁰ Могућност коришћења енергије ветра за производњу електричне енергије, Elektroprivreda Srbije, TEKON, RHMZ Srbije

⁸¹ ASSET STUDY on Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions ISBN 978-92-76-24738-8 doi: 10.2833/35606 MJ-04-20-645-EN-N

⁸² <https://balkangreenenergynews.com/rs/u-2019-duplirana-proizvodnja-elektricne-energije-iz-obnovljivih-izvora-u-srbiji/>

⁸³ “Impact of Intermittency: How Wind Variability Could Change the Shape of British and Irish Electricity Markets”, Summary Report, Poyry, 2009.

⁸⁴ <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2019.pdf>

⁸⁵ Capacity factor of wind power realized values vs. estimates, Nicolas Boccard, Energy Policy, 2009, vol. 37, issue 7, 2679-2688

⁸⁶ Dusan Mikicic, Branko Radicevic, and Zeljko Đurisić, Wind Energy Potential in the World and in Serbia and Montenegro, FACTA UNIVERSITATIS (NIS), SER.: ELEC. ENERG. vol. 19, April 2006, 47-61

Имајући у виду околност да је потенцијал енергије ветра у Србији значајно мањи од потенцијала које имају земље северозападне Европе, да су перспективне локације уз источне границе делом ангажоване, док се већина расположивих локација налази на мање приступачном терену, као и да остатак земље има лошије услове за експлоатацију енергије ветра, прорачуни спроведени у оквиру наредних одељака полазе од претпоставке да ће нова постројења ветрогенератора имати фактор коришћења од 21%.

3.7. Соларне електране

На територији Србије, средња годишња енергија зрачења сунца на хоризонталну површину креће се од 1259 до 1420 kWh/m². Уз савремене монокристалне фотонапонске панеле, за добијање годишње бруто производње електричне енергије, која у Србији износи 38 TWh, потребно је имати фотонапонске панеле укупне површине 28,4 милиона m². Према подацима са портала *Global Solar Atlas*, за сваки инсталирани киловат соларних електрана са фотонапонским панелима, у Србији се током једне календарске године може добити од 1175 до 1376 kWh електричне енергије. Годишња бруто производња електричне енергије могла би се добити из соларних електрана снаге 29,8 GW, чија би градња стајала око 15 млрд. €, и које би заузеле земљиште површине⁸⁷ од 476 km², што одговара парцели димензија 22 × 22 km и износи приближно 0,54 % површине Србије. Уколико би потрошачи преузимали енергију искључиво током сунчаних интервала, или би се створила могућност еколошки и финансијски прихватљивог складиштења електричне енергије за ноћне часове и за зимски период, соларне електране би могле напајати све потрошаче у Србији. До тада, енергију из соларних електрана је неопходно складиштити, што отежава увећање њеног удела у потрошњи и ствара техничке, финансијске и еколошке проблеме разматране у одељцима 5.8, 6 и 7.1, где се указује да је прекомерно увећање удела енергије из соларних електрана и ветроелектрана скопчано са трошковима њихове интеграције који вишеструко премашују трошкове градње самих електрана.

Трошкови градње соларних електрана су током прве деценије 21. века били вишеструко већи него данас, и зато је у Србији донесена одлука да се подстицајне мере за соларне електране ограниче на укупну снагу од 10 MW. Таква одлука била је мотивисана потребом да умере трошкови градње, који се у крајњој линији преливају на потрошаче. Током 2019. године, српске соларне електране су произвеле нешто мање од 10,9 GWh. У истој години, соларне електране у Немачкој су имале много већи удео у производњи електричне енергије, око 9,1%. Услови за експлоатацију соларне енергије у Србији су нешто бољи него у Немачкој, са 22-23% већом специфичном енергијом сунчевог зрачења, број сунчаних дана је око 270 годишње, док током године има у просеку 2300 сати осунчавања.

Према досадашњим искуствима у експлоатацији, годишњи фактор коришћења соларних панела у Србији достиже око просеку 0,148⁸⁸, што значи да фотонапонски панел снаге 1 kW (површине око 7 m²) може током једне године дати око 0,148 × 1 kW × број сати у години = 1300 kWh електричне енергије. На годишњем нивоу, просечна енергија соларног зрачења на хоризонталну површину од 1 m² у Србији износи⁸⁹ 1356 kWh. Уз савремене монокристалне фотонапонске панеле ефикасности од 20%, одговарајућа годишња производња износи око 27100

⁸⁷ <http://www.suncyclopedia.com/en/area-required-for-solar-pv-power-plants/>

⁸⁸ Према подацима са портала <https://globalsolaratlas.info/>, фактор коришћења фотонапонских панела у Србији једнак је 0,146

⁸⁹ <https://globalsolaratlas.info/>

kWh/god/m². Оптимални нагиб под којим би требало користити фотонапонске панеле у Србији је од 33° до 36°. Оптимално монтирани фотонапонски панел који захвата исти флуks зрачења као и хоризонтално монтирани панел имаће око 18,8 % мању површину, и има другачију изложеност ударима ветра приликом временских непогода.

Годишња бруто производња електричне енергије у Србији (око 38 TWh) могла би се добити из соларних електрана укупне снаге 29,8 GW, чија би градња стајала око 15 млрд. €, и које би заузимале⁹⁰ свега 0,54 % површине Србије. Међутим, све док буде преовладавала пракса где потрошачи преузимају енергију у интервалима када им је потребна, и док се не успостави режим рада у коме потрошачи преузимају енергију током интервала када има сунца, снабдевање потрошача електричном енергијом из соларних електрана захтеваће градњу батеријских постројења за складиштење, неопходних за рад система. Ради смањења неопходних капацитета батеријских постројења, постојаће потреба за коришћењем свих могућности за управљање потрошњом и производњом из управљивих извора, као и за градњом РХЕ чији се утицај на животну средину сматра прихватљивим. Технички проблеми који ограничавају увећање удела електричне енергије из соларних електрана размотрени су у одељку 5.8, одељку 6.2 и одељку 7.1.

Градња одговарајућих капацитета за батеријско складиштење⁹¹ може бити скопчана са значајним трошковима⁹². Детаљнији прорачун укупних LCO трошкова складиштења⁹³ (LCOS) дати су у одељку (5.8). Ради сагледавања финансијских ефеката увећања удела енергије из соларних електрана потребно је сагледати одговарајућу системску цену енергије (sLCOE), која укључује трошкове производње, али и трошкове интеграције соларних електрана, а пре свега трошкове складиштења. Према анализи спроведеној у одељку 6, заснованој на претпоставци да ће напајање потрошача бити обезбеђено и у интервалима када нема сунца, и то захваљујући постројењима за складиштење, оквирни трошкови интеграције соларних електрана и градње одговарајућих капацитета за складиштење мењају се као параболична функција удела енергије из соларних електрана у укупној потрошњи. За удео мањи од 10%, трошкови интеграције/складиштења значајно су мањи од трошкова градње самих електрана. За удео од 33%, поменути трошкови се изједначавају. За удео од 47% (варијанта 5 у одељку 6), трошкови интеграције/складиштења су 5-6 пута већи од трошкова градње соларних електрана, док за удео од 75% поменути трошкови узимају неприхватљиво велике вредности које не могу имати практичну примену. Према прорачуну, трошкови интеграције/складиштења су тада око 30 пута већи од трошкова градње електрана. Будући да се трошкови енергетске транзиције преливају на потрошаче, уз додатак трошкова интеграције ОИ у електроенергетски систем⁹⁴, за које одговарајуће процене већ постоје на нивоу ЕУ⁹⁵, цена испорученог kWh била би вишеструко увећана. На дужи рок, реално је претпоставити да ће многе соларне електране и ветроелектране радити изван електричне мреже, и да ће се њихова енергија користити за производњу горива какав је метан, амонијак или водоник, или за напајање индустријских процеса који се могу одложити за интервале када има ветра и/или сунца.

⁹⁰ <http://www.suncyclopedia.com/en/area-required-for-solar-pv-power-plants/>

⁹¹ Детаљнија анализа трошкова дата је у одељку 5.8, док је процена капацитета за неколико сценарија дата у одељку 6.3

⁹² Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update, W. Cole and A. Will Frazier, National Renewable Energy Laboratory

⁹³ Utility-scale batteries innovation landscape brief, IRENA, 2019, ISBN 978-92-9260-139-3

⁹⁴ ради се пре свега о кореним изменама у системима управљања и заштите, у трошковима прилагођавања потрошача, као и примени помоћних функција ОИ усмерених ка очувању интегритета система, међу којима је и виртуелна инерција.

⁹⁵ Giles Dickson, CEO, WindEurope, "How Europe can ensure that it meets its wind energy goals"

Уколико би се соларне електране користиле у мањем обиму, у пару са гасним термоелектранама или другим базним изворима, технички проблеми њихове интеграције били би значајно мањи као и неопходни капацитети за складиштење, па би свеукупни технички и финансијски ефекти интеграције фотонапонских панела били много позитивнији.

У Србији су улагања у соларне електране до сада била мала због високих цена фотонапонских панела. Током претходних година, та цена је значајно умањена. Током 2021, укупна инвестиција у соларне електране велике снаге опала је на 500 €/kW, док инвестиција у мале соларне изворе не прелази 1500 €/kW. У структури инвестиције се свега 34% односи на соларне панеле, тако да даљи пад цене фотонапонских панела у будућности неће имати значајан утицај на укупну цену електране/постројења. У зависности од степена испуњења неопходних техничких предуслова и од обавеза које ће бити наметнуте произвођачима у погледу помоћних стабилизационих функција, као и уз значајно увећање подстицаја и цена електричне енергије за домаћинства, оквирна процена укупне производње електричне енергије из безинерционих извора у Србији 2030. може се кретати (Табела 6.2.2) између 2,1 TWh и 4 TWh. Детаљнији увид у оствариве потенцијале соларних електрана дат је у одељку 5.

3.7.1. Велике соларне електране

Занемарујући трошкове интеграције, велике соларне електране са фотонапонским панелима су извор који обезбеђује електричну енергију по најмањој цени (LCOE). Према подацима агенције *IRENA*, соларне електране су током 2020. године производиле електричну енергију по цени од 57 €/MWh. Цена енергије из соларних термоелектрана са концентратором (одељак 5.7) је значајно већа и износи око 120 €/MWh.



Слика 3.7.1. Соларна електрана у Кауаи (Хаваји) са батеријским капацитетима за складиштење од 100 MWh (*National Renewable Energy Laboratory*)⁹⁶

⁹⁶ <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-integration-solar-energy-and-storage-basics>

Предност соларних електрана са концентратором је могућност складиштења топлотне енергије и њеног коришћења у интервалима када нема сунца. Соларне електране са фотонапонским панелима немају инхерентно складиште и најчешће се граде (Слика 3.7.1) у пару са батеријским капацитетима за складиштење електричне енергије.

Комерцијално расположиви фотонапонски панели и уређаји енергетске електронике омогућају градњу соларних електрана по цени која за снаге $P > 10\text{MW}$ не прелазе $0,5\text{ M€}/\text{MW}$, односно, $0,5\text{ €/W}$. Удео цене фотонапонских панела у цени градње електрана је мањи од 35%, док је структура преосталих трошкова реализације таква да у том делу не треба очекивати значајна умањења у блиској будућности. Уз претпоставку да је електрична мрежа у обавези да преузме енергију соларних електрана кад год је она расположива, цена по преузетом kWh треба да буде најмање $0,05\text{ €/kWh}$ (50 €/MWh) да би се, по одбитку трошкова одржавања и других оперативних трошкова, инвестиција и финансијски трошкови отплатили за приближно 12 година. Трошкови градње соларних електрана могу наставити даљи пад. Пројекти соларних електрана у арабији, који су у фази реализације, предвиђају изузетно повољне вредности LCOE мање од 20 €/kWh . Наведени трендови (одељак 6.4.2, 6.4.3) стварају ситуацију у којој су трошкови интеграције соларних електрана вишеструко већи од трошкова њихове градње. У зависности од локације, нагиба терена и примењене технологије, за соларну електрану снаге 1 MW потребна је парцела површине до 2 хектара. Србија не располаже великим пустим и некултивисаним површинама какве се могу наћи другде. Већина српских ненасељених површина је под шумом (30%) или се користи у пољопривреди (70%). Расположиве површине су од великог значаја за живи свет. Растући проблеми водоснабдевања траже да се очувају и обнове шуме, док се значајан део остатка територије користи за производњу хране. Од значаја је размотрити и могућност градње соларне електране на истом месту где већ постоји ветро-парк, што у значајној мери олакшава прикључење на мрежу и обезбеђење. Треба забранити изградњу соларних електрана на земљишту које није бар 5. или 6. категорија.

Основни проблем у интеграцији великих соларних електрана је потреба за дневним и сезонским складиштењем електричне енергије. У погледу дневног складиштења, оквирне процене одговарајуће снаге, енергије и капацитета треба засновати на следећим околностима:

- Вршна потрошња у вечерњим часовима се не може снабдевати из соларних електрана без складишта. У вечерњим интервалима постоји потреба да се снази базних извора додају вршне гасне електране или ветроелектране, у свим случајевима када има ветра.
- У систему са прихватљивим и одрживим капацитетима за складиштење, фотонапонски панели би дали до једне половине дневне потрошње (8:00 - 20:00) електричне енергије док би другу половину дневне потрошње дали базни и други извори.
- Током сунчаног летњег дана, максимална снага из фотонапонских панела би требало да достигне максимум P_{max} у интервалу од 13:00 до 14:00. У истим данима, снага узима вредности $P > P_{max}/5$ у интервалу од 9:00 и 17:00.
- Батеријски капацитети за складиштење који задовољавају потребе соларних електрана требало би да имају капацитет који одговара 12-15% дневне потрошње. Потребе недељног и сезонског складиштења треба задовољити додатним батеријским капацитетима и реверзибилним хидроелектранама.
- Уз наведене претпоставке, удео енергије из соларних електрана у укупној дневној

потрошњи током сунчаних дана премашио би 25%, док би удео на годишњем нивоу премашио 8%.

Поред дневног, неопходно је и складиштење које ће надоместити енергију радијације сунца током облачних дана, као и значајан пад производње у зимским месецима, као и током тропских дана у летњем периоду када пад производње из ветроелектрана коинцидира са увећањем потрошње уређаја за климатизацију. Производња електричне енергије из фотонапонских панела је током зиме, у просеку, око 6 пута мања због неповољнијег упадног угла и значајно краће обданице. Сезонско складиштење може бити изузетно скупо⁹⁷, и зато је много практичније предвидети изворе који ће моћи да надокнаде недостатак енергије из соларних електрана током зиме. У креирању електроенергетског тржишта Србије потребно је дефинисање стратешких резерви у производним капацитетима класичне електроенергетике до 2045. године, да би се избегао увоз и набавка недостајуће електричне енергије на тржишту.

У погледу опредељења између соларних електрана са фотонапонским панелима и соларних термоелектрана, са којима још увек нема довољно експлоатационог искуства, потребно је пратити и промене трошкова складиштења, развој технологије соларних термоелектрана као и алтернативне видове коришћења енергије из соларних електрана са фотонапонским панелима. Постоје индиције да ће цена складиштења (LCOS, *Levelized Cost of Storage*) опасти испод 200 €/MWh до 2050. године⁹⁸. У систему где би се електрична енергија добијала у целости из соларних електрана са фотонапонским панелима, 1/3 енергије би се преносила директно до потрошача, док би преостале 2/3 биле најпре ускладиштене ради доцнијег снабдевања потрошача из складишта. Уз очекивања да би примена дигитализације у електроенергетици, синергија између сектора и увећање флексибилности потрошње омогућили да се остваре одговарајућа померања потрошње и да се складишти свега 1/3 енергије, оквирна системска цена (sLCOE) електричне енергије би била мања од $200/3 + 57 = 123$ €/MWh, што је упоредиво са ценом енергије из соларних термоелектрана са концентратором.

Потребно је активно истраживати могућности да се чиста, јевтина и доступна енергија из соларних електрана са фотонапонским панелима искористи на начин који не ствара потребу за коришћење скупих и еколошки проблематичних складишта. Концепт „*Power-to-Gas*” (P2G) који представља значајан продор у енергетској транзицији. Предлаже се да се енергија из соларних електрана и ветроелектрана, које не могу бити интегрисане, користи за напајање електрохемијских процеса у којима се производе горива какав је метан. Уместо прикључења ветроелектрана и соларних електрана на мрежу, концепт P2G ствара могућност коришћења њихове енергије у сектору саобраћаја, грејања или индустрије, што значајно доприноси решавању кључних проблема енергетике.

3.7.2. Соларне електране “иза бројила”

Значајан део енергије генерисане „иза бројила“ утроши се локално, што умањује техничке проблеме који настају у систему са увећаним уделом обновљивих извора. Поред осталог, смањује се потреба за градњом капацитета за складиштење, што обновљиве изворе „иза бројила“ чини прихватљивијим од средњих и великих електрана које раде у режиму подстицаја.

⁹⁷ За сезонско складиштење се може користити водоник, али су инвестициони трошкови постројења за електролизу већи од 500 €/kW, док степен корисног дејства у циклусу складиштења и регенерације електричне енергије не премашује 35%

⁹⁸ Oliver Schmidt, Sylvain Melchior, Adam Hawkes, Iain Staffell, *Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies*, Joule, Volume 3, Issue 1, 2019, Pages 81-100, ISSN 2542-4351

Предност соларних електрана „иза бројила“ је и у томе што монтажа фотонапонских панела на кровне и вертикалне површине нема негативни утицај на животну средину какав имају панели монтирани на њивама или пропланцима. Уколико би се свега 20% расположивих кровних површина у Србији покрило робусним и јевтиним соларним панелима релативно мале ефикасности (9%), годишње би се могло добити више од 7 TWh електричне енергије. Процена потенцијала соларних електрана „иза бројила“ може се извршити и на основу укупног броја стамбених објеката, помоћних објеката и осталих објеката у Србији. Уколико би на сваком од објеката површина димензија 4×4 m била покривена робусним, јевтиним и издржљивим фотонапонским елементима мале ефикасности (9%), годишње би се могла добити електрична енергија од око 9 TWh. Узимајући у обзир финансијско стање просечног домаћинства у Србији веће инвестиције у овај начин производње електричне енергије могу се очекивати после 2035. године.

3.7.3. Фактор коришћења српских соларних електрана.

Европске соларне електране инсталисане снаге од 131 GW су током 2019. године дале 126 TWh електричне енергије, што одговара степену коришћења (степену ангажовања) инсталисаних капацитета од 11% (тј. раду са инсталисаном снагом око 40 дана годишње). На одабраним локацијама у Мароку⁹⁹, просечна годишња енергија соларне радијације премашује 2600 kWh/m^2 , док фактор коришћења фотонапонских панела достиже 19.5%. Уз просечну годишњу енергију соларне радијације у Србији од 1400 kWh/m^2 , прорачун који уважава релевантне параметре даје фактор коришћења соларних електрана који узима вредност од 14.8%, износ који ће бити коришћен у наредним прорачунима.

3.8. Геотермална енергија

Геотермални топли извори налазе се у различитим тектонским окружењима, што утиче на прихватљивост њиховог коришћења у енергетске сврхе. Геотермална енергија је расположива током читаве године, њено коришћење има врло мали утицај на животну средину и заузима врло малу површину земљишта за неопходне инсталације.

У случајевима где је температура воде или паре из геотермалних извора довољно висока, што се догађа на Исланду са температурама које варирају између 200°C и 300°C , геотермалне воде се могу претворити у механички рад, а потом, коришћењем електричних машина, у електричну енергију. У случајевима где температура воде премашује 180°C , она се довођењем на површину претвара у водену пару која може покретати парне турбине и трофазни синхрони генератор за производњу електричне енергије. Уз присуство синхроних генератора и расположивост током целе године, електране које користе геотермалну енергију не стварају никакве техничке проблеме приликом интеграције у електроенергетски систем.

3.8.1. Геотермална енергије у Србији

Србија располаже изворима са релативно ниском температуром, највиша температура наших вода је до 130°C у Богатићу, где становништво користи врелу воду за не-енергетске потребе, а

⁹⁹ H. A. L. Ouali, B. Raillani, S. E. Hassani, M. A. Moussaoui, A. Mezrhab and S. Amraqui, "Techno-Economic Evaluation of Very Large-Scale Photovoltaic Power Plant, Case Study: Eastern Morocco," 2020 5th International Conference on Renewable Energies for Developing Countries (REDEC), 2020, pp. 1-5, doi: 10.1109/REDEC49234.2020.9163890.

затим и у Врањској Бањи, где је температура воде око 110°C и користи се у лечилишту, предходно разблажена обичном водом како би се температура спустила на задовољавајућу. Просечна температура српских термалних вода које избијају на површину је између 40°C и 70°C . Према проценама, најважнији видови коришћења геотермалне енергије у Србији су неелектрични. Геотермалне воде на Исланду су лоциране преваходно на дубини од 2 km, док су геотермалне воде на територији Србије лоциране на дубинама од око 500 m. Према је температура расположивих подземних вода релативно ниска, оне су шире доступне на територији Србије и могу се користити за грејање затворених стамбених простора, стаклених башти и за друге примене грејања, што може смањити утрошак фосилних горива и електричне енергије. Од нарочитог значаја је упознати се са искуствима из суседне Румуније, где су насеља у близини Арада и северно од Арада потпуно прешли на грејање геотермалним водама. Од значаја је упознати се и са позитивним искуствима из суседне Мађарске.

У оквиру потраге за могућим нафтним налазиштима, шездесетих година прошлог века су у балканским земљама урађена су опсежна истраживања. Испитивањем нафтних бушотина откривен је велики потенцијал у геотермалној енергији, при чему само истраживање нафте није било тако успешно. У Румунији је начињено око 250 бушотина са потенцијалом за добијање снаге од 480 MW из геотермалних извора. До сада се користи само 30 % ресурса¹⁰⁰ због сплета техничких, политичких и финансијских проблема. У западној Румунији и југозападној Србији истражени су разлози ниске стопе коришћења геотермалне енергије, уз учешће заинтересованих страна. За испитиване локације, обављени су интервјуи и прикупљени релевантни подаци о потенцијалу геотермалних ресурса. Прелиминарни резултати анализе заинтересованих страна открили су главне препреке за боље коришћење геотермалних ресурса у енергетске сврхе, а то су:

- 1) сукобљене енергетске политике између локалне и националне управе,
- 2) законска регулатива која омета даљи развој геотермалне експлоатације и
- 3) недостатак сарадње између језичких група у југозападној Србији (Косово и Метохија).

На основу прелиминарних резултата истраживања у студијама случаја закључено је да потенцијал за производњу обновљиве и нискоугљеничне геотермалне енергије представља алтернативу грејању за локално становништво, које иначе у те сврхе користи угаљ и дрва¹⁰¹.

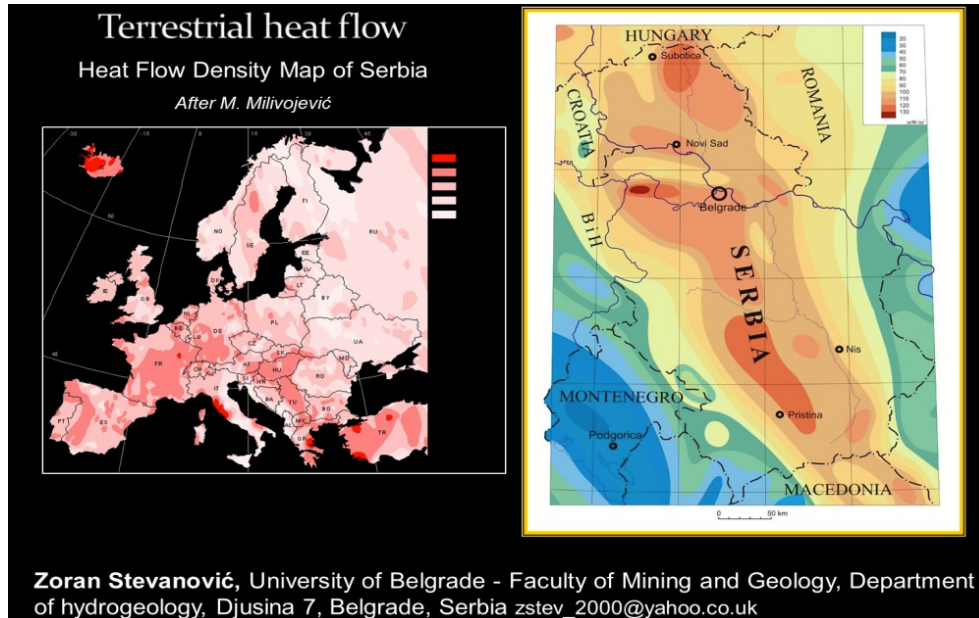
Извори геотермалне енергије су углавном повезани са дивергентним границама тектонских плоча, као у случају Исланда или у геолошким оквирима орогенезе као у случају Србије. Хемијски састав топлог извора потпис је хемијског састава геологије подземља и од велике је помоћи за добијање детаљнијих информација пре подземног истраживања. Прелиминарни резултати истраживања, везани за хемијске анализе вода из извора, који се налазе у близини океана на Исланду, показали су високу концентрацију Na^+ , K^+ и Cl^- јона указујући на прилив морске воде у њима док су резултати анализа геотермалних вода из извора у Србији показали високу концентрацију Na^+ , Ca^{2+} и Mg^{2+} сугеришући веома високу тврдоћу и с тим у вези морају се опрезније размотрити¹⁰², у контексту избора материјала од којих су направљени

¹⁰⁰ Colesca, S.E., Ciocoiu, C.N. (2013) An overview of the Romanian renewable energy sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 24, pp. 149-158

¹⁰¹ David C Finger, Matylda Hermanská, Rares Halbac-Cotoara-Zamfir, Ivana Petković, Dragana Đorđević (2019) The challenges for geothermal energy development in the Balkan countries: examples from Romania and Serbia. *Geophysical Research Abstracts*, Volume 21. ISSN: 1029-7006

¹⁰² Asbjornsson Einar Jon, Petković Ivana, Đorđević Dragana, Mihajlidi-Zelić Aleksandra, Sakan Sanja, Hermanska Matylda, Finger David C (2019) Characterisation of the chemical composition in geothermal hot springs in Iceland and Serbia. *Geophysical Research*

уређаји и инсталације за њихово коришћење. Воде из геотермалних извора западне и северозападне Румуније су сличног састава водама у Србији па ипак у тим деловима Румуније оне се користе за грејање домаћинства и јавних установа. Пре озбиљнијег разматрања коришћења подземних вода у Србији, нарочито пре њиховог подземног истраживања, препоручује се детаљније испитивање временске еволуције хемијског састава у свим њеним регионима. Према расположивим подацима, геотермалне воде у Србији се простиру читавом њеном територијом (Слика 3.8).



Слика 3.8. Потенцијал геотермалних вода

Иако су температуре геотермалних вода у Србији значајно ниже у односу на оне на Исланду, где се поред грејања користе и за добијање електричне енергије, геотермалне воде у Србији могу се користити само у топлотне сврхе. Поред угља и дрвне масе, многа домаћинства у Србији користе електричну енергију за грејање. Увођењем геотермалних вода, и уопште геотермалне енергије коришћењем топлотних пумпи, уштеда у производњи електричне енергије у зимском периоду на рачун грејања објеката би била значајна. С друге стране смањено би се притисак на шумске системе а потребе за спаљивањем угља у малим ложиштима ради грејања би нестале. Све то би довело до значајног побољшања квалитета ваздуха у зимском периоду, који је тада у Србији најкритичнији, управо због велике емисије димних гасова из индивидуалних ложишта удружено са веома неповољним метеоролошким приликама које условљавају дуго задржавање токсичних супстанци из приземни слој атмосфере, односно у зони дисајних органа, широм читаве територије земље.

У Србији се тренутно користи око 100 MW, пре свега за грејање у граду и на селу. Према проценама, развојем геотермалних ресурса могла би се остварити супституција око пола милиона тона увозних течних горива годишње, што одговара приближно 5,8 TWh. Коришћење за производњу електричне енергије се у Србији не очекује због релативно мале температуре

расположивих вода. Град Београд има значајан потенцијал за грејање стамбених објеката коришћењем геотермалне енергије (видети извештаје Рударског Факултета у Београду¹⁰³).

3.8.2. Топлотне пумпе

Неки покушаји коришћења геотермалних вода, и геотермалне енергије уопште, у енергетске сврхе у Србији ипак постоје, као на пример предлози за одржавање путне инфраструктуре или коришћење геотермалне енергије за грејање преко топлотних пумпи. Одржавање путне инфраструктуре у зимској сезони носи са собом значајне трошкове и може имати негативан утицај на животну средину ако се примењују класичне методе уклањања снега и леда. Коришћење обновљивих извора енергије у ове сврхе добар је начин за спречавање негативних последица које се манифестују деградацијом квалитета земљишта, површинских и подземних вода као и ваздуха. Геотермална енергија (хидрогеотермалну), односно кршке подземне воде могу се користити за загревање/хлађење путних површина помоћу топлотних пумпи. Валоризација је извршена преко потребе за енергијом на деоницама мостовских конструкција аутопута преко Пештерске висоравни у Србији. У зависности од климатских услова, у најповољнијој од свих варијација, за један мост потребно је обезбедити око 500 kW док у најнеповољнијим условима око 1,5 MW. Прве процене потреба за хидрогеотермалним потенцијалом овог терена у смислу његове топлотне снаге износи¹⁰⁴ око 58 MW.

Енергетски потенцијал подземних вода скромних температурних вредности обично се занемарује јер се не могу користити за директно грејање. Ипак, у комбинацији са одговарајућим системом топлотних пумпи могло би се постићи енергетски ефикасно и еколошки прихватљиво решење за грејање. Са еколошког аспекта, посебно је интересантна примена суб-геотермалних топлотних пумпи у већ постојећим високотемпературним системима грејања станова као потпуна замена за старо, неефикасно и високо загађујуће централно грејање зграде или стамбеног блока. Овај приступ је у складу са енергетском ефикасношћу, еколошком користи која произилази из гашења извора енергије из фосилних горива, и смањењем ризика по животну средину¹⁰⁵.

3.8.3. Закључак

Премда је температура расположивих подземних вода у Србији релативно ниска, оне су шире доступне на целој територији и могу се користити за грејање затворених стамбених простора, стаклених башти и за друге примене грејања, што може смањити утрошак фосилних горива и електричне енергије. Коришћењем геотермалних вода за грејање могуће је значајно смањити сагоревање дрвета, пелета и брикета у малим ложиштима, што ће у великој мери допринети смањењу загађења ваздуха суспендованим честицама током зимских месеци. Ипак, треба узети у обзир да је енергија за грејање потребна пре свега у градовима и већим насељима. Подземне воде у непосредној близини већих насеља нису довољне: загревање градова и насеља тражило би довођење топлих подземних вода са ширег подручја. Међутим, релативно ниска температура воде значајно отежава реализацију топловода и увећава губитке до мере при којој експлоатација

¹⁰³ Rudarsko-geološki fakultet, departman za hidrogeologiju, studija "Hidrogeotermalni potencijal teritorije grada Beograda".

¹⁰⁴ Milenic D., Stevanovic Z., Dragisic V., Vranjes A., Savic N. (2016) Application of renewable energy sources along motorway infrastructures on high karst plateaus: West Serbia case study. Environmental Earth Sciences 75 (10) 859

¹⁰⁵ Antonijevic D., Komatina M., Stevanovic Z. Energetic and environmental sustainability of sub-geothermal heat pump heating in Serbia. Journal of Environmental Protection and Ecology 13 (3) 1625 - 1633

губи техничко утемељење, тако да геотермалну енергију у Србији треба користити за грејање оближњих насеља. Према проценама, у Београду би се геотермална енергија могла искористити за грејање 50 000 станова. У склопу са геотермалном енергијом требало би размотрити и коришћење топлотних пумпи.

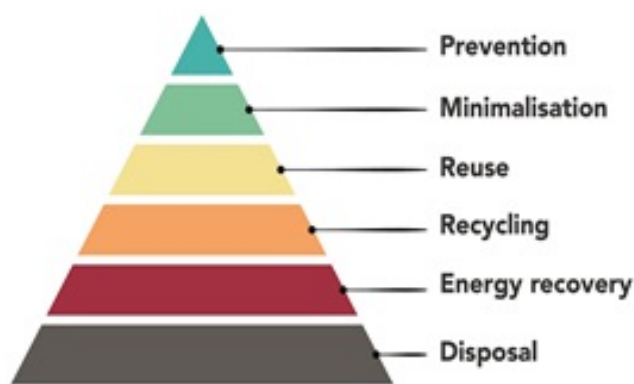
3.9. Комунални и индустријски отпад

Из разлога заштите животне средине и здравља становништва, отпад не треба користити у енергетске сврхе. Спаљивање отпада се противи концепту циркуларне економије и не представља цивилизацијски прихватљив поступак третмана отпада. Разлози на којима се темељи овако оштар и категоричан став су дати у тексту који следи.

Један од главних састојака отпада је пластика, један од најчешће коришћених материјала. Технички софистицирана, лагана и јефтина, пластика одговара широком спектру употреба. Проблем са пластиком не лежи у начину на који се користи, што је генерално безопасно, већ у поступцима одлагања отпадне пластике након истека животног века пластичних производа. Од 1950. године, готово половина коришћене пластике бачена је у природу, док је свега 9% рабљене пластике рециклирано на одговарајући начин. Процењује се да сваке године од 4 до 12 милиона метричких тона пластичног отпада заврши у океанима. Само у Србији се годишње одбаци и заврши у природи 2 милијарде пластичних кеса. Развијене економије имају стопе рециклирања пластике од око 30%, док у земљама у развоју, са минималном индустријском базом, стопа рециклаже блиска нули. У свакој од фаза коришћења и одлагања пластике постоји велики број препрека развоју рециклаже, и зато постоје еколошке, друштвене и економске потребе за ревизијом тренутне употребе пластичних материјала и смањењем количине отпада.

Неразвијене земље још увек функционишу у линеарној економији (узми, направи, одбаци) где је крајња дестинација за одлагање отпада природа, одакле полимерни материјали и токсичне супстанце присутне у њима, улазе у циклус кружења у природни. Разлагање полимерних материјала у микропластику, под дејством атмосферских прилика, поспешује њихово гомилање у тлу, улази у ланац исхране преко водених система, или загађује ваздух токсичним супстанцијама у неконтролисаним пожарима на отвореном. У тим сагоревањима ослобађају се опасне супстанце које се на високим температурама синтетишу из полимерних материјала, међу којима су читави спектри органских киселина, алдехида, кетона, краткоживећих радикала, али и екстремно штетна једињења као што су полициклични угљоводоници, диоксини и дибезофурани, полихлоровани бифенили, токсични тешки метали (из боја и адитива) а који се емитују у виду гасова, пара или финих аеросола. Многе наведене супстанце имају токсична, канцерогена, мутагена и тератогена својства. У прошлости, напредне земље су прибегле коришћењу отпада (отпадне пластике и истрошених аутомобилских гума) у енергетске сврхе, али се брзо испоставило да је утицај на загађење ваздуха, и животну средину уште, готово једнако ономе које настаје сагоревањем отпада на отвореном. Загађујуће супстанце из ваздуха, емитоване спаљивањем отпадних материјала, сувом и мокром депозицијом доспевају на тло, последично загађују земљу и воду, улазећи у ланца исхране,. Сагоревањем ових материјала у ложиштима емитују се исте опасне супстанце, као и при сагоревању на отвореном, напред наведене. Због тога се наметнула потреба да се нађу други начини поступања са отпадом. На слици број 3.9.1. приказани су цивилизацијски ступњеви поступака са отпадним материјалима.

Различите end-of-life (EOL) опције полимерних материјала морају се размотрити у ширем контексту, пре било каквог представљања постојећих технологија, изазова и будућих могућности за ове материјале, а све у оквиру стратегија управљања отпадом и индустријских изводљивости¹⁰⁶. Рециклирање полимерних материјала није у потпуности могуће јер многи отпадни материјали нису погодни за рециклирање. Због тога се прибегава развоју материјала погодних за поновно коришћење. Намеће се и потреба за смањењем продукције отпада а крајњи циљ је да се постигне функционисање друштва без генерисање отпада, што и јесте захтев „индустријске револуције 4.0“. Решење се намеће кроз циркуларну економију која подразумева коришћење отпада за стварање нових вредности. Последњих година са порастом свести о утицају загађења животне средине на квалитет живота и здравље, расте и интерес влада, инвеститора, компанија и цивилног друштва за одрживост кроз циркуларну економију. Одрживост подразумева уравнотежену интеграцију економских перформанси, социјалне укључености и отпорности животне средине, у корист садашњих и будућих генерација¹⁰⁷.



Слика 3.9.1. Цивилизацијски ступњевии поступака са отпадним материјалима

Годинама уназад, компаније покушавају да се носе са импресивним стопама технолошког раста, озбиљним еколошким проблемима и рестриктивним националним и међународним директивама¹⁰⁸. Многе европске земље су предузеле мере у борби против пластичног отпада који више нису обухваћени економском користи у оквиру „кржног“ приступа и драматично штете животной средини (Brouwer¹⁰⁹, Wagner¹¹⁰, Ügdüler¹¹¹, Robaina¹¹²). Циркуларна економија се све више препознаје као боља алтернатива доминантном линеарном (узми, направи и одбаци) економском моделу (слика 3.9.2). Circular Supply Chain Management (CSCM), интегрише

¹⁰⁶ Payne J, McKeown P, Jones MD, (2019), A circular economy approach to plastic waste. *Polymer Degradation and Stability* 165, 170–181

¹⁰⁷ Geissdoerfer, M., Savaget, P., Bocken, N.M.P., Hultink, E.J., 2017. The Circular Economy - A new sustainability paradigm? *J. Clean. Prod.* 143, 757 – 768

¹⁰⁸ Rosa P, Sassanelli C, Terzi S, (2019) Review towards Circular Business Models: A systematic literature review on classification frameworks and archetypes. *Journal of Cleaner Production* 236, 117696

¹⁰⁹ Brouwer MT, Thoden van Velzen EU, Augustinus A, Soethoudt H, De Meester S, Ragaert K, (2018) Predictive model for the Dutch post-consumer plastic packaging recycling system and implications for the circular economy, *Waste Management* 71, 62–85

¹¹⁰ Wagner F, Peeters JR, De Keyzer J, Janssens K, Duflou JR, Dewulf W, (2019) Towards a more circular economy for WEEE plastics – Part B: Assessment of the technical feasibility of recycling strategies, *Waste Management* 96, 206–214

¹¹¹ Ügdüler S, Van Geem KM, Roosen M, Delbeke EIP, (2020) De Meester S, Challenges and opportunities of solvent-based additive extraction methods for plastic recycling. *Waste Management* 104, 148–182

¹¹² Robaina M, Murillo K, Rocha E, Villar J, (2020) Circular economy in plastic waste - Efficiency analysis of European countries. *Science of the Total Environment* 730, 139038

филозофију циркуларне економије у управљању ланцем снабдевања, нуди нову и убедљиву перспективу у домену одрживости ланца снабдевања¹¹³.

Један од пет приоритета у оквиру пакета Европске циркуларне економије (European Commission, 2015) је смањење пластичног отпада на депоније, рециклирањем отпада од пластичне амбалаже након потрошње. Постоји хитна потреба за решавањем еколошких проблема који данас бацају дугу сенку на производњу, употребу и потрошњу пластике (European Strategy for Plastic in a Circular Economy). Деловање на пластичне материјале је идентификовано као приоритет у 2015. Акционим планом за циркуларну економију, како би се помогло европским предузећима и потрошачима да користе ресурсе на одрживији начин.

Интегрисање концепата циркуларне економије у ову индустрију могло би се сматрати ефикасном стратегијом, која не само да смањује загађење отпадом након потрошње, већ и умањује¹¹⁴ емисије гасова са ефектом стаклене баште - GHG (Green House Gases).



Слика 3.9.2. Линеарна, економија рециклирања и циркуларна економија

Због свега горе наведеног, отпад не може бити алтернатива за добијање енергије¹¹⁵, нарочито због тога што је далеко ризичнији по загађење животне средине од самих фосилних горива а пре свега по загађење ваздуха изузетном опасним супстанцијама¹¹⁶. С друге стране тежња ка друштву без генерисање отпада значи да се на дуже стазе не може рачунати на отпад као енергент¹¹⁷. Такође, у одсуству недвосмислене забране спаљивања отпада, нека од ложишта у Србији могу постати места спаљивања отпада других земаља. Такав исход би био праћен великим загађењем животне средине и нарушавањем здравља читаве популације. Рад прљавих

¹¹³ Farooque M, Zhang A, Thürer M, Qu T, Huisingh D, (2019) Circular supply chain management: A definition and structured literature review. *Journal of Cleaner Production* 228, 882 – 900

¹¹⁴ Liua Z, Adams M, Cote RP, Chen Q, Wu R, Wen Z, Liu W, Dong L, (2018) How does circular economy respond to greenhouse gas emissions reduction: An analysis of Chinese plastic recycling industries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 91, 1162–1169

¹¹⁵ European Commission. 2015. Communication from the commission to the European parliament, European Commission, COM (2015) 614 December 2nd.

¹¹⁶ European Parliament, (2018) “Plastic waste and recycling in the EU: facts and figures”, available at: <https://www.europarl.europa.eu/news/en/headlines/society/20181212STO21610/plastic-waste-and-recycling-in-the-eu-facts-and-figures>, last accessed on 17 July 2020

¹¹⁷ European Strategy for Plastic in a Circular Economy, 2018.

технологија концентрисаних на малом простору, са капацитетима за спаљивање отпада прикупљених у Србији и изван Србије, представља изузетно велики еколошки и здравствени ризик. Имајући у виду да је територија Србије већ и сада преоптерећења прљавим технологијама, сваки нови допринос загађењу опасним материјама све озбиљније угрожава здравље и животе људи. Продужење неконтролисане експлоатације природних ресурса, конзумеризам, одбацавање или уништавање истрошених материјала, као и енормно загађење животне средине која нема довољних капацитета за самопречишћавање лишило би будуће генерације основних ресурса неопходних за живот.

4. Енергетска транзиција - искуства и правци развоја

Стратегија развоја електроенергетике као и одлуке у другим секторима енергетике имају врло значајан утицај на животни стандард и здравље становништва, на животну средину и климу, на индустрију, конкурентност привреде и међународни положај државе. Критички осврт на претходно утврђене правце развоја, на раније донете одлуке и на ефекте показане у пракси може допринети да се избегну грешке у управљању српском енергетиком и увећа квалитет доношења одлука током наредних деценија.

4.1. Проблеми у спровођењу енергетске транзиције

Неумерено ослањање на фосилна горива и загађење животне средине угрожава здравље становништва и доводи до климатских промена које већ имају видљиве и врло штетне ефекте. Сузбијање глобалног загревања и заштита животне средине су заједнички циљеви за све земље и све људе света. У том погледу не може и не сме бити изузетака или партикуларних интереса.

Ради заштите животне средине и здравља становништва, планирање одрживог развоја енергетике мора предвидети увођење еколошки прихватљивих заменских извора који обезбеђују сигурност снабдевања, доступност енергије и прихватљиву увозну зависност. Земље северозападне Европе су главни покретачи енергетске транзиције од које се очекује да се што пре достигне угљенички неутрална економија¹¹⁸, а потом и климатска неутралност¹¹⁹, у намери да се умање девастирајући ефекти климатских промена на светском нивоу.

Специфичности појединих енергетских система, географског положаја и природних ресурса може довести до значајних разлика међу оптималним начинима достизања циљева транзиције у појединим земљама. У погледу путева транзиције, земље могу имати веома различите интересе и погледе, и зато је свако настојање да се примене унифициране агенде скопчано са ризицима. Коришћење соларних и ветроелектрана је примерено решење за земље које располажу одговарајућим потенцијалима, и које могу допунити капацитете батеријских складишта својим реверзибилним хидро-електранама, али је мање исплативо за земље које имају мање инсолације, мање брзине ветра и које би морале градити значајне батеријске капацитете. На дужи рок, земље које располажу сопственом нуклеарном технологијом планирају да користе нуклеарне електране као изворе које не изискују трошкове интеграције и складиштења и које имају занемариве емисије CO₂. За мале земље, нуклеарна опција представља велику иницијалну инвестицију као и дугорочну зависност од увоза технологије. За земље северозападне Европе које имају потешкоће са интеграцијом ветрогенератора, улагање у развој ефикаснијих електролизера и градњу инфраструктуре за коришћење водоника представља пожељно решење, док би такав приступ за друге земље био неодговарајући. Наведене специфичности и околности указују на потребу да се, уз давање приоритета борби против климатских промена и заштити животне средине, развој енергетике Републике Србије планира уз уважавање свих

¹¹⁸ појам „угљеничка неутралност“ подразумева да су нето емисије CO₂ једнаке нули, другим речима, све емисије морају бити компензоване индустријским или природним процесима апсорпције CO₂.

¹¹⁹ неуобичајен појам у стручној литератури, односи се на стање у коме се међусобно поништавају укупани ефекти свих емисија (уважавајући емисије свих гасова са ефектом стаклене баште) и ефекти мера апсорпције и компензације, тако да је збирни нето ефекат на промене климе и глобално загревање једнак нули. Услов је оштрији од угљеничке неутралности.

специфичности, уз критичко разматрање свих сугерисаних решења, и уз ангажовање домаће струке.

Уз напоре у правцу декарбонизације и климатске неутралности, у земљама северозападне Европе постоји формиран став о оптималним путевима енергетске транзиције. Поред тога, чине се и напори на развоју одговарајућих технологија, система и решења ради достизања назначених циљева, као и напори да се осигура позиција доминантног светског произвођача одговарајућих технологија и опреме, и да се оствари значајан извоз предметних технологија, решења, система и опреме. Циљане технологије, решења и системи су у непосредној вези за одабраним путем енергетске транзиције. Остваривост зацртаног плана и одрживост развоја неопходних технологија заснива се на што ширем кругу корисника који би, у раној фази развоја, прихватили и користили нове технологије. Директиве, препоруке и друге мере ЕУ користе се за охрабривање других земаља Уније као и земаља које гравитирају Унији да убрзају енергетску транзицију и остваре амбициозне циљеве коришћењем одабраних технологија. Убрзавање енергетске транзиције је ограничено настојањем земаља Уније које се ослањају на термоелектране (Пољска) и на нуклеарне електране (пре свега Француска и земље у средњој и источној Европи) да задрже, обнове и прошире своје базне изворе и да изегну значајне трошкове интеграције обновљивих извора. Поред тога, економски ослабљене земље које гравитирају Унији за сада не учествују у развоју и производњи нових технологија, и принуђене су да увозе одговарајуће технологије и услуге. Заустављање традиционалних базних извора пре градње заменских базних извора довело би их у незавидан положај и објективно ограничило брзину енергетске транзиције која се може остварити.

Електрична енергија коју земље ЕУ добијају из обновљивих извора премашила је приближно 1/3 укупне потрошње електричне енергије на годишњем нивоу. У структури електричне енергије која се добија из ОИ, приближно 1/3 дају хидроелектране, 1/3 ветроелектране, 1/8 соларне електране, док се из биогорива и осталих ОИ добија приближно по једна дванаестина. У многим земљама ослонац електроенергетике су и даље нуклеарне електране (Француска, Украјина, Словачка...) док се у другима и даље користи угљ (Пољска).

Кроз политичке механизме, заинтересованост већег броја земаља Уније за коришћење нуклеарних електрана значајно утиче на доношење одлука о правцима развоја енергетике. У недостатку заједничког става о нуклеарним електранама, многи транзициони процеси су успорени. У исто време, градња нових ТЕ на угљ у Грчкој (Птолемаис) и Немачкој (Дателн), као и увоз аустралијског и јужноамеричког угља за енергетске потребе земаља Уније шаље контрадикторне поруке. Ипак, градња обновљивих извора електричне енергије остаје једно од кључних опредељења, и удео ових извора је у непрекидном расту. Уз укупну инсталисану снагу од 205 GW, европске ветроелектране су давале 417 TWh електричне енергије годишње, што је одговарало фактору коришћења инсталисаних капацитета од 23% (тј. раду са инсталисаном снагом око 84 дана годишње)¹²⁰. Према статистици за 2020. годину и пројекцијама за 2021-2025. *Wind-Europe*, фактор коришћења европских ветроелектрана достићи ће 27%. Европске соларне електране инсталисане снаге од 131 GW дају 126 TWh електричне енергије годишње, што одговара степену коришћења (степену ангажовања) инсталисаних капацитета од 11% (тј. раду са инсталисаном снагом око 40 дана годишње).

У оквиру енергетске транзиције у Србији, градња ветропарка Пландиште требало би да увећа инсталисану снагу ветроелектрана на 0,5 GW. Током 2019. године, српске ветро електране су произвеле 893 GWh електричне енергије, што износи око 2,55% укупне годишње производње,

¹²⁰ <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2019.pdf>

док се током 2021. године очекује производња од 1,077 TWh. Због великих инвестиционих трошкова градње соларних електрана почетком 21. века, до сада није значајније улагано у њихову градњу, премда је потенцијал соларних електрана у Србији много већи од потенцијала ветроелектрана. Средња вредност густине снаге ветра на територији Србије на висини од 100 m је око 6 пута мања од средње вредности густине снаге у близини обала земаља северозападне Европе, и око 3,5 пута мања него на ирском копну, што говори о релативно скромном потенцијалу за коришћење енергије ветра. Подробнији увид у потенцијал енергије ветра у Србији дат у одељцима 3.6 и 5.1 указује на могућност да годишња производња достигне најмање 4 TWh, уз могућност достизања 7 TWh уз градњу батеријских постројења, ветроелектрана на нестандартним локацијама и уз сарадњу са Републиком Српском.

стицај околности и низ одлука довео је до врло малих инсталираних капацитета соларних електрана у Србији, премда би, према разматрањима у одељку 3.7, оне могле дати значајан допринос годишњој производњи електричне енергије. Теоријска разматрања у одељку 3.7 указују да би електрична енергија преузета из соларних електрана током сунчаних интервала могла достићи износ годишње бруто производње у Србији за 2021. годину. Снага одговарајућих соларних електрана износила би 29,8 GW, цена 15 млрд. €, док би површина заузетог земљишта одговарала 0,54 % површине Србије. Ради напајања потрошача током ноћи, за време зимских и облачних дана, енергија из соларних електрана би се морала складиштити, што захтева решавање проблема разматраних у одељцима 5.8, 6 и 7.1 и прибављање значајних финансијских средстава. Спроведене анализе указују да су проблеми интеграције соларних електрана значајни и недовољно сагледани. Уз задржавање постојећих дијаграма потрошње и уз значајно увећање удела енергије из соларних електрана у систему, трошкови њихове интеграције и трошкови складиштење вишеструко премашују трошкове градње самих електрана. Ради увећања удела енергије из варијабилних извора (соларних електрана и ветроелектрана), и ради бржег и ефикаснијег спровођења транзиције, неопходно је реално сагледати трошкове интеграције и неопходне капацитете за складиштење, уз коришћење свих расположивих могућности да се веома високи трошкови складиштења умање (одељак 7.1).

Према разматрањима датим у одељку 6.2, електроенергетски систем Србије би током 2030. године могао интегрисати варијабилне изворе са годишњом производњом од 4 TWh, без ослањања на батеријске капацитете за складиштење и под условом да буду примењене све мере које предвиђа европска студија *Asset study*¹²¹ о интеграцији обновљивих извора. У посматраном случају, варијабилни извори би дали око 10% годишње бруто производње електричне енергије у Србији.

Градња српских ветроелектрана и соларних електрана до сада се ослањала на инвеститоре које је привукао систем подстицаја и околност да не морају обављати помоћне функције у циљу очувања интегритета система. У жељи да што пре поврате средства која су инвестирали и увећају профит, власници електрана користе сваку могућност коју им пружају уговори, прописи и односи са оператером да увећају приходе. Већина српских ветроелектрана и соларних електрана ради у режиму који даје максималне приходе, док се решавање техничких проблема и трошкови интеграције пребацују на систем и социјализују. Уз релативно мала одступања од оптималног режима, електране би могле реаговати на промене напона, фреквенције, и на приоритетне команде оператера и извршавати помоћне и стабилизационе функције које значајно доприносе интегритету ЕЕС, смањују трошкове интеграције обновљивих

¹²¹ ASSET STUDY on Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions ISBN 978-92-76-24738-8 doi: 10.2833/35606 MJ-04-20-645-EN-N

извора и доприносе смањењу системске цене електричне енергије (sLCOE) коју плаћају потрошачи. Према би одговарајуће смањење прихода власника електрана било много мање од одговарајућих уштеда које би се оствариле у систему, у Србији не постоји обавеза примене помоћних и стабилизационих функција, тако да се власници постројења руководе објективном потребом да се оствари што већи приход, док се системски трошкови социјализацијом пребацују на потрошаче.

Уз учешће српских ветроелектрана у бруто производњи електричне енергије од 2,55%, њихов рад увећава трошкове који оптерећују српску електропривреду по основу обновљивих извора енергије. Годишњи трошкови у износу од 80 милиона € настају због непоштовања уредбе о накнади за подстицај повлашћених произвођача. Наведени трошак је упоредив са вредношћу годишње производње енергије из српских ветроелектрана обрачунате по ценама у широкој потрошњи. Описани начин рада није одржив на дужи рок, и он слаби могућност електропривреде да буде носилац енергетске транзиције и достизања циљева климатске неутралности.

4.2. Ефекти дерегулације (либерализације)

Спровођење енергетске транзиције се одвија у исто време када и шири процеси либерализације, настојања да се смањи непосредна интервенција државе, укину сувишни прописи, и створе услови за деловање тржишта у областима где се очекује да конкуренција доведе до бољитка. Енергетика спада у области које се не могу у потпуности препустити тржишту, и где шири друштвени интерес може подразумевати и непрофитабилне одлуке или мере. Енергетски сектор многих земаља није под непосредном контролом државе, већ се друштвени интерес у пољу енергетике штити кроз регулаторна тела, агенције, прописе, таксе, квоте и на друге начине. Слични примери посредног утицаја државе постоје и другим областима, а један од примера је прописивање минималних накнада за рад. Достизање циљева декарбонизације и климатске неутралности суштински зависи од начина на који ће држава (директно или индиректно) утицати на енергетски сектор, и зато постоји потреба да се сагледају проблеми развоја енергетике у дерегулисаном свету да би се предупредило суочавање са истим проблемима у Србији.

4.2.1. Предности и ризици дерегулације

Међу циљевима дерегулације је стварање слободне конкуренције, давање шире могућности избора клијентима и корисницима, коришћење предности које доноси слободно тржиште и очекивани пад цена. Поред тога, очекује се да ће дерегулација довести до бржег раста и развоја, и да ће тржишни механизми довести до најповољнијих решења, одлука и исхода. Основни вид примене дерегулације је повлачење непосредне контроле од стране државе и редуковање њених интервенција. Смањује се број преосталих регулисаних области, где држава дефинише и гарантује стабилне услове пословања и регулисане цене које потенцијалним инвеститорима пружају сигурност у погледу повратка инвестиције. Они су заштићени од непредвидивих тржишних промена, што охрабрује улагања, али ствара широк простор за неефикасно пословање.

Давање приоритета конкурентности и профитабилности може имати негативан утицај на стандарде квалитета, поузданост и сигурност. Ради опстанка на тржишту, неопходно је редуковати трошкове и доносити профитно мотивисане одлуке, што сужава простор за

планирање на дужи рок и улагање у развој, док се у исто време увећава потреба да се искористи свака могућност за остваривање додатног профита и опстане у условима конкуренције. Један од ризика дерегулације је могућност стварања монопола у случајевима где победник у тржишној утакмици постане једини власник над кључном инфраструктуром. Илустрација проблема до којих може доћи код интеракције иницијативе привредних субјеката и комуналних услуга укључује проблеме са одлагањем отпада у Њу Џерсију, Напуљу, Риму, као и проблем који је настао са депонијом у Винчи.

У многим случајевима се интервенција државе мора задржати, а један од примера је пружање телекомуникационих и сродних услуга у ненасељеним областима, где број корисника не оправдава инвестиције у неопходну опрему. Само по себи, тржиште не води рачуна о декарбонизацији, проблемима глобалног загревања или пружању неопходних услуга у ненасељеним областима, тако да је неки од облика државне интервенције неопходан, било да се ради о субвенцијама, квотама, подстицајима, прописима, рестриктивним мерама или другим начинима. Уколико је државна интервенције прекомерна или недовољно промишљена, инвеститори се могу довести у неравноправан положај, или се могу створити околности у којој је повратак инвестиције неизвесан. Један од фактора који доприноси неизвесности је објективан ризик ирационалних политичких интервенција. Пример неравноправаног положаја инвеститора може се сагледати поређењем услова за инвестирање у соларне електране иза бројила и соларне електране иза бројила.

Један од начина на који се може спровести неопходна државна интервенција у дерегулисаној систему је основање регулаторних тела и агенција које би требало да буду независне да би предупредиле непредвидиве утицаје политике. Позитивни ефекти дерегулације се ослањају на претпоставку да неопходне корективне мере државе у дерегулисаним системима неће прерасти у повратак државне интервенције на другачији, потенцијално лошији начин.

4.2.2. Деререгулација у електроенергетици

Дерегулација у електроенергетици је праћена раздвајањем производње, преноса и дистрибуције електричне енергије. Раздвајање у активности у засебне компаније и усмеравање планирања, интереса и делатности сваке од компанија на један од сегмената електропривреде значајно утиче на рад и развој електроенергетског система. У системима за централизованим управљањем и вертикалном повезаношћу, предмет сагледавања стања и планирања оптималног развоја био је целокупан систем. У дерегулисаној електроенергетици, оптимизација је усмерена ка техничкој и финансијској успешности појединих компанија, док се функционисање и унапређење целине заснива, пре свега, на мерама и прописима који регулишу оквире пословања појединих компанија. Неопходност да се у свакој од компанија спроводе исплативе инвестиције смањује интерес за градњу системских ресурса са несигурним повратком инвестиције, какве могу бити вршне електране у систему са неизвесним пласманом и ценом вршне енергије, друге инвестиције у системске резерве у снази и енергији, као и друге инвестиције које доприносе сигурности и интегритету система, али не представљају регулисану обавезу нити гарантују повратак инвестиције.

Дерегулација и ослањање на тржиште су имали негативан утицај на електроенергетику Калифорније¹²², где су почетком 21. века забележене неконтролисане вршне вредности цена,

¹²² C. Blumstein, L. Friedman, and R. Green. The History of Electricity Restructuring in California, *Journal of Industry Competition and Trade* 2(1): 9-38, January 2002, DOI:10.1023/A:1020822720063

сукцесивни испади и чести прекиди у напајању, не ретко за више од милион потрошача. Деретулисани систем у држави Тексас се суочавао са испадима напајања током 2011, 2014. и 2015. године. Испадима су допринеле релативно мале системске резерве. Током зимске олује у фебруару 2021. године, проблем са резервама је погоршан недовољном припремом за рад на ниским температурама и прекидом снабдевања природним гасом. Услед прекида производње из термоелектрана на гас, смрзавања ветроелектрана и раста потрошње дошло је до прекида напајања за 4,8 милиона домаћинстава и губитка 200-700 људских живота. Недовољне резерве су створиле и мањи проблем у јуну 2021. године, када се појавио мањак од 11 GW.

Вишедневни прекид напајања великих размера у североисточним државама САД и деловима Канаде познат је као *Northeast blackout*. Догодио се 2003. године. У иницијалној фази, неправилна расподела снаге довела је до прегревања појединих далековаода и опуштања проводника који су у додиру са непоткресаним гранама стварали земљоспој и испад магистралних линија. У исто време, пропусти у софтверу су спречили благовремено учачавање аларма и предузимање неопходних мера. Дуготрајан прекид напајања однео је преко 100 људских живота, док је без напајања остало око 55 милиона људи. Поједини наводи у документима Конгресне Комисије за енергетику и трговину¹²³ указују на недовољну мотивисаност тржишних учесника да улажу у ресурсе, нове преносне линије и сигурност система, и као узрочнике наводе деретулацију и тржишне механизме у електроенергетици. Постоје и тврдње¹²⁴ да се деретулација у електроенергетици не може повезати са наведеним инцидентима. У недостатку уверљивих доказа и општеприхваћеног суда, мишљења остају подељена. Увид у политичку мапу Сједињених Држава показује да је деретулација у електроенергетици прихваћена пре свега у државама са демократским преференцијама, док се деретулацији противе републиканци.

До 2020. године деретулација у електроенергетици је прихваћена¹²⁵ у 17 од 50 држава САД. Очекивања да ће деретулација довести до пада цена нису испуњена. Противно очекивањима, у државама које су примениле деретулацију цене су веће са просечно 2,2 цента по kWh (просечна цена у резиденцијалном сектору је око 12,8 центи). Према проценама начињеним за Неваду, примена деретулације у електроенергетици би додатно оптеретила њене потрошаче за додатних 4,1 млрд. \$ US током наредних 10 година. Треба напоменути и околност да је заступљеност нуклеарних електрана у државама САД са регулисаном електропривредом знатно већа, што може бити разлог за ниже цене електричне енергије. Поборници деретулације с правом наводе да за негативне исходе не треба кривити концепт већ грешке у његовој примени. Конкретније, спровођење деретулације је праћено (привремено) увећаним административним трошковима, док регулаторна тела и одговарајући прописи још увек не успевају да умере природан порив профитно оријентисаних учесника на тржишту да искористе сваку могућност, па тако и прописе у регулативи, да генеришу додатни профит.

Проблеми дугорочног планирања и спровођења плана постају сложенији у условима конкуренције и ослањања на законе тржишта. Енергетски сектор захтева планирање и инвестирање на дужи рок, што је теже остварити у условима непредвидивих промене на тржишту и са учесницима који у условима конкуренције нужно доносе профитно мотивисане одлуке. Деретулација нарушава вертикалну повезаност, тако да постоји потреба да се њене предности надоместе добро осмишљеним прописима и радом регулаторних тела. Вертикално

¹²³ <https://www.govinfo.gov/content/pkg/CHRG-108hrg89467/pdf/CHRG-108hrg89467.pdf>

¹²⁴ Lessons from the 2021 Texas electricity crisis, Peter Cramton, May 17, 2021.

¹²⁵ <https://chariotenergy.com/chariot-university/deregulated-energy-states/>

повезан систем је омогућавао дугорочно планирање уз сагледавање свих аспеката система, почевши од обезбеђивања примарних извора и горива па до испоруке електричне енергије. У регулисаном режиму, вертикално повезани систем је имао интерес да улаже у дугорочне инвестиције, и лакше је обезбеђивао неопходна средства него што то чине компаније у дерегулисаном систему. Вертикална повезаност је пружала предности обједињеног управљања производњом, преносом и дистрибуцијом, уз значајно лакшу техничку и економску оптимизацију целог система и уз много мање варијације цена. Постоји уверење да вертикално повезани системи¹²⁶ пружају већу сигурност снабдевања и већу жилавост у условима неочекиваних и инцидентних ситуација, али такве тврдње за сада није лако проверити.

4.2.3. Неопходност интервенције у дерегулисаном систему

Слично комуналним делатностима, снабдевање електричном енергијом се не може у потпуности препустити тржишту. С друге стране, постоји простор где би тржиште и конкуренција донеле несумњиве предности. Требало би настојати да се пронађе решење за спровођење неопходне, минималне али ефикасне интервенције државе на начин који би

- очувао тржишне механизме и позитивне ефекте тржишних механизма,
- спречио да непредвидиви утицаји политике створе неизвесност код инвеститора,
- предупредио некоординисаност инвестиција у условима где је основни покретач стварање профита и где се одлуке доносе на основу сагледавања ужег сегмента,
- надоместио координисано одлучивање, улагање ресурсе за очување интегритета система и друге предности вертикалне повезаности, и
- омогућио дугорочно планирање и оптимизацију електроенергетике као целине.

Ради проналажења решења које би испунило наведене циљеве, уважило специфичности српске енергетике и омогућило хармоничан развој енергетике, потребно је ослоњити се на сопствену науку и струку. Међу решењима која треба размотрити и упоредити је и централизован модел са вертикалном повезаношћу.

4.2.4. Вертикална повезаност и сигурност снабдевања

Традиционални електропривредни и енергетски системи су настали и развијали се у регулисаним оквирима. Током претходних деценија, промене у енергетици укључиле су раздвајање производње, преноса и дистрибуције електричне енергије, стварање простора за рад већег броја компанија изложених конкуренцији и тржишту, смањење утицаја државе на планирање и промену начина доношења одлука о инвестицијама. Напуштање централизованог управљања вертикално повезаном енергетиком и ослонац на тржишне механизме омогућило је ефикасније пословање и смањење трошкова у многим сегментима, што би требало да утиче на смањење цене коју плаћају коначни потрошачи. С друге стране, профитно оријентисано доношење одлука о инвестицијама сузило је пажњу на брзо исплативе инвестиције које доносе додатни профит, док су дугорочне потребе очувања интегритета система и улагања у инфраструктуру која доприноси сигурности снабдевања често у другом плану. Изостанак

¹²⁶ Lambert, Jeremiah D, *Energy Companies and Market Reform - How Deregulation Went Wrong*, PennWell, 2006, ISBN: 978-1-59370-060-7, 978-1-62870-301-6

сагледавања шире слике на дужи ток доводи до некоординисаних инвестиција које, у коначном исходу, смањују сигурност и увећавају цену коју плаћају потрошачи. Бројна досадашња искуства указују на проблематичне правце развоја, недовољно промишљене одлуке и неприхватљиве утицаје на доносиоце одлука који настају услед непримереног ослањања на тржиште. Потпуно поверење у тржиште се сматра неодговарајућим¹²⁷ чак и у областима где су временске константе много краће него у енергетици, где повезаност са ширим друштвеним интересом није тако изражена и где вертикална повезаност није од суштинског значаја.

Напуштање централизованог модела и вертикалне повезаности показало је своје добре и лоше стране¹²⁸. Многи погледи на дерегулацију су политички обојени, док је број независних и објективних анализа и студија мањи од броја интересно мотивисаних, тако да је тешко издвојити усаглашеног став (одељак 4.2.2). Ставови о дерегулацији као слепом путу су неумерени, једнако као и тврдње да тржишни механизми могу уредити и усмеравати изузетно сложену област енергетике. Са становишта енергетике Србије, постоји потреба непрекидног преиспитивања досадашњих искустава како би се предупредили неповољни исходи.

Паралелно са наведеним променама, у електроенергетским системима догађају се значајни испади напајања који указују на смањену робусност система и смањену сигурност напајања. Међу бројним и добро познатим примерима су чести испади напајања¹²⁹ за више од милион потрошача у Калифорнији (2000-2001.), распад електроенергетског система Сједињених Држава (Northeastern blackout 2003), утицај неприлагођене структуре извора (Форбс, 2021.) на нестанак напајања у Калифорнији током 2020. године, као и утицај недовољних резерви на испад напајања у Тексасу 2021. године. Према проценама (Блумберг 2019.), превише брзо смањење удела немачких термоелектрана ће у тој земљи довести до увећања броја испада напајања током наредних 10 година за многе потрошаче. Током јануара 2021. године, распад интерконекција је захватио и Србију¹³⁰. Многи од наведених инцидената однели су велики број људских живота и начинили значајну материјалну штету.

Непосредни поводи за наведене инциденте су испади далековода због додира са гранама дрвећа, грешке у софтверу или нагли пад температуре. Треба уочити да су испади далековода, грешке у управљају, недостатак координације заштита или неочекиване метеоролошке околности неизбежне. У системима где се улагало у ресурсе који доприносе очувању интегритета, и где структура извора и радни режим погодују робусности и жилавости, наведени инциденти не доводе до распада система. Једина последица може бити краткотрајан испад за веома мали број потрошача. Напуштање централизованог планирања и управљања и ослонац на тржишне механизме имало је неповољан утицај на улагања у ресурсе који доприносе интегритету система, што је утицало на смањење системских резерви и смањење отпорности система на поремећаје.

Проблеми постоје и у системима са великим уделом обновљивих извора подешених за рад у режиму који даје највећи приход. Један од бројних примера који илуструје поменуте проблеме је и питање реактивне снаге. У традиционалним системима, сваки од извора електричне енергије је давао и одређени износ реактивне снаге, неопходне за очување напонских

¹²⁷ Tomas Bjorkman, "The Market Myth", Cadmus, Volume 2 - Issue 6, May 2016

¹²⁸ C. Blumstein, L. Friedman, and R. Green. The History of Electricity Restructuring in California, Journal of Industry Competition and Trade 2(1): 9-38, January 2002, DOI:10.1023/A:1020822720063

¹²⁹ због недовоље адекватности производног портфеља

¹³⁰ Continental Europe Synchronous Area Separation on 8 January 2021, Interim Report EHTCO E.

прилика, за оптимални пренос снаге и ради отпорности система на поремећаје. У систему са великим бројем обновљивих извора који, у интересу инвеститора, раде у режиму са јединичним фактором снаге (тј, не генеришу реактивну снагу), напонске прилике су неповољније док је отпорност на поремећаје мања. Једна од карактеристика регионалне мреже је и хронично увећање напона на далеководима за 400 kV у периодима смањеног оптерећења током месеца маја. Потреба за искључивањем појединих водова ради умањења капацитивног терета објективно слабу мрежу и увећава ризике испада, што се показује и у пракси. Премда се чести испади и пад сигурности не могу једнозначно везати за увођење тржишних механизма или обновљивих извора, очигледна је потреба да се увећа сигурност система подстицањем инвестиција у инфраструктуру, резерве, ресурсе за очување интегритета система и у друге неопходне ресурсе који нису исплативи на краћи рок. Поред тога, неопходно је обавезати све изворе (па и обновљиве) да раде у режиму који доприноси робусности система, као и да обављају помоћне функције које доприносе стабилности и отпорности на сузбијање поремећаја.

Питања дерегулације и вертикалне повезаности се често политизују (САД, одељак 4.2.2), што није од користи за потрошаче електричне енергије. За енергетику Србије добро је свако решење које остварује задовољавајућу заштиту животне средине, које не доприноси климатским променама, које не угрожава здравље становништва, које енергију чини доступном уз сигурност снабдевања за индустрију и становништво, и које остварује задовољавајући однос увоза и ослањања на сопствене ресурсе. Промене у области енергетике, енергетска транзиција и прелазак са фосилних горива на обновљиве изворе су захтевни и дуготрајни процеси који се нужно разликују од земље до земље. Грешке у погледу избора примарних извора и њиховог удела у енергетском билансу, непримерене, преурађене или окаснеле одлуке о примени нових технологија, као и некритичко преузимање туђих решења може створити значајне еколошке ризике, угрозити здравље и стандард становништва, смањити конкурентност привреде, увећати увозну зависност, и умањити доступност и сигурност снабдевања. Из наведених разлога, дерегулисани систем би требало допунити мерама донесеним са циљем да надоместе механизме и предности претходног, вертикално повезаног система.

Развојем домаће енергетике у другој половини 20. века управљала је Електропривреда, централизовано државно предузеће које је обједињавало производњу, пренос и дистрибуцију, доносећи при томе одлуке о стратегији развоја производних капацитета, мреже и управљачко-комуникационог система. Анализа, планирање, израда и спровођење стратегија били су у рукама надлежних дирекција Здруженог Предузећа Електропривреде Србије (ЗЕПС) које су се ослањале на домаћу науку и струку кроз одговарајући Стручни савет електропривреде, неформално радно тело које је обједињавало врхинске домаће научнике и стручњаке. У циљу развоја кључних технологија неопходних за развој српске електроенергетике, држава је основала институте какав је Институт техничких наука САНУ, Институт Михајло Пупин, Електротехнички институт Никола Тесла, Енергопројект и други. Уз одређене разлике, описани модел управљања развојем електроенергетике може се упоредити са француским, с том разликом што су базни извори електричне енергије у Француској нуклеарне електране, а у Србији термоелектране на лигнит.

Будућност ће показати може ли се нова, декарбонизована, електронски управљана енергетика са рачунарски подржаном трговином развити у дерегулисаним окружењу. Неопходно је помно пратити и проучавати напредак енергетике у регулисаним, дерегулисаним и ререгулисаним системима, како би се избегло понављање туђих грешака и губитак времена и средстава. Децентрализовани систем без снажне вертикалне повезаности захтеваће државну интервенцију ради неопходног дугорочног планирања, координације инвестиција, и испуњења

државне политике у пољу енергетике. Правилно формулисање и усмеравање такве интервенције захтева значајно ангажовање домаће науке и струке, без чега се не би могло ни у случају повратка на регулисану, вертикално повезану енергетику са централизованим одлучивањем.

Премда међународни положај Србије и утицај страног фактора ограничавају простор за одлучивање, потребно је уложити сав разуман напор и искористити сав слободан простор да се ублаже негативни утицаји дерегулације на вертикалну повезаност у енергетском сектору, као и да се кључне одлуке и инвестиције задрже у кругу домаће науке, струке и електропривреде.

4.2.5. *Власништво и координисаност инвестиција*

Енергетски систем је изузетно сложен, док је електроенергетска мрежа један од највећих и најсложенијих система које је створио човек. Енергетика је уско повезана са природним ресурсима, животном средином, климом, стандардом становништва, конкурентношћу привреде, унутрашњом и спољашњом политиком и са међународним положајем сваке земље. Функционисање енергетског система захтева врхунска стручна знања из скоро свих инжењерских дисциплина као и врхунска научна знања у области природних наука. Животни век појединих постројења може премашити 80 година, тако да планирање у енергетици обухвата изузетно дуге временске периоде. Наведене околности указују на суштински значај благовременог и координисаног планирања развоја и инвестирања у капацитете и ресурсе.

Многе од инвестиције у енергетска постројења и системе служе, пре свега, увећању сигурности снабдевања и увећању системских резерви. Такве инвестиције не могу бити исплативе на кратак рок, док повратак инвестиције може у великој мери зависити од непредвидивих промена на тржишту енергије и тешко предвидивих промена токова енергетске транзиције. Из наведених разлога, подела електропривреде на лабавије повезане компаније са уже дефинисаном делатношћу и са профитно оријентисаним одлучивањем доводи до стања у коме не постоји интересовање за инвестирање у инфраструктуру и резерве, што се негативно одражава на сигурност снабдевања. У том случају, неопходно је да јавне власти осмисле законе, прописе и регулаторна тела и тако створе окружење које би требало да наведе инвеститоре да доносе одлуке које одговарају интересу становништва, привреде и државе. Ослањање на тржишне механизме ослобађа државу потребе да се непосредно уплиће у доношење одлука и управљање предузећима и да се ангажују на обезбеђивању неопходних инвестиција. С друге стране, ослањање на тржиште је у многим случајевима скопчано са бројним ризицима¹³¹. У настојању да се смање трошкови транзиције (које у коначном исходу плаћају потрошачи), инвестиције у соларне електране и ветроелектране се често препуштају инвеститорима који желе да искористе систем повластица да би остварили додатни профит. Исти инвеститори за сада не виде интерес за инвестирање у инфраструктуру, у вршне и базне електране нити у друге ресурсе неопходне за интеграцију обновљивих изворе.

Премда је основни мотив ослањања на тржишне механизме и дерегулације у електроенергетици била жеља да се испорука електричне енергије потрошачима обезбеди по мањој цени, постоје индиције да такав циљ није постигнут. На територији САД, цена електричне енергије је нижа у регулисаним системима за око 2,2 цента, док присуство повлашћених произвођача ствара губитке српској електропривреди од око 80 милиона € годишње (трошкови се не преливају на потрошаче услед непримењивања одговарајућих уредби). Постоје и друге индиције која указују да

¹³¹ Tomas Bjorkman, "The Market Myth", Cadmus, Volume 2 - Issue 6, May 2016

- само по себи, нерегулисано деловање тржишних механизма није једини, а често није ни добар пут за остварење јавног интереса у области енергетике,
- примена тржишних механизма у електроенергетици не гарантује доношење исправних одлука о инвестицијама на дужи рок нити узима у обзир интерес свих учесника у процесу,
- учесници на тржишту често не доносе рационалне одлуке и не максимизирају корист,
- тржиште не гарантује правичну равнотежу понуде и потражње и не штити од монопола,
- профитне организације нису гаранција ефикасног пословања и стварања вредности.

Да би се превазишли наведени недостаци, неопходан је мудро осмишљен систем закона, прописа и регулативе који ће природан порив инвеститора да оствари профит усмерити и ангажовати у правцу остварења јавног интереса. Србија још увек не располаже таквим системом. Начин на који се доносе одлуке као и већина закона, подзаконских аката, стратегија и планова, описан у одељку 8.12, обезбеђује добру проходност за примену енергетске политике ЕУ, док у погледу остварења јавног интереса српског друштва још увек постоји много простора за побољшања.

Шире гледано, подела одговорности између потрошача, повлашћених произвођача, традиционалних произвођача и оператера мреже мора бити усклађена и осмишљена тако да поспешује енергетску транзицију водећи при томе рачуна и о интегритету мреже и сигурности снабдевања. Кључ дугорочне сигурности, доступности енергије и заштите интереса потрошача је ефикасан систем привлачења и координисања инвестиција у инфраструктуру и системске резерве, или решавање статуса и финансија мрежних оператера на начин који их оспособљава да самостално инвестирају. Неусклађена ценовна политика и неравноправан положај појединих учесника не иду у прилог наведеним циљевима и нису одрживи на дужи рок. Уколико се наруши мера у одређивању повластица за производњу из обновљивих извора и прибегне неумереном оптерећењу мрежног оператера обавезама преузимања енергије, баланса и техничким питањима, отежани финансијски положај оператера може дугорочно угрозити инфраструктуру и довести у питање доступност и сигурност снабдевања, па чак и основне функције мреже на које се ослањају и повлашћени произвођачи. Наведене претпоставке налазе практичну потврду у смањеној сигурности снабдевања и повећаном броју испада у земљама са значајнијом дерегулацијом и са увећаним уделом обновљивих извора.

Бројна досадашња искуства¹³² указују на проблематичне правце развоја, непромишљене одлуке и неприхватљиве утицаје на доносиоце одлука који настају услед непримереног ослањања на тржиште¹³³. Потпуно поверење у тржиште се уврштава у превазиђену економску митологију чак и у областима где су временске константе много краће него у енергетици, и где вертикална повезаност није од суштинског значаја. Премда међународни положај Србије и утицај страног фактора не остављају превише маневарског простора, потребно је уложити сав разуман напор и искористити сав слободан простор да се ублаже негативни утицаји дерегулације на вертикалну повезаност у енергетском сектору, као и да се кључне одлуке и инвестиције задрже у кругу домаће науке, струке и електропривреде. Ради заштите интереса потрошача електричне енергије у Србији, постоји дугорочни стратешки интерес да се очува контрола над српском електроенергетиком, тако да је од великог значаја побољшати координацију и комуникацију између енергетских компанија на које је подељена српска електропривреда, довести их у финансијску одрживу ситуацију, и пружити им могућност да активније и у већем

¹³² P. Inman, 'Beware false sightings of Adam Smith's Invisible Hand,' The Guardian 7 Oct, 2011 <http://www.theguardian.com/commentisfree/2011/oct/07/economics-invisible-hand-adam-smith>

¹³³ W.J. Samuels et al, Erasing the Invisible Hand: Essays on an Elusive and Misused Concept in Economics (Cambridge: Cambridge University Press, 2011).

обиму учествују у планирању, пројектовању, инвестирању и градњи нових производних капацитета, инфраструктуре, капацитета за складиштење и мреже.

4.3 Утицај обновљивих извора на економију ЕЕС

Удео производње електричне енергије из обновљивих изворе је почетком 21. века у већини земаља био релативно мали. Током 2020. године, око 9,41% електричне енергије произведене у свету дошло је из соларних електрана (3,26%) и ветроелектрана (6,15%)¹³⁴. Током 2019. године, производња електричне енергије из европских соларних електрана¹³⁵ достигла је 4%, док је производња из ветроелектрана достигла 13%. Према предвиђањима, удео соларних електрана и ветроелектрана у производњи електричне енергије ће значајно порастати. Неопходно је проучити утицај таквог раста на трговину у реалном времену, трговину финансијским дериватима, на мотивисаност инвеститора и на даљи развој електроенергетике.

4.3.1. Мотивисаност инвеститора у базне и вршне електране

Услед варијабилне природе соларних електрана и ветроелектрана, увећање њиховог удела доводи до значајног смањења тржишне вредности добијене енергије¹³⁶. Увећање производње у интервалима када нема одговарајуће потражње доводи до значајног пада цена, које у многим системима (Немачка) могу постати и негативне.

Пласман значајних износа енергије по ниским ценама утиче на тржиште и мења услове и цене за пласман енергије из других извора. Према проценама начињеним за Немачку¹³⁷, прогресивно увећање удела енергије из обновљивих извора може имати изразито негативне ефекте на тржиште. На бази анализе системске LCOE цене електричне енергије у условима значајног увећања удела обновљивих изворе спроведене 2013. године¹³⁸, оптимално решење на дужи ток предвиђа ангажовање базних извора са снагом која одговара ноћном минимуму¹³⁹, интеграцију обновљивих извора у мери која је праћена прихватљивим трошковима интеграције¹⁴⁰, и коришћење релативно малог износа енергије из вршних електрана.

Увећање удела ветрогенератора у систему се негативно одражава на градњу базних извора¹⁴¹. Негативан утицај на потенцијалне инвеститоре у вршне електране је још већи, због увећане неизвесности у погледу пласмана вршне енергије коју ствара увећање удела варијабилних извора у систему. Према дају релативно мале износе енергије, вршне електране су значајан инструмент очувања система. У условима нееластичне потрошње и уз значајне цене неиспоручене енергије, вршне електране су кључ техничке и финансијске одрживости. У оквиру

¹³⁴ <https://ourworldindata.org/grapher/electricity-production-by-source>

¹³⁵ <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-3b.html>

¹³⁶ L. Hirth, The market value of renewables: The effect of solar and wind power variability on their relative price, EUI Working paper RSCAS 2013/36, pp. 1-51, 2013.

¹³⁷ T. Traber, C. Kemfert, Impacts of the German Support for Renewable Energy on Electricity Prices, Emissions, and Firms, The Energy Journal, Vol. 30, No. 3, pp. 155-178, 2009.

¹³⁸ F. Ueckerdt, L. Hirth, G. Luderer, O. Edenhofer, System LCOE: What are the Costs of Variable Renewables?, paper available at: http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2200572 (16 Aug. 2013).

¹³⁹ наведена снага је једнака или нешто већа од једне половине максималне вредности укупне потрошње током дана

¹⁴⁰ одговарајућа инсталисана снага обновљивих извора је блиска половини максималне вредности укупне дневне потрошње

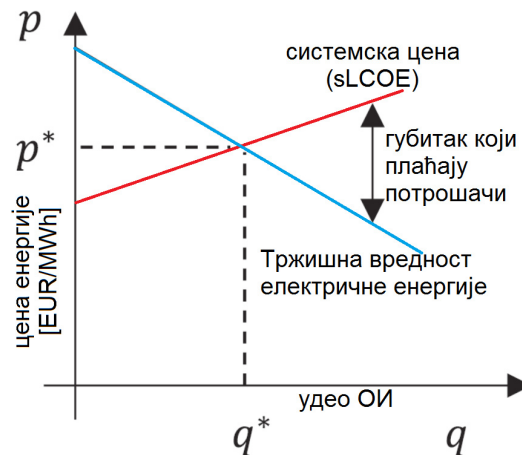
¹⁴¹ Traber, T. and Kemfert, C, "Gone With the Wind? Electricity Market Prices and Incentives to Invest in Thermal Power Plants Under Increasing Wind Energy Supply", Discussion Papers, German Institute for Economic Research, No. 852, pp. 1-19, 2009.

трговине енергијом, улога вршних електрана је покривање разлика које настају у реалном времену, након тржишног поравнања. Регулација и уравнотежење коришћењем вршних електрана ствара трошак који се социјализује и преноси на потрошаче путем тарифа мрежног оператера. У присуству значајног удела варијабилних извора, вршне електране не могу остварити очекивани фактор коришћења капацитета, док неизвесност у погледу повратка инвестиције и надокнаде фиксних трошкова смањује интерес потенцијалних инвеститора. Наведена разматрања указују да тржиште, које је ограничено на трговину енергијом, недовољно мотивише инвестиције у постројења од значаја за очување интегритета система, и да не располаже механизмима који би гарантовали дугорочно очување поузданости.

4.3.2. Промене системске цене енергије и друштвени губитак

Цена електричне енергије из соларних електрана и ветроелектрана одређује се на основу укупних трошкова које подразумева градња електране, фиксни и варијабилни трошкови њеног рада, одржавање и поправка, таксе, осигурања и друге дажбине, као и трошкови финансијског аранжмана, гаранција и других сродних трошкова везаних за градњу, рад и декомисију електране. Количник наведене суме и укупне електричне енергије коју електрана производи током животног века позната је под ознаком LCOE, *Levelized Cost of Electricity*. Увећањем удела обновљивих извора, тржишна вредност њихове енергије опада, и тренутно износи 30-40 €/MWh за соларне електране и ветроелектране на копну, и до 115 €/MWh за ветроелектране на мору.

Прикључење варијабилних извора на мрежу и стварање предуслова за снабдевање потрошача у интервалима који се не подударају са интервалима производње изискује додатне трошкове. Када се на LCOE цену додају трошкови профила, регулације, мреже и складиштења добија се системска цена (sLCOE), износ свих трошкова који се, у коначном исходу, преносе на потрошача. Дијаграм на слици 4.3.2 је преузет из рада *The Market Value of Renewables*¹⁴², и он указује да прекомерно увећање удела обновљивих извора ствара друштвени губитак¹⁴³.



Слика 4.3.2 - Оптимални удео обновљивих извора добија се на пресеку системске цене енергије, која расте са уделом ОИ, и тржишне вредности одговарајуће енергије, која расте са уделом ОИ. Дијаграм је преузет из рада L. Hirth / *Energy Economics* 38 (2013) 218–236.

¹⁴² L. Hirth, The market value of renewables: The effect of solar and wind power variability on their relative price, EUI Working paper RSCAS 2013/36, pp. 1-51, 2013.

¹⁴³ Дубравко Саболић, How Variable Renewable Sources Change Economics of Power system in the Long Run, Croatia TSO

4.3.3. Издвојеност ОИ из тржишних механизма

Градња соларних електрана и ветроелектрана је у многим земљама подстицана увођењем *feed-in* тарифа, гарантованог преузимања енергије и ослобађања од обавеза балансирања и извршавања помоћних и стабилизационих функција, неопходних за очување интегритета система. На дужи рок, *feed-in* тарифе нису одрживе јер изолују обновљиве изворе од тржишта и спречавају позитивна дејства тржишних механизма. Изузимање обновљивих извора из тржишних механизма доводи до погрешних порука инвеститорима и погрешних одлука о додели ресурса и финансијских средстава. Некономично усмеравање развоја и инвестиција може довести до застоја у развоју енергетике и у достизању циљева декарбонизације и климатске неутралности. Суспендовање тржишних механизма за обновљиве изворе увећава друштвени трошак који плаћају потрошачи. Као пример, годишњи финансијски губици које сноси електропривреда Србије услед обавеза које намеће рад обновљивих извора блиски су тржишној вредности електричне енергије добијене из истих извора.

Одржавање повлашћеног положаја на дужи рок може проузроковати некоординисане инвестиције¹⁴⁴ и значајне трошкове и губитке. Будући да предметни губици у коначном исходу оптерећују потрошаче¹⁴⁵, потребно је пронаћи начин за подстицање градње обновљивих извора који би био повољнији за потрошаче. Ради очувања интегритета система и кохерентног планирања, неопходно је пронаћи начин који би гарантовао једнако добре резултате као и некадашње централизовано планирање.

4.3.4. Утицај дневне политике

Проблеми дерегулације у електроенергетици се најлакше уочавају у Сједињеним Државама, где се (уз изузетке) републикански оријентисане државе опирају дерегулацији док је демократски оријентисане државе прихватају. Уз примену тржишних закона на трговину енергијом, инвеститори зазиру од градње вршних електрана и сведоци су урушавања вредности енергије до које доводи увећање удела енергије из обновљивих извора. Неопходне интервенције државе (пример - непрофитабилно али неопходно напајање ненасељених области) углавном се спроводе доношењем одговарајућих прописа и мера, или преношењем одговорности на независна регулаторна тела. Наведена тела би требало да буду независна како би штитила тржиште од дневне политике, али су често и сама под утицајем политике. На осетљиве процене које спроводе инвеститори може деловати и сам наговештај да би могао постојати ван-тржишни утицај. И сама перцепција о могућем утицају политике негативно утиче на заинтересованост инвеститора и на квалитет оних који су спремни да се упусте у градњу у датим условима. Међу проблеме примене дерегулације у електроенергетици спада и могућност конфликта интереса у случају где би инвеститори истовремено учествовали у доношењу прописа или одлука везаних за електроенергетику, као и објективни ризици увек могућих ирационалних политичких интервенција.

¹⁴⁴ Поур: Impact of intermittency - How wind variability could change the shape of British and Irish electricity markets - Summary report, 2. Sept. 2013

¹⁴⁵ J. Bowring, Capacity Markets in PJM, Economics of energy & environmental policy, vol. 2, no. 2, pp. 47-64, 2013.

4.3.5. Мешовите инвестиције и мешовито партнерство

Мешовите инвестиције се могу јављати у регулисаним и дерегулисаним системима. Ослањање на заинтересоване инвеститоре у електропривреди има предности и мана, једнако као и јавно-приватно партнерство (ЈПП), тј. уговорни аранжман између јавног сектора и привредних субјеката. У сарадњи са јавним сектором, инвеститори су мотивисани за убирање оперативне добити од потрошача, корисника или пореских обвезника, док је интерес јавног сектора достизање зацртаних циљева уз мање иницијалне трошкове. Интерес инвеститора је смањење обавеза и увећање профита, док је брига о јавном интересу поверена заступницима јавних власти који учествују у преговорима о ЈПП. Усклађивање интереса у мешовитом партнерству је изазов и у много снажнијим економијама. Негативна искуства у Србији укључују и ЈПП у вези депоније у Винчи, где је штетне последице укључују и значајно инцидентно загађење ваздуха. У сектору електроенергетике, раст удела електричне енергије из обновљивих извора створиће стање у коме су инвестиције у градњу соларних електрана и ветроелектрана значајно мање од трошкова њихове интеграције у ЕЕС (одељак 5.8, одељци 6.4.2-6.4.5), и зато постоји потреба да се измени досадашња пракса, у којој подстицаје за градњу електрана убирају привредни субјекти, док обавезе балансирања, очувања интегритета система и трошкове интеграције/складиштења преузима електропривреда.

4.4 Правци развоја и проблеми транзиције у дерегулисаном систему

Одржив развој електроенергетике захтева увођење тржишта капацитета¹⁴⁶ и тржишта помоћних стабилизационих функција. Неопходност таквих корака произилази из потребе да се у условима тржишне конкуренције и слабе координације инвестиција обезбеди производња, пренос и снабдевање већине потрошача у свим условима. Сигурност напајања, робусност и живавост система није могуће одржати уколико обновљиви извори електричне енергије остану изоловани од тржишта и уколико и даље буду изузети од обавезе да обављају помоћне и стабилизационе функције, или да такве функције откупљују на тржишту.

У коначном исходу, пригушење тржишта за поједине врсте извора може умањити интерес инвеститора, успорити развој, и одложити достизање циљева декарбонизације. Према Фронделу¹⁴⁷, постојање *feed-in* тарифа у систему где већ постоји трговина дозвољеним емисијама не проузрокује смањење емисија CO₂. У погледу емисија, примена система зелених сертификата даје много боље резултате од *feed-in* тарифа.

Значајније увећање удела обновљивих извора доводи инвеститоре у базне изворе и управљиве вршне електране у врло велики ризик. Поред дневних и сезонских варијација производње, мења се и годишња производња варијабилних извора. Годишње варијације¹⁴⁸ достижу износ од +/- 25% и значајно утичу на тржишну вредност енергије, остварујући тако негативан утицај на инвестиције у базне електране, вршне електране, као и опрему и функције које доприносе отпорности система на поремећаје.

¹⁴⁶ P. Cramton, A. Ockenfels, S. Soft, Capacity market fundamentals, Economics of energy & environmental policy, Sept. 2013.

¹⁴⁷ M. Frondel, N. Ritter, C.M. Schmidt, Germany's solar cell promotion - Dark clouds on the horizon, Ruhr economic papers, No. 40, pp. 1-23, 2008.

¹⁴⁸ Poyry: Impact of intermittency - How wind variability could change the shape of British and Irish electricity markets - Summary report, 2. Sept. 2013

За интеграцију значајнијег удела обновљивих извора неопходно је остварити флексибилност потрошње, градити постројења за складиштење енергије, или применити обе мере у оптималном односу. Међутим, потрошачи у резиденцијалном сектору немају мотива да прилагођавају свој профил потрошње све док су цене електричне енергије мање од 0,2 - 0,3 \$ US/kWh, што може бити случај у неким земљама Европе, али још увек није случај у Сједињеним Државама. Даљинска контрола великих и управљивих потрошача у резиденцијалном сектору би допринело флексибилности, али још увек нема индикација да ће потрошачи у ближој будућности наћи интерес да је прихвате. Даљинско управљање потрошњом је могуће остварити у индустрији, у оквиру производних процеса чије се фазе могу одложити и ускладити са производњом из варијабилних извора. Фиксни трошкови у неактивним интервалима чине многе такве случајеве неисплативим, тако да не треба очекивати увећање флексибилности индустријских потрошача, осим у случајевима где индустријски потрошачи могу користити флексибилност као извор профита.

Уз недовољно флексибилну потрошњу, увећање удела варијабилне енергије смањује тржишну вредност енергије, увећава ризик за инвеститоре у конвенционална постројења, и има негативан утицај на интегритет система. У датим условима, задржавање постојећег система подстицаја за обновљиве изворе електричне енергије изолује их од тржишта, док у исто време увећава трошкове који се преносе на потрошаче. Смањење трошкова градње варијабилних извора (које носе инвеститори) и значајно увећање трошкова њихове интеграције у систем (који се, преко мрежног оператера, преноси на потрошаче) чини друштвено штетним свако продужење повлашћеног положаја које обновљиве изворе штити од механизма тржишта.

4.5. Енергетска транзиција у Европи и Србији

Приоритетни циљ развоја енергетике је сигурно снабдевање потрошача доступном енергијом без угрожавања животне средине и здравља становништва и без штетних емисија које доприносе глобалном загревању. Поред суштинске бриге за настанак и опстанак потомства и бриге за животну средину која им се оставља у наслеђе, Србија је преузела и одговарајуће међународне обавезе. Према Париском споразуму, потребно је радити на декарбонизацији у свим секторима, па и у сектору енергетике. Потписани уговор о приступању ЕУ подразумева постепено усвајање одговарајућих прописа, уз флексибилност и динамику коју треба ускладити са добијањем пуноправног чланства. У складу са Уговором о Енергетској заједници и одговарајућим препорукама, Србија је раздвојила производњу, пренос и дистрибуцију електричне енергије у засебне компаније, развија се тржиште мрежних енергија, увећава удео обновљивих извора енергије у складу са преузетим обавезама и ствара простор за заинтересоване инвеститоре. У интересу српских потрошача је

- уважавање специфичности српске енергетике у спровођењу корака транзиције,
- усвајање свих позитивних, корисних и проверених иницијатива које долазе из ЕУ,
- критички осврт понуђене препоруке ради избегавања погрешних корака и слепих улица,
- привлачење инвеститора на начин који смањује трошкове енергетске транзиције и иде у прилог интересима потрошача који, у коначном исходу, плаћају трошкове транзиције.

Основне предности блиске сарадње са ЕУ наведене су у одељцима 4.5.1 и 4.5.2.

4.5.1. Предности сарадње са ЕУ и решење проблема интеграције ОИ

Земље северозападне Европе улажу значајне напоре у истраживање и развој технологија савремене електроенергетике. У сарадњи са ЕУ као и из увида у ток и проблеме енергетске транзиције у земљама ЕУ могуће је стећи веома вредна искуства. Као и у другим областима, напори истраживача и индустријски подухвати резултују практичном применом бројних решења од којих релативно мали број заживи и опстане. Таква искуства и сазнања могу бити од велике помоћи у усмеравању транзиције у Србији и избегну странпутице. Уз разумну уздржаност и опрез у преузимању нових решења и њиховој примени у Србији, европска искуства могу омогућити да се избегне губитак времена и средстава повезан са применом решења и технологија која, у коначном исходу, неће заживети. Као вредно искуство треба уважити и промене у конкурентности европске индустрије. Релативно високе цене енергије и високе интерне цене радног сада су допринеле паду релативног удела ЕУ у светској економији (GDP) са 22% током 2010. године на 17% током 2020. године. Ради ублажавања наведених ефеката, електрична енергија је у многим европским земљама (Немачка) јевтинија за индустрију (17 центи) него за становништво (30 центи).

Искуства европских земаља представљају добар путоказ у погледу решавања проблема интеграције обновљивих извора (соларних електрана и ветроелектрана) у електроенергетски систем. Електрична енергија из обновљивих извора добија се уз врло мало загађење животне средине из ветра и сунца који су доступни у већини земаља. Уколико се обновљиви извори прикључе на мрежу у намери да се њиховом енергијом напајају потрошачи, неопходно је обезбедити капацитете за складиштење који ће омогућити напајање потрошача у интервалима када нема ветра и/или сунца. За релативно мали удео енергије из обновљивих извора, трошкови интеграције нису значајни. Међутим, код значајног удела енергије из обновљивих извора, капацитет складишта убрзано расте (одељак 5.8). Према предвиђањима начињеним за Ирску¹⁴⁹, увећани удео енергије из ветроелектрана створиће потребу за градњом батеријских постројења за складиштење са капацитетом блиском 1/10 годишње потрошње електричне енергије. У исто време, Шпанија планира градњу батеријских капацитета¹⁵⁰ за складиштење чија би снага до 2030. године требало да достигне око 20 GW, односно 67% средње снаге потрошње, док би 2050. године требало да достигну снагу од 30 GW. Поред изузетно великих (неприхватљивих) трошкова градње батеријских капацитета наведене величине, батеријско складиштење таквих размера представља безбедносни ризик, док градња и декомисија батерија значајно угрожава животну средину.

Наведене околности указују да постоји нерешен проблем који отежава увећање удела чисте и јевтине енергије из обновљивих извора. У исто време, предложена електрификација у области транспорта подразумева декарбонизацију кроз електрификацију, односно, увећање укупне потрошње електричне енергије у мери потребној за пуњење батерија електричних возила. Европски истраживачи предлажу добро осмишљени концепт „Power-to-Gas” (P2G), који представља значајан продор у енергетској транзицији. Предлаже се да се енергија из соларних електрана и ветроелектрана, које не могу бити интегрисане, користи за напајање електрохемијских процеса у којима се производе гасовита (или течна) горива. Уз разлагање воде и везивање угљен-диоксида могуће је произвести метан, гас који је лакше складиштити и транспортовати него водоник. У исто време, постоји и идеја да се енергија из обновљивих извора користи за производњу амонијака. Концепт P2G отвара врата већем коришћењу соларних

¹⁴⁹ https://www.store-project.eu/documents/target-country-results/en_GB/energy-storage-needs-in-ireland

¹⁵⁰ <https://www.energy-storage.news/spain-targets-20gw-of-energy-storage-by-2030-as-part-of-new-strategy/>

електрана и ветроелектрана на начин који не предвиђа њихово прикључење на електричну мрежу, и зато представља значајно унапређење. У блиској будућности треба очекивати усаглашавање и опредељење за једно од гасовитих горива, док се током наредне деценије може очекивати усвајање консолидованог решења. Перспективе P2G технологије и одговарајућа сазнања су од великог значаја за планирање динамике енергетске транзиције у Србији.

4.5.2. Потреба за усклађивањем интереса у пољу енергетике

Привредна сарадња са земљама Европске Уније и усклађивање привредног развоја и енергетске транзиције су од великог значаја за Србију. Обострана корист у односима са Унијом зависи од исправног разумевања и разумног усклађивања интереса обе стране. Успостављање односа потпуног поверења отежано је околношћу да у земљама каква је Немачка постоје значајни геополитички интереси који су супротни са интересима Србије. Међутим, циљеви енергетске транзиције, заштите животне средине и достизања климатске неутралности су универзални, тако да постоји широк простор за сарадњу на обострану корист. У пољу енергетике, од значаја је очувати односе поверења, поштовања договора и испуњавања обавеза. Осврт на претходна искуства указује на широк простор за побољшање међусобног разумевања и за веће уважавање интереса обе стране.

Пример који указује на потребу да се у послове усклађивања односа са ЕУ у већој мери укључи домаћа струка и наука је доношење Националног плана за коришћење обновљивих извора 2013. године. Због ослањања на неодговарајуће податке у погледу расположивог технички и економски искористивог потенцијала обновљивих извора енергије (груби катастар малих хидроелектрана, неспремност за производњу биогорива, неизвршена деоба потенцијала реке Дрине, итд.), Србија је преузела обавезу да до 2020. године оствари 27% удела обновљивих извора енергије у бруто финалној потрошњи, обавезу коју реално није било могуће остварити. То је негативно утицало на кредибилитет и на поверење партнера у ЕУ. Последице грешака у преузимању обавеза у пољу енергетике могу бити и много теже. Укључивање стручњака у припремне анализе може помоћи да се спрече неповољни исходи.

Ради остваривања максималне користи коју може имати Србија од сарадње са ЕУ, потребно је подробно проучити и разумети интересе водећих земаља ЕУ. Као водећа земља Уније, Немачка се определила за убрзане промене у пољу енергетике, саобраћаја, индустрије, зградарства и пољопривреде, са циљем да се смањи емисија CO₂ и да се до 2045. оствари угљенично-неутрална економија¹⁵¹, те да се до 2050. достигне климатски-неутрална економија¹⁵². Озбиљност таквих намера¹⁵³ илуструје и план да се смањи број грла стоке те да се људска исхрана засније на синтетичком млеку и месу. На први поглед, последица декарбонизације и увећања цене енергије на територији Уније увећава удео енергије у цени финалних производа и умањује конкурентност европске привреде, која је током претходне деценије смањила свој удео у светској привреди са 22% на 17%. Међутим, уз претпоставку да ће и друге земље света прихватити императив декарбонизације и климатске неутралности, Немачки благовремени напори да развије одговарајуће технологије, системе и решења могу резултовати остварењем циљева, достизањем позиције доминантног светског произвођача у области енергетике и екологије као и остваривањем значајног извоза предметних решења, система и опреме.

¹⁵¹ Нулти или негативан биланс у погледу емисије угљен диоксида

¹⁵² Нулти или негативан импакт целокупне економије на глобално загревање

¹⁵³ Towards a Climate-Neutral Germany by 2045 , How Germany can reach its climate targets before 2050, Version 1.1, June 2021

И поред контрадикторних одлука (градња ултра-суперкритичне ТЕ на угаљ Дателн снаге 1100 MW, увоз угља, спаљивање биомасе), Немачка наговештава да ће до 2030. године прекинути са коришћењем угља у енергетици, да ће до 2030. око 70% производње електричне енергије бити из обновљивих извора, те да ће се проблеми грејања решавати уз ослањање на *зелени водоник*. Требало би да 14 милиона немачких возила и око 30% шлепера буде покретано на водоник, да се број аутомобила смањи на рачун већег коришћења железнице и градског саобраћаја, да се производња водене паре у индустрији заснива на метану или водонику, као и да се проблем грејања решава на бази топлотних пумпи.

Европске земље на челу са Немачком су главни покретачи енергетске транзиције у очекивању да ће нове енергетске технологије и технологије усмерена ка обуздавању климатских промена постати значајан део европског извоза, који ће надокнадити, а можда и премашити некадашњи извоз који је значајно смањен услед конкуренције далакоисточних економија. У производњи уређаја и система за обновљиве изворе тренутно ради 248 европских фабрика са око 300 000 запослених, са перспективном повећања тог броја на 450 000. Да би се претендовало на позицију светског лидера у области, неопходно је применити предметне технологије у оквиру националних сектора, што је највидљивије у Немачкој, где се напори интензивирају на три фронта: (1) увећање енергетске ефикасности како би се обуздао неумерен раст потрошње електричне енергије, (2) увећање удела обновљивих извора, и (3) коришћење водоника као горива и као једног од начина за сезонско складиштење енергије.

У погледу увећања удела обновљивих извора електричне енергије, Немачка планира да до 2030. године увећа инсталисане капацитете соларних електрана на 150 GW, капацитете ветроелектрана на 105 GW, док би до 2050. године инсталисани капацитети соларних електрана требало да достигну 385 GW, при чему значајан део (око 50%) не би био повезан на мрежу већ би се користио за напајање електролизера за производњу водоника. У погледу ослањања на фосилна горива, поред престанка експлоатације угља до 2030, постоје и намере да се градња нових инсталација за грејање на природни гас ограничи после 2025. године на случајеве где не постоји другачије решење.

У погледу производње електричне енергије, Немачка планира да током 2045. године њене хидроелектране, електране на биомасу, соларне електране и ветроелектране дају око 89% бруто производње, да термоелектране на гас дају око 6% док би се преосталих 5% добијало из направа за складиштење и увоза. Проблеми складиштења би се решавали ослањањем на хидроелектране у Алпској области и у Скандинавији.

Пројекције начињене за Немачку до 2030, 2045. и 2050. године¹⁵⁴ су оквирне и не укључују анализе које би потврдиле њихову техничку остваривост. И поред тога, оне представљају добар приказ интереса које испољава Немачка индустрија и које, до сада, са великим успехом успева да угради у стратешка опредељења Уније.

Да би убрзале развој технологија и опреме, Немачка и земље северозападне Европе имају интерес да своја решења примене и у другим земљама Уније, па и земљама које гравитирају Унији. Из угла Србије, такав интерес се мора разумети, и треба му изаћи у сусрет на сваки начин који није у супротности са интересима српске енергетике, српске привреде и друштва. Међутим, не сме се губити из вида следеће:

- српска енергетика има специфичности које онемогућују да се решења примерена земљама северозападне европе примене без негативних последица и озбиљних проблема

¹⁵⁴ Towards a Climate-Neutral Germany by 2045 , How Germany can reach its climate targets before 2050, Version 1.1, June 2021

(наведених у наредном одељку)

- тренутно је у току убрзани развој енергетских технологија од којих ће само мањи део доживети ширу примену и опстати на дужи рок,
- трошкови примене нових технологија су највећи у првој фази, пре него што се развије тржиште са већим бројем произвођача опреме и пре него што се такво тржиште консолидује,
- будући да увоз технологија у чијој производњи се не учествује није приоритет за Србију, неопходно је да српска спремност да примењује кораке убрзане енергетске транзиције које диктирају утицајне земље Уније буде ограничена на проверена и консолидована решења, и да буде праћена одговарајућим трансфером технологије, ослањањем на домаћу струку и ангажовањем домаћих производних капацитета.

4.5.3. Квалитет анализа, студија и пројекција

Део проблема са којим се суочавају доносиоци одлука је објективан пад квалитета анализа, студија, научних радова и стручних процена широм света, па и у земљама Уније. Рад научника и стручњака би требало да укључи сучељавање гледишта поткрепљених неупитним чињеницама, свеобухватним сагледавањем предмета расправе, применом научних метода и уважавањем полемичких ставова са циљем да се дође до објективне научне истине и квалификованих стручних закључака. Описани начин рада био је заступљен у кругу стручњака окупљених у Савет ЕПС, а делимично и данас, кроз активности SAPEA (*Science Advice for Policy by European Academy*), формалног саветника Европске комисије.

Услед продора тржишних механизма у поље финансирања науке, појављују се анализе и студије где је део напора научника и стручњака усмерен ка промовисању интереса, агенди и политика наручилаца. Аутори очуваног интегритета не подлежу искушењу генерисања интересно мотивисаних ставова и настоје да очувају објективност. Одговарајући исходи су мања подршка политици наручиоца, што негативно утиче на њихову успешност у прибављању средстава за истраживања. У коначном исходу, удео пригодно израђених докумената је у порасту, што значајно отежава стицање објективне слике о стању и перспективама у кључним областима. Бројне студије, пројекције и извештаји су једностранни, футуристички, површни, фокусирани на унапред задате исходе и неутемељени, што значајно отежава рад доносиоца одлука.

Као илустрација проблема са којим се суочава корисник савремених анализа, студија и пројекција, у одељку 4.6 су наведене проблематичне одлуке и станпутице енергетске транзиције које су у земљама Европске Уније имале значајне штетне последице. Поред тога, расположиве и јавно оглашене процене о променама у потрошњи електричне енергије током наредних деценија (одељак 6.3.1) варирају у опсегу који није примерен научном и стручном раду. У контексту тезе да је приликом коришћења расположиве литературе неопходан опрез, треба навести да је критички став потребан и приликом читања текста који је пред Вама, јер су аутори текста посредно финансирани од стране потрошача и становништва Србије.

4.5.4. Доношење одлука

Ради достизања циљева енергетске транзиције и испуњавања интереса потрошача и становништва, потребно је искористити сваку могућност за побољшање начина на који се израђују и усвајају планови, стратегије, закони, подзаконска акта и одлуке везане за српску

енергетику. Досадашња пракса у земљама које гравитирају Унији укључује ангажовање страних консултантских кућа, финансираних из фондова ЕУ¹⁵⁵, на пословима израде планова, стратегија и предлога закона; процедурално спровођење јавних расправа и дискусија у оквиру стручних група, поверавање анализа анонимним појединцима ангажованим по уговору о делу, непосредан приступ представника ЕУ законодавним телима земље и усвајање закона и мера уз недовољно ослањање на домаћу струку и процене квалификованих, независних експерата о дугорочним ефектима појединих одлука. Описана искуства иду на руку усвајању унапред донетих или некритички преузетих одлука, зарад којих је спровођење процедура и консултовање струке потребно само из формалних разлога, али не иду на руку доносиоцима одлука који имају потребу да се подробније упознају са предметом одлучивања и одговарајућим последицама. Оваква искуства би требало да послуже Србији као пример на који се не треба угледати, и управо зато их треба подробније сагледати и препознати.

Значајан број нацрта које достављају страни консултантни преузима циљеве и мере који су у складу са тренутно важећом политиком Европске уније и интересима европске привреде. Међутим, предложене мере често настају без довољног познавања и уважавања специфичности и интереса енергетике матичне државе, и често се свде на непосредно преузимање формулација и решења из одговарајућих докумената Уније¹⁵⁶.

У свим случајевима где се рад на усвајању докумената од значаја за енергетику одвија у оквиру одговарајућих стручних група или савета, требало би искористити све расположиве могућности да се такав рад побољша:

- Потребно је обезбедити да се групе/савети формирају пре свега од независних представника¹⁵⁷ домаће науке и струке који располажу одговарајућим формалним образовањем у области енергетике, вишедеценијским искуством у електропривреди, и који, барем у формалном погледу, немају мотиве и интересе који у делу или целини одступају од интереса друштва.
- У изузетним случајевима где се јави потреба за ангажовањем странаца који су светски познати стручњаци од интегритета, потребно је предвидети одговарајуће процедуре за размену и заштиту података унутар радне групе¹⁵⁸.
- Потребно је ревидирати начин формирања радних група и утврђивања тражених квалификација чланова¹⁵⁹, и поступак начинити транспарентијим.
- Приликом ангажовања представника домаће науке, струке, привредних организација или организација цивилног сектора, потребно је њихов избор и задужења одредити тако да током рада у предметној радној групи не буду у конфликту интереса¹⁶⁰.
- Намера доносиоца одлуке да подели одговорност за доношење одлука са члановима

¹⁵⁵ из IPA или других фондова, премда су неопходна средства релативно мала

¹⁵⁶ Постоје и примери где је Србија, у оквиру преговора са ЕУ, на своју иницијативу прихватила много неповољније обавезе него што је то било тражено, један од примера је преузимање обавезе да удео обновљивих извора у финалној потрошњи до 2020. не буде 20%, већ да достигне 27%.

¹⁵⁷ тј. представника који нису лично заинтересовани за исход

¹⁵⁸ Мере укључују прихватање уобичајених споразума и обавеза о заштити осетљивих информација.

¹⁵⁹ Чланови привредних комора и других организација страних земаља, представници организација цивилног сектора упуслених на промоцији политика и циљева финансираних из центара изван матичне земље, чланови удружења и појединци са професионалним и пословним интересима на које исход рада у групи испољава значајан утицај итд.

¹⁶⁰ Ангажовање чланова радне групе у привредним и другим организацијама као и њихов рад на другим пројектима их не сме довести у ситуацију да буду лично заинтересовани за одлуке и исход рада у оквиру радне групе.

савета/ група требало би да буде праћена одговарајућом спремношћу да им се пружи могућност да утичу на исходе.

У свим случајевима где се рад на усвајању докумената од значаја за енергетику одвија у кроз јавне расправе, потребно је предузети мере које би побољшале квалитет рада:

- Организација јавне расправе треба да омогући присуство свих заинтересованих страна (представника енергетике, представника потрошача, представника заинтересованог локалног становништва у зони планиране градње енергетских објеката итд.).
- Досадашње јавне расправе су често окупљале јавност која је у начелу заинтересована, али не располаже неопходним сазнањима, и која сазнања о предмету расправе добија на самом скупу. Треба пронаћи начин да се дискусија води на основу размене аргумената између квалификованих и информисаних актера и да води закључцима за свако од питања која су на дневном реду.

Требало би размотрити да се побољша начин доношења закона, планова и стратегија. Треба размотрити могућност да се значајно умањи ангажовање страних консултаната, као и да се промени досадашњи начин рада кроз радне групе и јавне расправе. Треба настојати да се увећани интерес организација и тела ЕУ за електроенергетику матичне државе искористи за финансирање домаћих стручних тимова за израду нацрта закона, стратегија, планова и аката.

У погледу доношења одлуке у Србији, научну и стручну јавност треба укључити у доношење одлука на начин који омогућује стално ангажовање независних стручњака и експерата по угледу на некадашњи Савет електропривреде, или кроз засебан Институт за енергетику¹⁶¹. Национални институт за енергетику могао би настати у кругу већ постојећих Института, издвајањем делатности новоустановљене групе са тржишта ради фокусирања на предмет рада и ради избегавања сукоба интереса.

4.6. Проблеми енергетске транзиције

Снажне привредне и политичке везе Србије са ЕУ, као и билатералне везе за кључним земљама Уније увећавају утицај препорука, директива и агенди Уније на токове транзиције у Србији. Ради хармоничног развоја српске електроенергетике и достизања назначених транзиционих циљева, потребно је начинити критички осврт на све предлоге и решења које сугеришу надлежна тела ЕУ, да би се благовремено препознала и применила решења која су примерена специфичностима српске енергетике и која доприносе интересима потрошача и становништва у Србији. Истовремено, потребно је препознати решења чија би примена у српског енергетици имала негативан утицај на животну средину и на интересе становништва, успорила процес декарбонизације или довела у питање сигурност и доступност снабдевања. У оквиру овог одељка, наведена су проблематична решења чија би примена у Србији довела у питање циљеве транзиције. Од неких решења се у земљама Уније већ одустало, али се друга и даље примењују. Неопходност сарадње са ЕУ и потреба за усклађивањем одговарајуће политике у области енергетике укључује и потребу да се, уз ослонац на домаћу струку, пронађе најбољи начин да се неопходна усклађивања обаве без угрожавања циљева енергетске транзиције и без понављања грешака које су већ начинили други.

¹⁶¹ по угледу на искуства из Хрватске (Институт Хрвоје Пожар) и Словеније (Институт Јожеф Штефан).

Поред успешних корака, енергетска транзиција у ЕУ је праћена и одлукама које су водиле у следеће улице. Критички став приликом преузимања европских иницијатива омогућио би да се у Србији примене сва успешна решења као и да се избегне понављање грешака. Међу проблематичне кораке енергетске транзиције, које је охрабривала ЕУ, и на које се не треба угледати, спада спаљивање биомасе у енергетске сврхе, спаљивање комуналног отпада, изузимање појединих извора електричне енергије из тржишних механизма, неусаглашен став у погледу коришћења нуклеарних електрана, као и градња малих хидроелектрана.

4.6.1. Биомаса

У оквиру збирног енергетског биланса утврђеног за земље Европске Уније, око 60% енергије из обновљивих извора добија се сагоревањем биомасе. Под биомасом се подразумевају остаци биљака или животиња које се могу користити као гориво или користити у индустријској производњи. У енергетици се углавном користи дрвна биомаса, остаци и отпад из пољопривреде. Угљеник који се ослобађа током сагоревања доцније се (током наредних деценија) везују из атмосфере током вегетације биљака, па се коришћење биомасе може сматрати угљенички неутралним. Будући да је у земљама Уније енергија добијена сагоревањем биомасе убројана у обновљиву, подстицајним мерама Владе Републике Србије подржано је сагоревање биомасе за производњу топлотне и електричне енергије.

Према би коришћење биомасе на дужи рок дало мање концентрације CO_2 него коришћење фосилних горива, њен непосредни утицај даје транзијентно увећање концентрације CO_2 , погоршање глобалног загревања у критичном периоду до 2100. године, и угрожавање циљева декарбонизације и климатске неутралности. Изјављујући да су биогорива угљично неутрална, као што то чини ЕУ, погрешно се претпоставља да ће посечено дрвеће бити брзо надомештено обнављањем шума које ће апсорбовати емитовани CO_2 . Међутим, претпоставка угљеничке неутралности не стоји¹⁶², јер занемарује пролазно, али деценијама (па и вековима) дуго повећање концентрације CO_2 које ће створити сагоревање биомасе.

Сагоревање биомасе за енергетске потребе је прихваћено од стране Европске Уније, подржано од стране WBA (*World Bioenergy Association*), али је противна препорукама SAPEA (*Science Advice for Policy by European Academy*, формални саветник Европске комисије) као и препорукама EASAC.

Спаљивање биомасе је праћено емисијом суспендованих честица, што додатно угрожава квалитет ваздуха у Србији. Емисија суспендованих честица и штетних гасова је поготово изражена у малим ложиштима. Са свега 30% површине, Србија је дефицитарна шумама, тако да тренд обарања стабала ради огрева и производње пелета и брикета ствара додатну штету. Ако у исто време постоји и значајан број малих ложишта, грејање у зимском периоду ствара значајне количине суспендованих честица, што у великој мери угрожава здравље људи у насељеним областима. Коришћење малих ложишта ради грејања може се заменити ослањањем на геотермалне воде и топлотне пумпе.

¹⁶² John D Sterman¹, Lori Siegel, Juliette N Rooney-Varga, "Does replacing coal with wood lower CO_2 emissions? Dynamic lifecycle analysis of wood bioenergy", *Environmental Research Letters*, Volume 13, Number 1 (Focus on The Role of Forests and Soils in Meeting Climate Change Mitigation Goals)

4.6.2. Спаљивање отпада

Спаљивање отпада се противи концепту циркуларне економије и не представља цивилизацијски прихватљив поступак третмана отпада. Разлози на којима се темељи овакав став дати су у одељку 3.9. У основи, спаљивање отпада је угљенички интензивно и ствара читав низ изузетно отровних и канцерогених материја које загађују ваздух и представљају озбиљан здравствени ризик. Због свега горе наведеног, отпад не може бити алтернатива за добијање енергије, нарочито због тога што је далеко ризичнији по загађење животне средине од самих фосилних горива а пре свега по загађење ваздуха изузетно опасним супстанцијама. Све до пре пола деценије, спаљивање отпада је охрабривано у публикацијама ЕУ¹⁶³, уз процене да одговарајућа годишња производња енергије може достићи¹⁶⁴ 187 TWh. У последње време, политика ЕУ у погледу спаљивања отпада се мења, не охрабрују се одговарајуће инвестиције нити им се пружа финансијска подршка. Наведену промену става ЕУ према спаљивању отпада би требало што пре применити и у Србији.

4.6.3. Статус варијабилних извора електричне енергије

Током претходних пар деценија, раст инсталисане снаге соларних електрана и ветроелектрана је подстицан повлашћеним положајем, тарифама и премијама. Уз гарантовано преузимање енергије, варијабилни извори су били ослобођени обавезе извршавања помоћних и стабилизационих функција, неопходних за очување интегритета система¹⁶⁵ (виртуелна инерција, балансирање, учешће у контурама регулације), што је значајан део трошкова интеграције у мрежу пребацивало на мрежног оператера и потрошаче. На дужи рок, повлашћени положај није одржив, јер изолује варијабилне изворе од тржишта и спречавају позитивна дејства тржишних механизма. Изузимањем из тржишних механизма шаљу се погрешне поруке инвеститорима¹⁶⁶ и доносе погрешне одлуке о додели ресурса и финансијских средстава. Некономично усмеравање развоја и инвестиција може довести до застоја у развоју енергетике и у достизању циљева климатске неутралности, док суспендовање тржишних механизма увећава трошак који плаћају потрошачи¹⁶⁷.

У условима где је значајан део капацитета за производњу електричне енергије из обновљивих извора ван круга непосредне контроле електропривреде, треба имати у виду да постојећа законска регулатива (усвојена током пролећа 2021.) не спречава привредне субјекте - инвеститоре у српске ОИ да сву своју произведену електричну енергију продају ван Србије, што би смањило удео обновљиве енергије у укупној финалној потрошњи Србије.

Значајан пад трошкова градње соларних електрана и ветроелектрана и ефикасно коришћење *зелених сертификата*¹⁶⁸ у сузбијању емисија CO₂ створио је услове да се

¹⁶³ Saveyn, H., Eder, P., Ramsay, M., Thonier, G., Warren, K. and Hestin, M., Towards a better exploitation of the technical potential of waste-to-energy , € 28230 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2016, ISBN 978-92-79-63778-0 (online),978-92-79-74180-7 (ePub), doi:10.2791/870953 (online),10.2791/269648 (ePub), JRC104013.

¹⁶⁴ <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC104013>

¹⁶⁵ ASSET STUDY on Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions ISBN 978-92-76-24738-8 doi: 10.2833/35606 MJ-04-20-645-EN-N

¹⁶⁶ Poyry: Impact of intermittency - How wind variability could change the shape of British and Irish electricity markets - Summary report, 2. Sept. 2013

¹⁶⁷ J. Bowring, Capacity Markets in PJM, Economics of energy & environmental policy, vol. 2, no. 2, pp. 47-64, 2013.

¹⁶⁸ M. Frondel, N. Ritter, C.M. Schmidt, Germany's solar cell promotion - Dark clouds on the horizon, Ruhr economic papers, No. 40, pp. 1-23, 2008.

варијабилни извори препусте једнаким тржишним условима и једнаким обавезама као и други извори електричне енергије. Европске иницијативе у наведеном правцу треба што пре применити у Србији.

4.6.4. Европске нуклеарне електране

Током првих година европског залагања за декарбонизацију и увећање удела обновљивих извора, постојало је залагање да се обустави градња нуклеарних електрана и да се постојеће нуклеарне електране зауставе, искључе са мреже и да се изврши њихова декомисија. Уз истовремено залагање да се зауставе и термоелектране на угаљ и уз ограничења у погледу енергије која се може добити из обновљивих извора, висока цена електричне енергије је почела да утиче на конкурентност привреде земаља Уније у светским оквирима, док је дугорочно ослањање на руски природни гас створило нежељене последице на геополитичком плану. Током последњих година, поједине земље Европске уније показује повећан интерес за нуклеарну енергију. Нуклеарне електране у Чешкој и Мађарској су децембра 2019. проглашене за изворе чисте енергије, што охрабрује већи број земаља источне Европе да проширују постојеће и граде нове капацитете нуклеарних електрана. Међутим, још увек не постоји јасан, недвосмислен став о прихватљивости и улози нуклеарне енергије у европској енергетској транзицији. Кашњење у доношењу заједничког става и предуго чекање на нуклеарној раскрсници успорава процес транзиције. Време потребно да се планирани капацитети прикључе на мрежу је у нуклеарној енергетици врло дуго. С друге стране, опредељење за енергетику без нуклеарних електрана подразумева значајне изазове и проблеме са којима се решавањем треба што пре суочити.

4.6.5. Проблеми које стварају мале хидроелектране

Бројни кораци енергетске транзиције, начињени у доброј намери, имали су штетне последице. Градња малих хидроелектрана у условима релативно малих падавина и растућих проблема са водоснабдевањем довела је до додатног угрожавања животне средине¹⁶⁹. Просечни износ годишњих падавина¹⁷⁰, њихова сезонска расподела и перспективе промена режима падавина у Србији под утицајем климатских промена указују на растући проблем водоснабдевања, очувања шумског фонда и очувања квалитета и квантитета кључних станишта. Према постоје европске земље у којима се мале хидроелектране могу користити, Србија је земља у којој њихов рада ствара веома озбиљне и трајне штете.

Поступци државе Србије у подстицању градње малих хидроелектрана нису били суштински утемељени на сагледавању њиховог утицаја на животну средину. Припремне анализе и сагледавање дугорочних ефеката на животну средину спроведени су исхитрено и површно, издавању одговарајућих дозвола недостајала је транспарентност, док је у току јавних расправа дискурс свесно преусмераван са питања заштите животне средине на поље дневне политике. Искуства са малим хидроелектранама указују на серију грешака и пропуста на којима треба учити како се не би поновиле. Многе раскрснице енергетске транзиције имаће и слепе путеве које треба благовремено препознати и избећи.

¹⁶⁹ Dragana Đorđević, Aleksandar Popović, Sanja Saka Environmental and Health Problems from Electricity Production in Serbia, IMPEDE 2019.

¹⁷⁰ Kadovic et al. (2013), in: Perović et al. (2019), <https://www.climatechange.org/serbia/climate-change/>

4.7. Проблеми интеграције обновљивих извора

Соларне електране и ветроелектране (у даљем тексту ОИЕ) користе енергију ветра и сунца, ресурса којима располаже већина земаља, и дају електричну енергију уз много мањи утицај на животну средину него што га имају електране на фосилна горива.

Један од начина да се искористи енергија из ОИЕ је њихово прикључење на електричну мрежу. Традиционални извори у електричним мрежама су синхрони генератори (СГ) покретани воденим или парним турбинама. Снага СГ се може мењати како би се остварила равнотежа (*баланс*) између производње и потрошње. Поред осталог, СГ дају управљиву реактивну снагу, омогућују регулацију напона у мрежи, реагују на кратке спојеве на начин који омогућује брзу детекцију места квара, поседују кинетичку енергију обртних маса на којој се заснива стабилност система и обављају низ других стабилизационих и помоћних функција, неопходних за очување интегритета система и отпорност у погледу непредвиђених поремећаја.

За разлику од СГ, ОИЕ раде са активном снагом која је једнозначно одређена брзином ветра и зрачењем сунца. Као последица, снага ОИЕ није управљива и не може се прилагодити потрошњи. Према постоји техничке могућности да се снага ОИЕ смањи или сведе на нулу, то се чини само у изузетним околностима. Поред варијабилне и неуправљиве снаге, постоје и други проблеми прикључења ОИЕ на електричну мрежу. Рад српских ОИЕ се најчешће обавља без генерисања реактивне снаге и без учешћа у регулацији напона. Услед ограниченог струјног капацитета, ОИЕ не напајају место квара транзијентним струјама које олакшавају детекцију места квара. ОИЕ су безинерциони извори који не поседују кинетичку енергију, не доприносе стабилности система, и не обављају већину помоћних и стабилизационих функција неопходних за очување интегритета система.

У системима са великим уделом обновљивих извора постоји потреба да се проблем баланса реши грађњом значајних капацитета за складиштење енергије енергије или грађњом резерви у конвенционалним и управљивим базним изворима чији би одзив на команду диспечера могао компензовати варијабилност ОИЕ. Неопходни капацитети за складиштење се могу смањити управљањем потрошњом, односно настојањем да се део потрошње напаја у интервалима рада обновљивих извора. Поред грађње капацитета за складиштење, неопходно је предвидети и постројења и уређаје који ће надоместити стабилизационе и помоћне функције које ОИЕ не могу обављати, а које су неопходне ради очувања интегритета система. Наведене недостатке ОИЕ могу надоместити батеријски капацитети за складиштење (одељак 5.8) са електронски управљаним мрежним претварачима који, уз примену одговарајућих алгоритама управљања, могу обављати све помоћне и стабилишуће функције, укључујући и виртуелну инерцију.

Трошкови грађње постројења и уређаја за супституцију функције које не обављају ОИЕ спадају у трошкове интеграције ОИЕ, скупа активности који мора пратити прикључење ОИЕ на мрежу уз истовремено очување интегритета и сигурности снабдевања. Трошкови интеграције значајно расту са уделом ОИЕ у систему (одељак 5.8.4), и могу достићи износе који нису прихватљиви, као и капацитете чија грађња представља значајан ризик за животну средину.

У ситуацијама какве се сусрећу у земљама Уније, где грађња обновљивих извора електричне енергије премашује техничке могућности њихове интеграције у систем, планира се коришћење ОИЕ изван мреже, уз коришћење њихове енергије за производњу гасовитих горива

какав је метан или водоник¹⁷¹.

Проблеми у интеграцији ОИЕ у електричне мреже настају услед неадекватне процене неопходних капацитета за складиштење, превиђања потребе за очувањем неопходног минимума кинетичке енергије (тј. инерције), неадекватне процене могућности да се увећа флексибилност потрошње и превиђања значајног пораста трошкова интеграције ОИЕ који прате пораст њиховог удела. Наведени проблеми су наведени у наредним одељцима.

4.7.1. Проблеми у процени капацитета за складиштење

Један од техничких проблема у интеграцији обновљивих извора је изостанак могућности да се њиховом снагом управља како би се производња изједначила са потрошњом. Потреба за складиштењем се може илустровати на примеру система у коме целокупни износ електричне енергије дају соларне електране током дана, док се ноћна потрошња снабдева енергијом похрањеном у складиште током дана. Полазећи од типичног дневног дијаграма соларних електрана које током дана дају енергију W , и усвајајући претпоставку да је снага потрошача константна и једнака $W/(24 \text{ часа})$, капацитет складишта које треба градити износи приближно $2W/3$. Услед сезонских варијација, постоји и потреба за недељним и сезонским складиштењем, што у системима какав је ирски ствара потребу за градњом складишта која су за 1-2 реда величине већег капацитета. Проблем у интеграцији ОИ стварају недовољно утемељене и често опречне процене у погледу неопходних капацитета за складиштење. Према кредибилним проценама DOE¹⁷², који уважавају заступљеност варијабилних извора¹⁷³ (тј. соларних електрана и ветроелектрана) типичну за 2016. годину, неопходна инсталисана снага капацитета за складиштење креће се око 22% укупне инсталисане снаге свих варијабилних извора. Примењујући наведене размере на систему Србије, и уз претпоставку да би српске термоелектране требало заменити соларним електранама, долази се до закључка да би тада постојала потреба за капацитетима за складиштење снаге 4072 MW. Међутим, у Немачкој је наведени однос¹⁷⁴ свега 8%, што би процену неопходне снаге српских капацитета за складиштење svelo са 4072 MW на 1481 MW.

Постоје и значајне разлике у процени енергије коју треба складиштити. Према проценама начињеним за Ирску¹⁷⁵, раст удела електричне енергије из обновљивих извора до 80% (уз удео варијабилних извора од 73%) захтевао би уградњу капацитета за складиштење од 2,77 TWh, што износи око 9,8% укупне годишње потрошње електричне енергије у посматраном систему. Количник наведених капацитета складишта W_{SK} и средње снаге потрошње P_{SP} у посматраном систему износи $\Delta t = W_{SK}/P_{SP} = 35$ дана. С друге стране, процене начињене за Немачку говоре о вредностима Δt за ред величине мањим¹⁷⁶, док су (неумерене) процене начињене за Тексас (ERCOT), начињене после инцидената током зиме 2020/2021. много конзервативније и досежу $\Delta t = W_{SK}/P_{SP} = 77$ дана. Расположиви подаци указују да снага складишта углавном зависи од промена производње и потрошње током једног дана, док је капацитет складишта одређен недељним и сезонским циклусима. Према анализама спроведеним у одељку 5.8, снага и капацитет складишта расту као параболичне функције удела ОИЕ.

¹⁷¹ Maria Gallucci, Solar Panel Splits Water to Produce Hydrogen, IEEE Spectrum, 13. Mart 2019.

¹⁷² Doe global energy storage database, <http://www.energystorageexchange.org/projects> (accessed on 1 March 2016).

¹⁷³ преваходно соларне електране и ветроелектране

¹⁷⁴ Energiewende in Germany: From Generation to Integration; Germany Trade and Invest: Berlin, Germany, 2014.

¹⁷⁵ https://www.store-project.eu/documents/target-country-results/en_GB/energy-storage-needs-in-ireland

¹⁷⁶ нејасно је узимају ли се у обзир капацитети РХЕ у Скандинавији, на које се Немачка ослања

Постоје бројне иницијативе, процене и пројекције увећања удела ОИ у производњи електричне енергије које се не темеље на одговарајућем уважавању капацитета за складиштење и не садрже сагледавање одговарајућих трошкова.

Имајући у виду значајан утицај инвестиција у складиштење на укупну цену транзиције, у одељку 5.8. је начињен покушај да се сачини одређенија процена неопходних капацитета за складиштење који су потребни Србији ради интеграције ветроелектрана и соларних електрана, као и да се оцене трошкови градње и експлоатације таквих капацитета.

4.7.2. Проблеми очувања минималног износа инерције у систему

Смањена сигурност напајања и чести прекиди у снабдевању електричном енергијом који се догађају у Калифорнији и Тексасу, који тренутно прете Ирској и деловима Аустралије, као и инциденти наведени у одељку 4.2.2, у директној су вези са променама робусности и жилавости система. Анализа спроведена у одељку 6.2 указује да робусност и жилавост електричних мрежа са наизменичним струјама суштински зависи од временске константе одређене количником кинетичке енергије свих обртних маса и снаге свих прикључених извора. Обртним масама доприносе масивни ротори синхроних генератора у термоелектранама, нуклеарним електранама и великим хидроелектранама. У систему где опада удео синхроних генератора и расте удео безинерционих извора (којима припадају соларне електране и ветроелектране), поменута временска константа узима мању вредност. Као последица, промене фреквенције приликом дебаланса и кварова су много брже, што доводи до већих екскурзија угаоних разлика које премашују границе стабилности, доводе до испада извора и потрошача и тако смањују сигурност снабдевања.

Према расположивим студијама¹⁷⁷, максимални удео инсталираних безинерционих извора (тј, соларних електрана и ветроелектрана) који неће угрозити сигурност система у случају поремећаја не прелази 50%. Наведени удео се може нешто увећати уколико се коренито измене подешавања системских заштита које реагују на одступање фреквенције и на брзину промене фреквенције у систему¹⁷⁸. Умањење кинетичке енергије у систему је довело до испада и губитка напајања за велики број потрошача у Британији 2019, у интервалима када је удео ветроелектрана у систему био увећан, док је производња из синхроних генератора била мања¹⁷⁹. Током августа 2019, поремећај у систему створен испадом генератора¹⁸⁰ довео је до испада чији је основни узрок био превише велики удео ветроелектрана¹⁸¹ у тренутку када се догодио поремећај. Током исте године, британске ветроелектране представљале су око 21% инсталираних капацитета¹⁸² (23 од 112 GW), дакле, укупна инсталисана снага британских генератора незнатно је премашила једну петину укупне инсталисане снаге свих извора електричне енергије. Међутим, у тренутку када се догодио инцидент, један део базних извора био је ван погона, што је довело до смањења обртних маса у систему

Према досадашњим искуствима (одељак 6.2), пад поменуте временске константе (количник кинетичке енергије свих обртних маса и снаге свих прикључених извора) на вредност

¹⁷⁷ Steve, S, Nemanja, K, Soon, K.Y, David, H, „All Island TSO Facilitation of Renewables Studies“, Technical Report Eir Grid and SONI. Dublin, Ireland, 2009.

¹⁷⁸ „Ensuring a Secure, Reliable and Efficient Power System in a Changing Environment“, Technical Report, Eir Grid and SONI, Dublin, Ireland, 2011.

¹⁷⁹ House, N.G, Enhanced Frequency Response, Technical Report, UK Electricity Transmission, London, UK, 2016.

¹⁸⁰ House, N.G, System Operability Framework, Technical Report, UK Electricity Transmission, London, UK, November 2016.

¹⁸¹ House, N.G, Technical Report on the Events of 9 August 2019, Technical Report, UK Electricity Transmission, London, UK, 2019.

¹⁸² https://www.irena.org/IRENADocuments/Statistical_Profiles/Europe/United%20Kingdom_Europe_RE_SP.pdf

мању од 5 секунди значајно смањује робусност и увећава вероватноћу испада. Уочивши проблем, многи размишљају о краткорочном решењу које би се састојало у задржавању синхроних генератора у свим електранама на угаљ које престају са радом. На дужи рок, постоји потреба да сваки нови безинерциони извор допринесе сигурности снабдевања и „дочара“ складиштење кинетичке енергије кроз хардверски и програмски имплементирани помоћне функције познате под именом „виртуална инерција“. У случајевима где за обављање стабилизационих функција нема техничких предуслова, прихватљиво је да оне буду откупљене на одговарајућем тржишту помоћних и стабилизационих функција. На жалост, доношење одговарајуће регулативе би отежало увећање удела обновљивих извора, на чему инсистира ЕУ, тако да већина инвеститора у безинерционе изворе и даље нема обавезу да финансира и угради поменуте помоћне функције. Као последица, све већи број система ће у блиској будућности бити суочен са честим испадима који могу бити резултат уобичајених кварова и испада, али и са дужим престанком снабдевања у случају ванредних ситуација, елементарних непогода и непредвидивих инцидената великих размера.

4.7.3. Препреке у увећању флексибилности потрошње

Трошкови интеграције ОИЕ и неопходни капацитети за складиштење се могу смањити померањем или одлагањем дела потрошње (DR - *Demand Response*) за период када постоје услови (радијација сунца, брзина ветра) за производњу електричне енергије из ОИЕ. Планирана флексибилност потрошње се не остварује у очекиваној мери, што отежава интеграцију ОИЕ.

Имајући у виду да се око 40% електричне енергије утроши у домаћинствима, управљива потрошња у домаћинствима би могла олакшати интеграцију ОИЕ. Имплементације DR се може ослањати на унапред дефинисане интервале минималне потрошње и/или максималне производње ОИЕ у којима потрошачи имају повољније цене или друге врсте подстицаја. Наведени интервали могу бити променљиви, а постоји и могућност да се дефинишу у реалном времену, као и да се, у складу са унапред уговореним условима, одабрани потрошачи укључују командом оператера која пристиже путем комуникационих канала. Очекује се да примена дигитализације у енергетици и ослањање на дистрибуирано рачунарство створе услове за примену динамичке цене електричне енергије, што би омогућило да се увећањем цене у интервалима увећане потрошње подстакне преузимање енергије из извора и складишта, уз истовремени притисак на потрошаче да смање потрошњу.

Померање или одлагање потрошње се може извести и у индустрији. Теоријски гледано, постоје индустријски процеси који се могу програмирати тако да њихово извршавање коинцидира са интервалима када у мрежи постоје повољни услови, а да одлагање или померање не поремети технолошке или производне процесе. Међутим, фиксни трошкови производних капацитета, трошкови одложене испоруке и други трошкови у оквиру интерне цене радног сата значајно оптерећују интервале током којих су процеси заустављени. Наведени трошкови у многим случајевима премашују ефекте постојећих повластица, што доводи до релативно скромне флексибилности потрошње.

Један од разлога скромне флексибилности потрошње су цене електричне енергије и карактеристика тржишта. Управљивост потрошње може бити увећана трговином на спот тржишту, где се дан унапред или истог дана уговарају интервали у трајању од четврт часа. Од значаја је и примарно, секундарно и терцијарно тржиште, са временом одзива од 30 секунди, 5 минута и 15 минута, респективно. Поред тога, флексибилности може допринети и тржиште

резерви као и могућност тренутног или одложеног прекида напајања појединих потрошача уз унапред уговорену надокнаду.

И поред дејства тржишних механизма, ефекти који се могу постићи одлагањем или померањем потрошње су релативно мали и најчешће се прецењују. Препреку у остваривању већих ефеката представља околност да померање потрошње омета навике и нарушава комфор потрошача. За велики број потрошача, постојећи подстицаји нису довољан разлог да прилагоде своју потрошњу стању у мрежи¹⁸³. Значајнија промена би тражила промену парадигме, енергију би требало преузимати у интервалима када је доступна, што се не може догодити у блиској будућности.

4.7.4. Замена ТЕ на угаљ и снага заменских извора

Замена српских термоелектрана на угаљ изискује трошкове градње заменских извора, градње постројења за складиштење и трошкове интеграције. Од интереса је начинити прелиминарну процену трошкова транзиције ради сагледавања корака и мера које треба предузети како би се трошкови одржали у прихватљивим границама. Процену треба засновати на очекиваним променама потрошње и очекиваном смањењу производње електричне енергије из фосилних горива.

У случају да се декарбонизација у сектору транспорта ослони на електрификацију, возила ће се покретати коришћењем електричне енергије похрањене у тракционим батеријама. Имајући у виду да је енергија коју током једне године утроши друмски саобраћај, тренутно оријентисан на нафтне деривате и ендотермичке моторе, блиска годишњој потрошњи електричне енергије, могуће је проценити да би електрификација транспорта удвостручила потрошњу електричне енергије. Раст мрежне потрошње електричне енергије биће мањи уколико се енергија из соларних електрана и ветроелектрана искористи изван мреже, за производњу гасовитих горива за потребе транспорта (P2G концепт - *Power to Gas*). Производња из српских електрана на угаљ ће временом опадати. Промена режима падавина ће током наредних деценија довести и домањег пада у производњи електричне енергије из хидроелектрана. Растућа разлика између производње и потрошње створиће потребу за увођењем нових извора који би заменили термоелектране на угаљ и снабдевали растућу потрошњу.

Недостајућа енергија се може добити увећањем удела ветроелектрана и соларних електрана (ОИЕ¹⁸⁴) или градњом базних извора какве су нуклеарне електране (НЕ). Раст удела ОИЕ скопчан је са трошковима интеграције у мрежу, укључујући градњу капацитета за складиштење, док је градња НЕ скопчана са значајним иницијалним инвестицијама. У оквиру овог одељка, дата су начелна разматрања која би требало узети у обзир приликом процене трошкова транзиције. Подаци о трошковима градње и експлоатације постројења за складиштење дати су у одељку 5.8. Процене производње и потрошње електричне енергије до 2030. и до 2050. године дате су у одељку 6, где су дате и анализе спроведене за седам сценарија (6.4.2-6.4.4), са прегледом и сажетком датим у одељку 6.4.5. За случај где се недостајућа енергија добија из ОИЕ и НЕ, утицај удела ОИЕ на укупне трошкове транзиције приказан је на слици 6.5.1.

¹⁸³ Javier Valdes, Axel Bastián Poque González, Luis Ramirez Camargo, Meyli Valin Fenández, Yunesky Masip Macia, Wolfgang Dorner, Industry, flexibility, and demand response: Applying German energy transition lessons in Chile, Energy Research & Social Science, Volume 54, 2019, Pages 12-25, ISSN 2214-6296 (Табела 2)

¹⁸⁴ електране које производе електричну енергију из обновљивих извора, соларне и ветроелектране, варијабилни извори

Фактор коришћења НЕ¹⁸⁵ достиже 93,5%, док је просечан фактор коришћења српских ТЕ (Табела 3.2.2) близак 75%. Фактор коришћења ветроелектрана је око 21%-23% (одељак 3.6.1), док је фактор коришћења соларних електрана у Србији 14.8 % (одељак 3.7.3). Електрана номиналне снаге P [MW] са фактором коришћења од x [%] има годишњу производњу електричне енергије од $P \times (x/100) \times 365 \times 24$ [MWh]. У случају где је термоелектрану снаге P_{TE} потребно заменити ветроелектраном која даје исту енергију на годишњем нивоу, снага ветроелектране би требало да буде $0,75/0,23 = 3,26$ пута већа. У случају где је термоелектрану снаге P_{TE} потребно заменити соларном која даје исту енергију на годишњем нивоу, снага соларне електране требало да буде $0,75/0,148 = 5,07$ пута већа.

Узимајући да је просечан фактор коришћења ветроелектрана и соларних електрана у Србији близак $(23\%+14.8\%)/2 = 18,9\%$, и полазећи од годишње производње српских термоелектрана од око 24,5 TWh, збирна инсталисана снага ОИЕ требало би да буде блиска 14,7 GW. Уз задржавање постојећег стања мреже и без градње батеријских, електронски контролисаних капацитета за складиштење, наведени износ значајно премашује постојеће техничке могућности за интеграцију ОИЕ (одељак 6.2). Прекомерно смањење системских обртних маса би умањило отпорност на поремећаје и угрозило сигурност снабдевања. Електронски контролисана батеријска складишта могу обавити стабилизационе функције и надоместити мањак обртних маса.

Инсталисана снага и трошкова градње заменских капацитета зависе од годишње производње и фактора коришћења капацитета. Инвестиција у градњу ТЕ на угаљ, великих ветроелектрана и великих соларних електрана износи приближно 2000 €/kW (термо), 1200 €/kW (ветар) и 500 €/kW (сунце). Да би остварили исту годишњу производњу, ОИЕ морају имати већу инсталисану снагу од снаге ТЕ на угаљ, јер имају мањи фактор капацитета. Инвестиције у градњу ветроелектрана, које дају исту годишњу производњу електричне енергије као ТЕ на угаљ, веће су око 2 пута ($1200 \times 0,75/0,23/2000$) од инвестиција у ТЕ на угаљ. Инвестиције у градњу заменских соларних електрана веће су око 1,26 пута ($500 \times 0,75/0,148/2000$) од градње ТЕ на угаљ. У поређењу са трошковима градње ТЕ на гас, треба узети у обзир да је просечна цена њихове градње око 1000 €/kW, тако да је градња еквивалентних ветроелектрана четири пута скупља, док је градња соларних електрана око 2,5 пута скупља од градње ТЕ на гас.

Полазећи од званичних података¹⁸⁶ о годишњој бруто-производњи електричне енергије, и разматрајући могућност да се део електричне енергије коју производе термоелектране замени увећаном производњом из ветрогенератора (додатних 7 TWh) и соларних електрана (додатних 7 TWh), могуће је начинити процену трошкова градње заменских извора, трошкове градње капацитета за складиштење и трошкове неопходних техничких унапређења мреже.

У текућој години, планирана годишња производња електричне енергије из ХЕ и РХЕ је 9680 GWh, производња из МХЕ је 324 GWh, производња соларних електрана је 13 GWh, производња електрана на ветар 1077 GWh, док је планирана производња из термоелектрана 25 959 GWh, што износи 67,6% бруто годишње производње.

Претпостављајући да се бруто годишња производња и потрошња неће мењати, и разматрајући трошкове замене укупно 14 TWh електричне енергије која се добија из угља енергијом из соларних електрана (око 7 TWh) и ветроелектрана (око 7 TWh), могуће је одредити потребу снагу заменских извора. За наведене износе годишње производње потребно је располагати соларним електранама снаге 5400 MW, и ветроелектранама снаге 3800 MW.

¹⁸⁵ <https://www.energy.gov/ne/articles/what-generation-capacity>

¹⁸⁶ „Службени гласник РС”, бр. 156 од 25. децембра 2020. године

Узимајући у обзир већ постојеће капацитете и раније наведене инвестиционе трошкове градње ОИЕ, у градњу заменских извора потребно је уложити 6,78 млрд. €. У исто време, годишња производња електричне енергије из ТЕ на угља би се смањила са 25 959 GWh на 11 959 GWh.

4.7.5. Трошкови градње капацитета за складиштење

Оцена трошкова капацитета за складиштење је отежана околношћу да се ради о новим технологијама које још увек нису консолидоване. Тренутно важеће цене батеријских капацитета су веома велике, и зато су узете у обзир процене (одељак 5.8.2 и 5.8.3) о паду цена током наредних деценија. Покушај да се начини оквирна процена може дати прелиминарне резултате који се могу критиковати и кориговати.

Процена капацитета за складиштење, неопходних за интеграцију соларних електрана и ветроелектрана зависи од њиховог удела у потрошњи. Према анализама датим у одељку 5.8.4, заснованим на кредибилним проценама¹⁸⁷ и студијама¹⁸⁸, потребна снага и енергија неопходних капацитета може се изразити као функција удела варијабилних извора¹⁸⁹ у укупној потрошњи. Одговарајуће релације су илустроване графицима 5.8.4а и 5.8.4б. У варијанти где се производња електричне енергије из термоелектрана смањује са 25 959 GWh на 11 959 GWh годишње, док се производња из соларних електрана и ветроелектрана увећава за $7 + 7 = 14$ TWh, удео варијабилних извора у систему достиже 49,99%, што захтева градњу батеријских капацитета за складиштење капацитета 448 GWh и снаге 3,297 GW (процена потребних капацитета образложена је у одељку 5.8.4). Разлози који указују на неопходност градње батеријских капацитета дати су о одељку 5.8.1, где је дат преглед расположивих технологија за складиштење енергије и њихових динамичких својстава.

Инвестиционе трошкове батеријских капацитета могуће је одредити на основу израза датих у одељку 5.8.2, преузетих из извештаја Лабораторије за обновљиву енергију DOE¹⁹⁰. Инвестициони трошкови износе 58,21 млрд. \$ US, док фиксни и варијабилни оперативни трошкови и трошкови одржавања износе укупно 3,38 млрд. \$ US годишње. Наведени налази су добијени на основу добро утемељених студија и анализа. Међутим, анализе и симулације спроведене у наведеним документима имају у виду специфичну ситуацију у Ирској и Сједињеним Државама, тако да их у контексту српске енергетике ипак треба третирати као индикацију и оквирну процену.

Наведени трошкови градње капацитета за складиштење достижу неоствариве вредности. Не може се сагледати могућност обезбеђења инвестиција, нити је у интересу потрошача да се наведени трошкови социјализују. У одсуству корених промена навика потрошача, значајног увећања цена електричне енергије, темељних промена тржишта или развоја трансформативно нових технологија, добијени резултати указују да удео енергије из ОИЕ прикључених на мрежу треба да буде значајно нижи од наведеног (49%), док преостале ОИЕ треба користити у оквиру P2G (*Power to Gas*) концепта, или их користити на друге начине изван електричне мреже.

¹⁸⁷ Doe global energy storage database, <http://www.energystorageexchange.org/projects> (accessed on 1 March 2016).

¹⁸⁸ https://www.store-project.eu/documents/target-country-results/en_GB/energy-storage-needs-in-ireland

¹⁸⁹ Соларних електрана и ветроелектрана (ОИ-ЕЕ)

¹⁹⁰ Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update, Wesley Cole and A. Will Frazier, National Renewable Energy Laboratory, <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75385.pdf>

4.7.6. Трошкови унапређења мреже

Поред градње заменских извора и улагања у складиштење, неопходно је решити и низ техничких проблема повезаних са интеграцијом соларних и ветроелектрана. Потребно је спровести низ мера и инвестиција у помоћне функције, капацитете и подсистеме који морају пратити интеграцију ОИ-ЕЕ како би се очувала сигурност снабдевања и функционалност мреже. Одговарајући преглед је дат у документу “*Asset study on penetration of renewables....*”, који је финансирала Европска комисија¹⁹¹.

Према паушалним проценама¹⁹², у даље увећање удела безинерционих извора у ЕУ током наредне деценије, потребно је улагати око 80 милијарди € годишње за примену помоћних функција ОИЕ, међу којима је и виртуелна инерција, у примену мера за прилагођавање потрошње, у децентрализацију, дигитализацију као и у корените измене у систему управљања и заштите. Уз годишњу потрошњу електричне енергије у ЕУ од око 2800 TWh, сведени годишњи трошкови износе око 28,6 милиона €/TWh. Наведена процена није поткрепљена подробнијим образложењем и у нескладу је са проценама EPRI института и Универзитета у Ахену.

Према студији RWTH Aachen University¹⁹³, у Немачкој је потребно инвестирати 110 млрд. € у унапређење мреже до 2050. године. У противном, процењује се да би негативне последице испада и других техничких проблема у Немачкој могле начинити штету у годишњем износу од 4,2 млрд. € годишње. Уз годишњу потрошњу електричне енергије у Немачкој од око 556 TWh, сведени годишњи трошкови износе 6,8 милиона €/TWh.

Процене EPRI института¹⁹⁴ указују да би за унапређење електричне мреже Сједињених Држава током двадесетогодишњег периода требало утрошити 476 млрд. \$ US, односно око 400 млрд. €. Уз годишњу потрошњу електричне енергије у САД од око 3800 TWh, сведени годишњи трошкови износе 5,26 милиона €/TWh.

Сводећи процене EPRI института и Универзитета у Ахену на српску електропривреду, долази се до податка о годишњим инвестицијама у унапређење мреже од $(6,8+5,26)/2 * 28 = 168$ милиона €. У периоду до 2050. године, у унапређење мреже потребно је инвестирати укупно 5,06 млрд. €.

4.7.7. Утицај удела ОИЕ и удела базних извора на трошкове транзиције

Енергетску транзицију у Србији могуће је усмерити ка значајном увећању удела електричне енергије произведене из обновљивих извора и ка стварању неопходних предуслова за интеграцију ОИЕ. С друге стране, могуће је ослонити се једном делом и на базне изворе какве су нуклеарне електране. Начињени избор ће значајно утицати на цену енергетске транзиције. Будући да не постоји могућност да се трошкови нових и не-консолидованих технологија тачније процене, свако разматрање утицаја удела ОИЕ и НЕ на трошкове транзиције може бити само оквирно. Ипак, чак и оквирна процена може бити од користи. У оквиру овог одељка начињен је сумарни преглед трошкова увећања удела ОИЕ за 14 TWh годишње, на бази претпоставки начињених у одељку 4.7.4.

¹⁹¹ ASSET STUDY on Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions ISBN 978-92-76-24738-8 doi: 10.2833/35606 MJ-04-20-645-EN-N

¹⁹² Giles Dickson, CEO, WindEurope, “How Europe can ensure that it meets its wind energy goals”

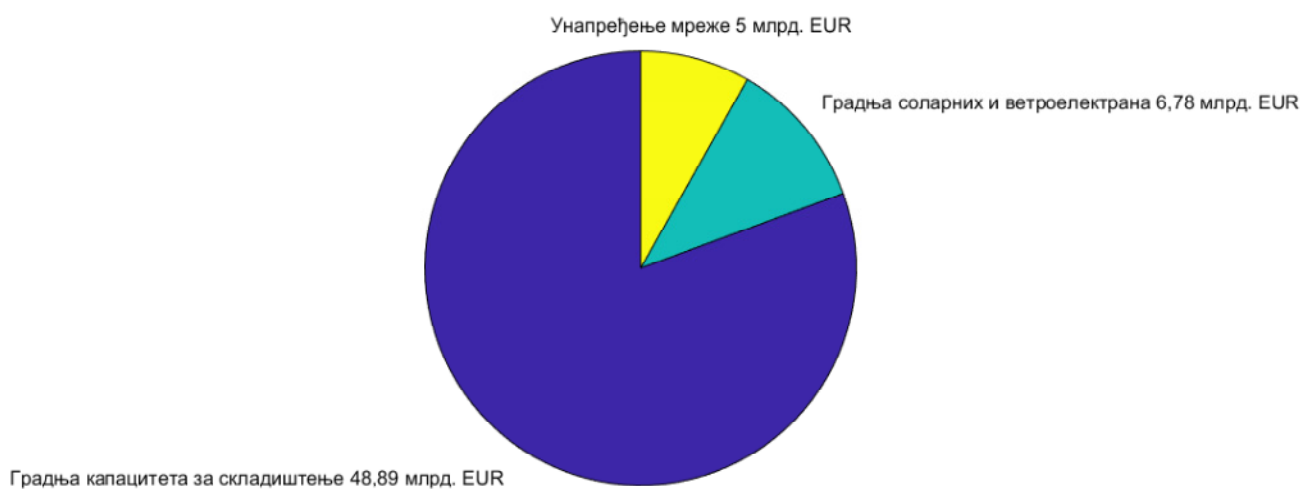
¹⁹³ <https://www.smart-energy.com/industry-sectors/smart-grid/germany-requires-130bn-in-grid-investments-to-meet-2050-climate-targets/>

¹⁹⁴ <https://www.greentechmedia.com/articles/read/smart-grid-price-tag-476-billion-benefits-2-trillion>

Према прорачуну датом у одељку 4.7.5, трошкове интеграције ОИЕ у највећој мери одређују капацитети за складиштење, док је удео трошкова градње самих соларних електрана и ветроелектрана релативно мали. Међутим, пре доношења закључака, наведену процену треба подробније проверити. Детаљнији прорачун је дат у одељку 6. Прорачун трошкова начињен за 8 различитих сценарија, наведен у одељцима 6.4.2-6.4.4, потврђује наведене тврдње. Збирни приказ је дат у Табели 6.4.5, где се може сагледати утицај удела ветроелектрана, соларних електрана и нуклеарних електрана на цену приближну транзиције, сведену на збир инвестиционих трошкова за градњу складишта и градњу заменских електрана.

Према резултатима приказаним на слици 5.8.4а, као и резултатима из одељка 6, неопходни капацитет складишта је изразито нелинеарна растућа функција удела варијабилних извора, блиска функцији $f(x) = x^n$ уз $n > 1$. Приказ на слици 6.5.1 приказује сличну промену укупних трошкова за удео варијабилних извора мањи од 25%, трошкови њихове интеграције су упоредиви са трошковима градње самих извора. За удео већи од 35%, трошкови интеграције вишеструко надмашују трошкове градње заменских извора. Критички осврт на усвојене поставке и добијене резултата дат је у одељку 5.8.5.

Оквирна процена трошкова за случај увећања удела соларних електрана и ветроелектрана за укупно 14 TWh илустрована је на слици 4.7.7.



Слика 4.7.7. Трошкови замене енергије из српских термоелектрана у износу од 14 TWh енергијом из соларних електрана и ветроелектрана.

И поред значајних упрошћења и могућих грешака, да се закључити да ће трошкови складиштења имати веома значајан утицај на укупне трошкове интеграције, и зато је неопходно благовремено размотрити све расположиве начине да се веома скупа батеријска постројења за складиштење надоместе на други начин. То може бити задржавање обртних маса заустављених малих ТЕ, упаривање ОИЕ са гасним ТЕ, увећање флексибилности потрошње, децентрализација мреже, ослањање на произвођаче-купце који имају локално складиштење, дигитализација и ослањање на дистрибуирано рачунарство и рачунарске трансакције, као и коришћење дела енергије ОИЕ изван електричне мреже, за потребе производње гасовитих горива или на други начин.

Од интереса је проценити и трошкове замене српских термоелектрана на угљь нуклеарним електранама, управљивим изворима који не би увећавали потребу за дневним и

сезонским складиштењем енергије. Према расположивим подацима¹⁹⁵, трошкови градње нуклеарних електрана зависе од земље-произвођача и варирају у опсегу од 5000 до 8000 €/kW, укључујући и трошкове финансијског аранжмана. Градња нуклеарних електрана које би замениле српске термоелектране на угаљ, и чија снага би требало да буде 3000 MW, била би скопчана са укупним инвестиционим трошком од 18 млрд. €. Наведена процена начињена је на основу актуелних цена градње два блока од по 1200 MW и Мађарској (Paks 2). Наведени износ је вишеструко мањи од процене трошкова интеграције заменских ОИЕ до 2050, исказаних за Варијанту 1 и Варијанту 2 у одељку 6.4.2. Међутим, Србија тренутно не располаже стручним кадром који је неопходан за спровођење анализа, промишљања и планирања нуклеарне енергетике. С друге стране, иницијална инвестиција у НЕ је изузетно велика, и Србија тренутно не располаже потребним средствима.

Потребно је размотрити сваку могућност да се обезбеди финансијска подршка градњи српских НЕ из ЕУ, премда је Унија превасходно опредељена да улаже у развој, производњу и пласман технологија ОИЕ. Градња НЕ је противна интересима индустрија у доминантним земљама северозападне Европе, што смањује шансе да се обезбеде неопходни кредити и подршка финансијских институција. И поред тога, нуклеарне електране су у оквиру Уније прихваћене као решење у достизању климатске неутралности. У Француској, Украјини, Словачкој и Мађарској се више од 50% електричне енергије добија из НЕ. Истовремено, многе чланице ЕУ планирају проширење капацитета својих НЕ, што ствара потребу да Србија проактивно прати статус НЕ у оквиру ЕУ.

Наведени осврт на трошкове интеграције заменских извора може бити од помоћи да се сагледају постојеће иницијативе и агенде енергетске транзиције у светлу интереса српске енергетике. Не доводећи у питање неопходност декарбонизације и достизања климатске неутралности, треба уочити да, међу путевима за достизање наведених циљева које сугерише ЕУ, постоје и путеви енергетске транзиције који не представљају најбољи начин да се испуне интереси српске електропривреде, индустрије и становништва. Прве анализе (одељци 6.4.2-6.4.3) показују да би делимично ослањање на нуклеарну енергију било знатно повољније. На жалост, Србија је временом изгубила стручни кадар спреман да припреми одговарајуће пројекције, да оквирно одреди циљану технологију НЕ и временски оквир, податке који су неопходни да би се почело размишљати о решавању проблема финансирања. Стиче се утисак да је од великог значаја организовати и упутити преостале стручњаке и започети са образовањем подмлатка који би за 5-10 година био спреман да пружи стручне услуге приликом одлучивања о нуклеарној опцији.

4.8. Смернице за одређивање оптималног удела ОИЕ

Досадашња разматрања о утицају трошкова интеграције ОИЕ на цену енергетске транзиције поткрепљена су разматрањем неопходних капацитета и цене складишта (одељак 5.8) као и проценом цене енергетске транзиције за неколико карактеристичних сценарија (одељци 6.4.2-6.4.5). Поред значајних трошкова, рад батеријских складишта је скопчан са проблемима угрожавања животне средине и безбедности (одељак 5.8.8), што налаже опрез и умереност у планирању њихове градње. Анализе и разматрања указују да би одређивање удела електричне енергије из соларних електрана и ветроелектрана требало засновати на следећим принципима:

¹⁹⁵ David Schlissel and Bruce Biewald Nuclear Power Plant Construction Costs, Synapse Energy Economics Inc.

- Потрошњу током ноћног минимума треба снабдевати преваходно из базних извора.
- Укупна инсталисана снага соларних електрана и ветроелектрана прикључених на електричну мрежу треба да достигне једну половину инсталисане снаге базних извора ($1/2 P_B$),
- Део дневне потрошње, падове производње из ОИЕ као и непредвиђене промене потрошње треба уједначити ослањањем на гасне термоелектране, постојеће РХЕ и на неопходни минимум батеријских постројења.
- Уз наведене претпоставке, удео енергије из мрежних соларних електрана и ветроелектрана у укупној годишњој потрошњи електричне енергије достиже 15%.
- Градњу и услове коришћења соларних и ветроелектрана за рад у оквиру мреже и изван мреже не треба изузимати из тржишних механизма, већ их треба препустити конкуренцији других извора и технологија.

4.9. Потенцијал информационих технологија у електроенергетици

Основни проблем интеграције обновљивих извора је сезонска и дневна варијабилност енергије из фотонапонских панела као и зависност енергије ветра од локалних метеоролошких услова. Трошкови градње постројења за складиштење¹⁹⁶, ризици које таква постројења са собом носе^{197, 198}, утицај складиштења на цену испоручене електричне енергије и утицај постројења за складиштење на животну средину у многоме умањују предности које са собом доносе обновљиви извори. Постоји могућност да се, уз ослонац на технологије дистрибуираног рачунарства, потрошачке навике коренито измене. Уколико би потрошачи променили праксу у којој преузимају енергију из мреже у интервалима када им је она потребна и када би прешли на преузимање енергије у интервалима када је она доступна, одговорност мрежног оператера за сигурност снабдевања би била у великој мери релаксирана, док би се терет балансирања делимично пренео на потрошачке групе. У делу, решење може бити и промена постојећег тарифног система за продају електричне енергије домаћинствима са циљем да се промени пракса у којој потрошачи преузимају енергију из мреже у интервалима када им је она потребна, и да се установи пракса да је преузимају у интервалима када је енергија доступна.

4.9.1. Потрошачи који поседују капацитете за производњу и складиштење

Усвајањем концепта „извора иза бројила“ ствара се могућност да се увећа дистрибуирана производња. У систему са већим уделом потрошачких група (пример-микромреже) са локалним складиштењем и локалном генерацијом, одговорност оператера за сигурност снабдевања је у великој мери релаксирана, док се део терета балансирања може, захваљујући динамичим променама цене, пренети на потрошачке групе (агрегација). У зависности од цена за преузету и предату енергију, потрошачи могу имати већи или мањи интерес да инвестирају у локалне капацитете за складиштење, и да захваљујући њима планирају преузимање енергије из мреже у интервалима када је цена енергије ниска, као и да одложе продају енергије из обновљивих извора за интервал цена које се мењају у реалном времену у складу са потребама мрежног оператера да подстакне жељено понашање извора и потрошача. Неки од потрошача већ поседују капацитете за складиштење, било да се ради о компанијама или појединцима који располажу батеријама у својим системима за непрекидно напајање, или пак располажу електричним

¹⁹⁶ погледати одељак 5.8 као и разматрања дата у одељцима 4.7.4 - 4.7.7

¹⁹⁷ Литијум-јонске батерије су запаљиве, у случају пожара, ослобађају се значајне количине отровног гаса HF, стога је градња јединица великог капацитета скопчана са ризицима (<https://www.iata.org/en/programs/cargo/dgr/lithium-batteries/>).

¹⁹⁸ У току је развој перспективних натријум-јонских батерија <https://www.faradion.co.uk/applications/stationary-energy-storage/>

возилима чије су батерије хардверски и програмски оспособљене да раде у оквиру V2G концепта (*Vehicle-to-Grid*, уз коришћење двосмерних пуњача батерија који по потреби и на команду оператера могу вратити део енергије мрежи). Непосредна корист од дигитализације у електроенергетици је могућност да се кроз флексибилну и рачунарски подржану трговину енергијом и ресурсима значајно смање неопходни системски капацитети за складиштење, као и да се значајно поједностави трговина такозваним „зеленим“ kWh које дају обновљиви извори.

Концепт предаје вишкова потрошача са локалном производњом (прозјумера) у једном месецу ради преузимања исте енергије у другом месецу је решење за које се (с правом) залаже Министарство енергетике. Такав концепт подразумева додатну обавезу балансирања за коју је потребно наћи одговарајуће решење. Примена *Net-metering* концепта (одељак 5.3) може умањити укупну наплату по основу мрежарине, за шта је неопходно наћи одговарајуће покриће како би ово решење било одрживо.

4.9.2. Дугорочни циљеви дигитализације ЕЕС

На дужи рок, уз ширу дигитализацију у електроенергетици, поред динамичке промене цена преузете и предате енергије, постоји могућност и уступања ресурса, какви су капацитети за складиштење или производни капацитети, уз одговарајућу накнаду. Отвара се могућност да сви извори, потрошачи као и оператери равноправно учествују у читавом низу трансакција енергијом или ресурсима за које сматрају да су им технички и/или финансијски потребни или корисни. Имајући у виду да крупнији актери по правилу имају повољнији положај, потрошачи ће бити мотивисани да се удружују у потрошачке групе сличне данашњим микромрежама, са локалном производњом из обновљивих извора, са локалним складиштењем, и са микро-рачунарским системом који представља део дистрибуиране мреже и дистрибуиране базе података. Поред доношење одлука о локалној производњи, потрошњи и складиштењу, рачунарски систем ће пратити промене цене енергије и ресурса у реалном времену, одређивати енергетски и финансијски исплативе одлуке, координисати свој рад са околним потрошачким групама и уговарати трансакције са удаљеним потрошачким групама и са оператерима мреже.

Непосредни уговарачи и извршиоци трансакција морају бити рачунари. Наиме, очекиване промене цене као и жељене реакције произвођача и потрошача су превише брзе и превише учестале, тако да се све фазе уговарања и извршавања трансакција морају спровести аутоматски, уз помоћ рачунара програмираних тако да заступају и спроводе оквирне интересе које у форми техничких и финансијских параметара и циљева дефинишу власници производних капацитета, потрошачи и власници капацитета за складиштење. Неопходност трајних, међусобно прихваћених и легално важећих записа о споведеним трансакцијама као и спровођење неопходних мера заштите од злонамерног понашања и деловања неовлашћених лица ствара потребу за коришћењем дељених база података, заштите података и елемената дистрибуираног рачунарства који имају сличности са блок-чејн технологијом. Развој енергетских технологија, дистрибуираног рачунарства и локалних капацитета за производњу и складиштење може омогућити да се потрошачка навика преузимања енергије у складу са потребама промени у навику преузимања енергије онда када је она расположива. Ово последње би значајно олакшало интеграцију обновљивих извора и представља исправан концепт коме треба тежити у реализацији.

4.9.3. Утицај дигитализације на регионалном и глобалном плану

У мрежама са увећаним уделом обновљивих извора, променљивост њихове снаге и значајне разлике између производње и потрошње често доводе до ситуација где су вишкови тако велики

да мрежни оператери потрошачима нуде енергију по цени која узима негативну вредност, другим речима, потрошачи су плаћени да троше¹⁹⁹.

Релативне разлике између укупне потрошње и укупне производње су мање у случајевима где се рачуница спроводи на већој територији. Повезивање региона, интеграција електричних мрежа на целим континентима па чак и размена електричне енергије између веома удаљених система омогућила би да се свака потражња за електричном енергијом задовољи захваљујући раду удаљених обновљивих извора који у том тренутку имају увећану производњу. Размена електричне енергије на великим растојањима се може остварити уз помоћ HVDC преносних линија, док је неопходни предуслов за уговарање и спровођење трансакција примена дигитализације и стандардизоване примене елемената дистрибуираног рачунарства на глобалном нивоу. Последично смањење потреба за складиштењем је од кључног значаја за увећање удела обновљивих извора. Наведене интересе, трендове и потребе за транзитом електричне енергије путем HVDC преносних линија треба имати у виду приликом планирања нових линија за пренос електричне енергије.

4.10. Значај ангажовања домаће индустрије

Дугорочни просперитет српске енергетике зависи од способности домаће науке и струке као и од спремности јавних власти да укључи домаћу памет у промишљање о српској енергетици. Експертиза ширег круга домаћих стручњака ослања се на искуство које се стиче у интеракцији домаћих истраживача и научника са домаћом електроиндустријом. Србија је располагала развијеном електроиндустријом која је производила компоненте, системе, развијала решења примењивана у земљи и свету и давала значајан допринос извозу. Светски познате компаније за пројектовање и инжењеринг стекле су прва искуства у земљи, да би доцније постале препознатљиве на светском тржишту. Почетком 20. века, домаћа индустрија и домаћа струка су изложене страној конкуренцији на неравноправним основама, у условима где за увозне технологије и пројекте постоје значајно повољнији услови. Постепено је смањиван извоз и утицај изван земље, да би се потом почели губити и послови на домаћем тржишту, што је довело до затварања великог броја предузећа, стагнације преосталих, до смањења броја запослених и до губитка експертизе у неким сегментима струке. Као последица, тренутно се располаже много мањим бројем квалификованих стручњака, што отежава рад на анализи стања и на планирању развоја српске енергетике.

Дугорочна стабилност у енергетском сектору суштински зависи од учешћа домаћих стручњака и домаћих компанија у развоју српске енергетике. У датим условима, веома ослабљена домаћа електроиндустрија се не може опоравити без послова у оквиру домаће електропривреде, а њих не може добити без активне подршке државе. Држава би требало да искористи сваку могућност да домаћу индустрију у што већој мери упосли на модернизацији и транзицији српске енергетике.

¹⁹⁹ <https://www.cleanenergywire.org/news/windy-february-drove-record-negative-power-prices-germany>

5. Потенцијал соларних и ветро-електрана у Србији

Соларне електране и електране на ветар раде са веома малим емисијама угљен диоксида. Укупна емисија CO₂ из соларних и ветроелектрана током њихове производње, градње, рада и декомисије је упоредива са емисијама угљен диоксида које стварају нуклеарне електране. Из наведених разлога треба искористити сваку технички и финансијски прихватљиву могућност да се увећа удео соларних електрана у бруто производњи електричне енергије. При томе, потребно је реално оценити оствариве вредности годишње производње електричне енергије из српских ветроелектрана и соларних електрана.

Србија има умерен потенцијал за добијање електричне енергије из енергије ветра и сунца. Као пример, ветротурбине у Ирској или на Северном мору дају пет до шест пута већу снагу [W/m²] него што би турбине истог пречника и висине давале на расположивим локацијама у Србији²⁰⁰. Ситуација је нешто повољнија са енергијом сунца, међутим, током претходне деценије, потенцијал соларних електрана у Србији није праћен одговарајућом градњом производних капацитета.

5.1. Потенцијал српских ветроелектрана

У Србији је током претходне деценије пуштен у рад значајан број електрана на ветар. У краћим интервалима, снага ветроелектрана је достигала 16% индустријске потрошње. Током 2019. године, српске електране на ветар су произвеле 893 GWh електричне енергије, што износи око 2,55% укупне бруто производње електричне енергије у електранама српске електропривреде. Очекује се да током 2021. године удео ветроелектрана у производњи електричне енергије достигне 1,077 TWh.

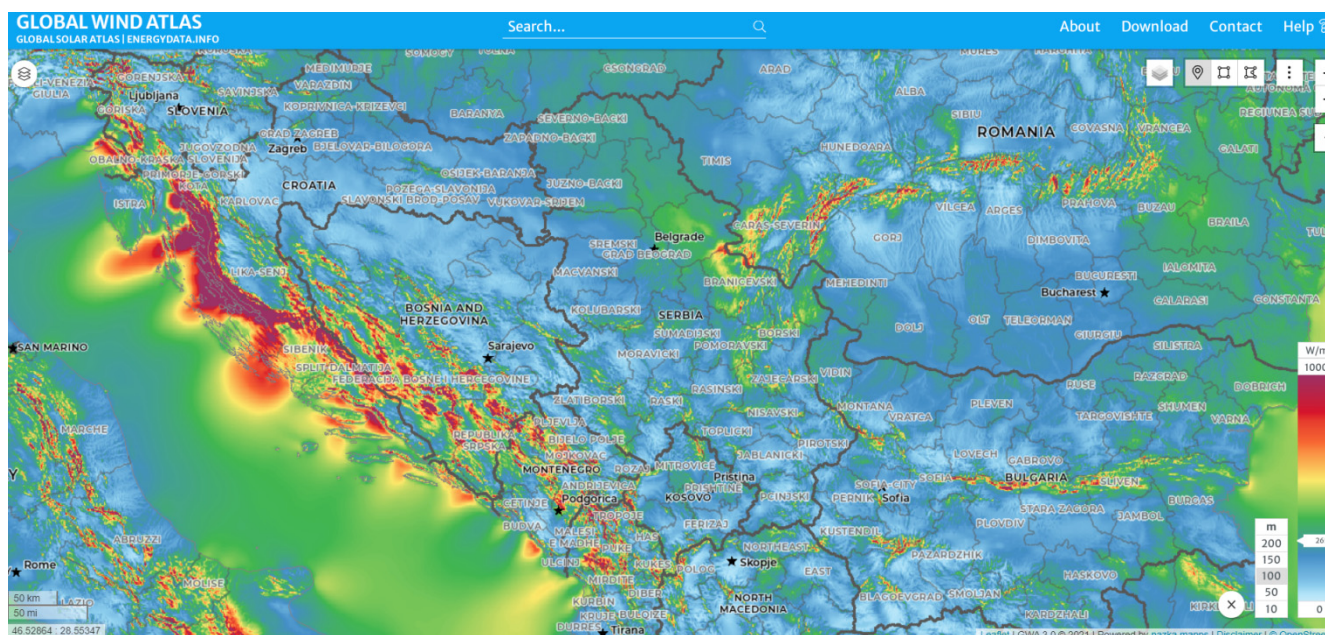
Значајан део ветрогенератора је изграђен средствима инвестиција привредних субјеката. Захваљујући здруженим напорима државе и цивилног сектора, инвеститори су мотивисани увођењем системом финансијских подстицаја и гаранцијама у погледу преузимања енергије. Ветроелектране су ослобођене обавеза балансирања и извршавања помоћних функција стабилизације и регулације система. Током претходних година, већина ветроелектрана је радила у режиму максималне расположиве снаге и уз фактор снаге близак 1, што даје највеће приходе уз најмања напрезања уграђене опреме. Трошкове наведених обавеза и интеграције ветроелектрана преузела је електропривреда. Просечни раст годишње производње електричне енергије из ветроелектрана био је нешто мањи од 90 GWh годишње. Инвеститори су до сада градили своје ветро паркове на локацијама које су биле најповољније. Преостале локације су мање повољне и многе се налазе на неприступачном терену у планинама источне Србије, што треба узети у обзир приликом процене брзине са којом могу расти капацитети српских ветроелектрана. Ради ближег увида у наведене локације и ради сагледавања потенцијала за коришћење енергије ветра, преузети су подаци са референтног интернет портала.

Приликом процена потенцијала српских ветроелектрана често се наводе примери из земаља ЕУ. У поређењу са њима, Србија располаже релативно скромним могућностима за коришћење енергије ветра²⁰¹. Према подацима *Global Wind Atlas*, средња вредност густине снаге ветра у Србији на висини од 100 m износи 230,65 W/m². Одговарајућа густина снаге

²⁰⁰ <https://globalwindatlas.info/>

²⁰¹ Tracer project 836819, Projections for the transition to 2030 / 2050 in the target regions, WP 6 – Task 6.1 / D6.1, May 2021

значајно је већа на Северном мору, или уз обале Ирске, где износи 1372 W/m^2 . Да би се добила иста годишња производња електричне енергије коју даје једна турбина на ветар, уграђена уз обале Ирске, у Србији би требало изградити шест турбина на ветар једнаких димензија. Уколико се посматра ирско копно, исти извор даје податак о средњој вредности густине снаге ветра на висини од 100 m од $791,55 \text{ W/m}^2$, што значи да би за добијање енергије коју даје једна ирска турбина требало саградити не мање од 4 турбине у Србији, што говори да се европске пројекције увећања капацитета ветроелектрана не могу директно пројектовати на Србију без одговарајућег критичког осврта.



Слика 5.1. Подаци о средњој вредности густине снаге ветра добијени са интернет портала <https://globalwindatlas.info/>. Локације са већим износима снаге су назначени тамно црвеном бојом, док су области са малом снагом ветра означене плавом бојом.

Приказ на слици 5.1. преузет је са интернет портала *Global Wind Atlas*, и он приказује потенцијал енергије ветра у Србији и у суседним земљама. Локације са већим износима снаге су назначени тамно црвеном бојом, док су области са малом снагом ветра означене плавом бојом. Далматинска обала и острва имају велики број области са појединачном површином већом од 100 km^2 и са густином снаге већом од 2500 W/m^2 . Према приказаним подацима, значајан потенцијал за коришћење енергије ветра имају и Босна и Херцеговина, Црна Гора и Албанија. У погледу потенцијала за коришћење енергије ветра, области са већим вредностима средње густине снаге су лоцирани уз источне границе Србије, преваходно у оквиру релативно малих зона лоцираних на узвишењима или планинским врховима. На површини од 1 km^2 , северно од манастира Нимник, у близини тврђаве Рам, средња вредност густине снаге ветра достиже 987 W/m^2 . На висовима западно од Голупца могуће је лоцирати површину од 1 km^2 на којој средња густина снаге достиже 870 W/m^2 . Северно од Бора, северно од Зајечара, западно од Злота и у зони Црног Врха могуће је лоцирати узвишења где средња вредност густине снаге ветра на

висини од 100 m изнад тла и на површини од 1 km² достиже 1000 W/m². Релативно мала површина зона у којима средња снага ветра достиже задовољавајућу вредност ограничава број турбина на ветар које се могу груписати, што увећава јединичне трошкове градње, повезивања на мрежу и одржавања.

Имајући у виду да се у Херцеговини може лоцирати већи број зона површине од 50 km², где средња снага густине ветра премашује 1500 W/m², Потребно је размотрити могућност заједничког улагања у ветроелектране на територији Републике Српске.

Уз несмањен просечан раст годишње производње енергије из ветроелектрана, производња би до 2030. могла достићи 1,88 TWh. На основу бројних студија утврђено је да би Србија из ветроелектрана могла да добије око 2,5 TWh електричне енергије²⁰². На основу бројних мерења карактеристика ветра, студија о интеграцији ветроелектрана и одговарајућих стручних процена²⁰³, процена снаге и енергије које би могле достићи српске ветроелектране у постојећој мрежи износе²⁰⁴ од 1400 MW до 2000 MW, и од 2,5 TWh до 3,5 TWh.

На основу увида у техничка ограничења постојећег српског електроенергетског система у погледу интеграције безинерционих извора, датог у одељку 6.2, на бази претпоставке да у Србији још увек не би било батеријских капацитета за складиштење, и уз претпоставку да би биле примењене све мере које предвиђа европска студија *Asset study*²⁰⁵ о интеграцији обновљивих извора, процена снаге и енергије које би могле достићи српске ветроелектране достижу 2280 MW и 4 TWh, што би током 2030. покрило око 10% годишње бруто производње електричне енергије у Србији.

5.1.1. Европска искуства

Постојећи европски ветропаркови укупне снаге²⁰⁶ 192 GW требало би да имају годишњи раст од 27 GW годишње. Градња европских ветроелектрана на копну не расте у складу са очекивањима²⁰⁷. Издавање одговарајућих дозвола је отежано ставом локалних заједница које се залажу за високе стандарде заштите животне средине, које сагледавају штетне ефекте које доноси градња и експлоатација ветропаркова²⁰⁸, и које наводе да близина ветроелектрана има негативан утицај на субјективни осећај благостања становништва. Услед наведених потешкоћа, раст инсталисане снаге европских ветроелектрана ограничен је на око 15 GW годишње²⁰⁹.

Премда европске *off-shore* ветроелектране представљају мањи део инсталисане снаге, повољни услови и висок фактор коришћења капацитета (42%) може довести до њиховог значајног раста. Због изузетно повољних ветрова на Северном мору, планира се развој нових технологија, плутајућих ветропаркова на отвореном мору (без потребе да се гради ослонац на морском дну), као и развој ветроелектрана чије се турбине повезују са генератором директно, без преносника²¹⁰, што би увећало поузданост и смањило потребу за одржавањем *off-shore* електрана. Будући да је интеграција безинерционих и неуправљивих извора у систем скопчана са

²⁰² <https://www.energetskiportal.rs/obnovljivi-izvori-energije/energija-vetra/>

²⁰³ Korišćenje energije vetra u Srbiji - prirodni uslovi i praktična politika, Jefferson Institute, 2009.

²⁰⁴ Mogućnost korišćenja energije vetra za proizvodnju električne energije, Elektroprivreda Srbije, TEKON, RHMZ Srbije

²⁰⁵ ASSET STUDY on Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions ISBN 978-92-76-24738-8 doi: 10.2833/35606 MJ-04-20-645-EN-N

²⁰⁶ подаци за 2019. годину

²⁰⁷ Javiez Sanz, Thematic Leader Renewable Energies, InnoEnergy (Windeurope Intelligence platform)

²⁰⁸ Просторни аспекти утицаја ветроелектрана на животну средину, Бошко Јоксимовић, 2017, ISBN 978-86-80329-87-1

²⁰⁹ Giles Dickson, CEO, WindEurope, "How Europe can ensure that it meets its wind energy goals"

²¹⁰ Mary Thorogood, Senior Specialist, Global Public Affairs, Vestas, (Windeurope Intelligence platform)

потешкоћама, већина земаља северозападне Европе планира да енергију из *off-shore* електрана употреби за електролизу воде и добијања водоника²¹¹. Мотивација земаља ЕУ да наставе градњу ветро-генератора упркос потешкоћама њихове интеграције у систем произилази, између осталог, из околности да на производњи одговарајуће опреме ради 248 европских фабрика²¹² и 300 000 радника на територији земаља Уније, да се планира да градња сваке турбине створи послове вредне, у просеку, 10е6 €, те да се очекује да број запослених ангажованих на производњи опреме достигне 450 000 до 2030. године. У Србији не постоје изгледи да се градњом нових ветроелектрана упосли домаћа индустрија на начин како се то чини у земљама Уније, што утиче на интересе и на оптималне путање енергетске транзиције у Србији.

5.1.2. Увећање удела ветроелектрана у Србији

Према подацима са интернет портала *Global Wind Atlas*, средња вредност густине снаге ветра премашује 540 W/m^2 на око 2% површине Србије. Перспективне локације су лоциране преваходно уз источне границе Србије, углавном на узвишењима или планинским врховима. Средња вредност густине снаге ветра премашује 800 W/m^2 на узвишењима на правцу кошаве. Ради се углавном о релативно малим површинама (1 km^2) у близини тврђаве Рам, на висовима западно од Голупца, као и узвишењима северно од Бора и Зајечара, западно од Злота и у зони Црног Врха. На многим локацијама ради се о неприступачном терену што увећава трошкове градње и одржавања.

Ради оквирне процене потенцијала ветра потребно је утврдити области у којима постоји задовољавајућа густина снаге ветра. Износ од 540 W/m^2 је око шест пута мањи од средње вредности густине снаге ветра на релативно великим областима у Далмацији (1200 km^2), и око четири пута мањи од средње вредности густине снаге ветра на нешто мањим областима у Херцеговини. Према подацима са портала *globalwindatlas.info*, износ од 540 W/m^2 је премашен на око 2% површине Србије, односно, на 1770 km^2 , где средња брзина ветра на висини од 100 m премашује 7,18 m/s. За ниже граничне вредности добиле би се значајно веће површине. С друге стране, већина локација са већом снагом ветра се налази на недоступним планинским висовима, што отежава градњу.

Ради процене оствариве годишње производње електричне енергије из ветроелектрана у Србији, потребно је утврдити површине на којима је градња исплатива и остварива, и утврдити инсталисану снагу која се може градити на јединичној површини. Приликом градње ветропарка у равници, потребно је оставити слободан простор између две ветротурбине у износу од око 7 пречника²¹³. Већа растојања би увећала искоришћење енергије ветра, али би се значајно увећало и заузеће земљишта. Уколико се користе *Vestas-V90* турбине пречника око 90 метара и снаге од 2 MW, на једном квадратном километру могуће је изградити ветротурбине укупне снаге од 5,1 MW. Полазећи од студије²¹⁴ Националне лабораторије о обновљивој енергији америчког Министарства за енергетику (DOE), одговарајућа теоријска разматрања указују да се на земљишту површине 1 km^2 може градити ветроелектрана снаге 5 MW. Практична искуства са ветроелектранама у Сједињеним Државама укључују податке за преко 160 ветропаркова и говоре

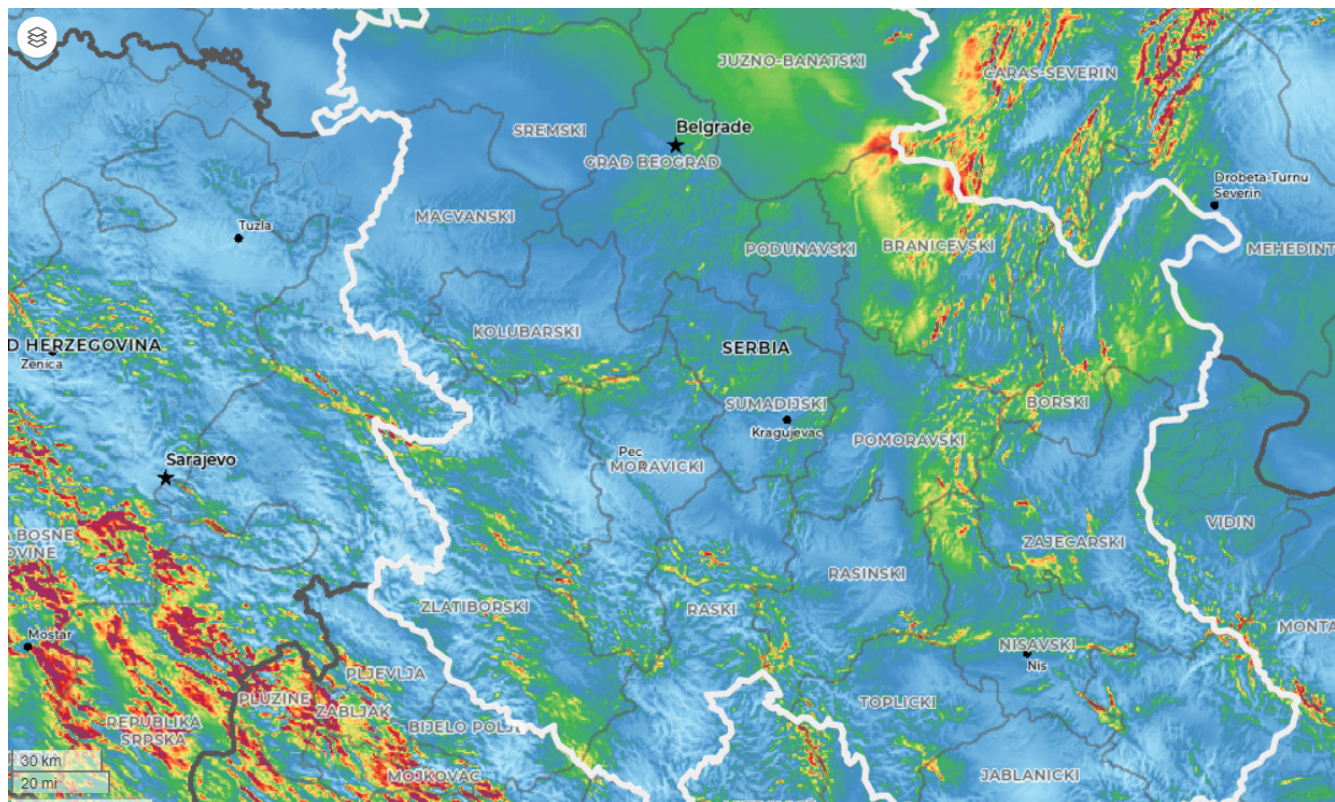
²¹¹ Tinne van der Straeten, Belgian Energy Minister

²¹² Giles Dickson, CEO, WindEurope, "How Europe can ensure that it meets its wind energy goals"

²¹³ <https://sciencing.com/much-land-needed-wind-turbines-12304634.html>

²¹⁴ Paul Denholm, Maureen Hand, Maddalena Jackson, and Sean Ong, Land-Use Requirements of Modern Wind Power Plants in the United States, Technical Report, NREL/TP-6A2-45834

о средњој вредности степена коришћења земљишта од $3 \text{ MW}/\text{km}^2$. Потреба да се распоред прилагоди терену и да се омогући неопходни приступ може бити разлог да практичне вредности буду нешто мање од теоријских.



Слика 5.1.2. Локације са значајнијим потенцијалом енергије ветра назначене су црвеном бојом.

Густина снаге ветра на таквим локацијама блиска је $1000 \text{ W}/\text{m}^2$. Тамно црвене зоне у Херцеговини достижу и $1500 \text{ W}/\text{m}^2$. Области означене жутом бојом имају густину снаге блиску $500 \text{ W}/\text{m}^2$. Остале области имају значајно мањи потенцијал. Подаци су преузети са интернет портала <https://globalwindatlas.info/>.

Уз претпоставку да ће се у Србији градити ветроелектране на укупној површини од 1770 km^2 , и да ће степен коришћења земљишта бити близак $3 \text{ MW}/\text{km}^2$, у Србији би се могла достићи инсталисана снага од 5310 MW , што одговара годишњој производњи од $9,77 \text{ TWh}$. Међутим, слабост наведеног прорачуна је преузимање искустава која нису специфична за Србију, као и претпоставка да ће градња обухватити и најперспективније али недоступне терене. Референтни подаци се односе на Сједињене Државе, где је средња густина снаге ветра $1,7$ пута већа него у Србији, док је средња снага на одабраних 2% територије око $3,3$ пута већа него у Србији, што указује да би се процена од $9,77 \text{ TWh}$ годишње морала значајно умањити. Потребно је сагледати и могућност да се број турбина по квадратном километру увећа, уз одређено смањење искоришћења, и уз очекивање да ће укупни ефекти бити позитивни. Коначно, прорачун би требало да изузме неприступачне области где градња није могућа из техничких и логистичких разлога.

Увид у техничке аспекте интеграције обновљивих извора електричне енергије, сажет у Табели 6.2.2, указује на могућност да удео енергије из ОИ ЕЕ достигне 4 TWh , и то без

ослањања на батеријске капацитете за складиштење, уз могућност да се производња увећа до 7 TWh уз трошкове интеграције до 3 млрд. \$ US (Табела 6.2.4.а).

Србија има могућност да у градњи обновљивих извора сарађује са Републиком Српском. У Херцеговини се може лоцирати већи број зона површине од 50 km², где средња снага густине ветра премашује 1500 W/m², и где је градња ветроелектрана много исплативија него у источној Србији.

Оквирна разматрања дата у оквиру овог одељка указују да су очекивања о годишњој производњи од 4 TWh из српских ветрогенератора реално остварива, уз могућност увећања до 7 TWh уз коришћење нестандартних локација и уз сарадњу са Републиком Српском.

5.1.3. Трошкови интеграције и процена остваривог удела ОИ-ЕЕ у Србији

Увећање удела безинерционих извора смањује однос укупне кинетичке енергије обртних маса и укупне снаге ($H = W_{kin}/P$) и утиче на стабилност електроенергетског система²¹⁵. Увећање удела ветроелектрана и соларних електрана увећава одступања фреквенције као и брзину промене фреквенције (ROCOF), што може довести до учесталог збацивања терета или до распада електроенергетског система²¹⁶.

Процене о неопходним улагањима у унапређење мреже у циљу интеграције ОИЕ наведене су у одељку 4.7.6 за Сједињене Државе, ЕУ и Немачку. Унапређења укључују дигитализацију, примену помоћних функција, међу којима је виртуелна инерција и учешће у балансирању, као и корените измене у систему управљања и заштите. Свођењем расположивих података на ЕЕС Србије долази се до процене о укупним инвестицијама у унапређење мреже од око 5 млрд. € до 2050. године.

Према статистичким подацима за 2018. годину²¹⁷, међу земљама са значајним уделом енергије ветроелектрана у годишњој производњи су и Немачка, Ирска и Аустралија. Распоживи подаци могу указати на оријентациони удео безинерционих извора који се може достићи без спровођења свих мера²¹⁸, уз умерена улагања и традиционалне мере. Удео енергије из безинерционих извора (ветроелектрана и соларних електрана) је током 2018. године у Немачкој, Ирској и Аустралији износио²¹⁹, респективно, 33,7%, 20% односно 19,8%. Данска планира да до 2025. године увећа поменути удео до 50% ослањајући се на обртне масе и услуге балансирања²²⁰ Норвешке и Шведске.

Ради процене удела безинерционих извора које могу интегрисати традиционални електроенергетски системи, дати подаци могу послужити као основ за закључак да њихов удео у годишњој производњи електричне енергије може бити од 20% до 40% укупне производње електричне енергије. Удео је мањи за разуђене и слабије повезане електроенергетске системе са мањом кинетичком енергијом обртних маса, и он зависи од степена управљивости потрошњом као и географских локација великих традиционалних електрана, центара потрошње и

²¹⁵ *Understanding Small-Signal stability of Low-Inertia Systems, IEEE Trans. Pow. Sys*, DOI: 10.1109/TPWRS.2021.3061434

²¹⁶ *Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia.... Analysis and solutions*, Publications office of the EU

²¹⁷ https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_by_renewable_electricity_production#cite_note-IRENA2018-6

²¹⁸ *Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia.... Analysis and solutions*, Publications office of the EU

²¹⁹ "Renewable Electricity Capacity And Generation Statistics June 2018", IRENA, Archived 28 November 2018.

²²⁰ Thomas Ackermann et. al, Future Challenges of the Danish Power System Results of Ecogrid.dk

безинерционих извора. Дозвољени удео је углавном мањи у случају где је производња из безинерционих извора централизована у оквиру великих ветропаркова или соларних електрана, док дистрибуирана производња омогућује да се поменути удео увећа.

Уколико би удео српских соларних и ветроелектрана достигао 30%, њихова годишња бруто производња износила би око 10 TWh, што би омогућило да се обустави рад најмање 40% термоелектрана на лигнит. Међутим, тренутне техничке могућности за интеграцију ветроелектрана у Србији достижу свега 1/4 наведеног износа (одељак 6.2). Имајући у виду да се интеграција дистрибуираних ОИ-ЕЕ може спровести са мање техничких проблема и ограничења, од интереса је дати предност малим произвођачима електричне енергије из обновљивих извора, а пре свега фотонапонским панелима повезаним у систему „иза бројила“.

5.2. Потенцијал соларних електрана прикључених „иза бројила“

Снага радијације сунца по квадратном метру произвољне површине зависи од нагиба, доба дана, годишњег доба и географске локације. У Србији, средња дневна енергија радијације сунца по хоризонталном квадратном метру износи 3,5 kWh, односно око 1280 kWh годишње. У зависности од локације, енергија радијације сунца варира између 1200 kWh/m² и 1400 kWh/m². Сваки квадратни метар фотонапонског панела може годишње дати 365×3,5kWh×η, где је η степен корисног дејства претварања енергије радијације сунца у електричну енергију. Уз релативно скроман степен корисног дејства од 15%, годишња производња електричне енергије може достићи 192 kWh/m². У градњи соларних извора „иза бројила“, најчешће се користе кровне површине. Поред кровних, на располагању су и вертикалне површине стамбених објеката. Вертикално уграђени панели су изложени мањем ризику од оштећења до којих може доћи приликом временских непогода. Поред тога, начин и обим стварања прљавштине и прашине као и самопрање се разликују у односу на хоризонтално и косо уграђене панеле. Идеја о коришћењу вертикалних површина је релативно нова и повезана је са коришћењем робусних, јевтиних и трајнијих аморфних материјала мање ефикасности. Поред осталог, предност вертикалних површина је и околност да током зиме имају повољнији упадни угао у односу на кровне површине, тако да су вертикално монтирани панели комплементарни са производњом из хоризонтално и косо монтираних панела на кровним површинама. У Србији не постоје поуздане процене о расположивости вертикалних површина чија оријентација оправдава уградњу аморфних панела; *такву анализу би тек требало начинити*. Из наведених разлога, процена потенцијала соларних извора „иза бројила“ је урађена на бази расположивих кровних површина, што добијене резултате чини оквирним и конзервативним.

5.2.1. Оквирне процене

Оквирне процене засноване на кровним површинама по глави становника, површини урбаних насеља и на броју стамбених објеката указују да би српски фотонапонски панели уграђени „иза бројила“ могли дати²²¹ најмање 8,7 TWh а највише 9,26 TWh годишње. Постоји потреба да се начини прецизнија процена на бази пописних података, података из катастра непокретности, напредном анализом сателитских снимака Србије као и истраживањем тренутне заинтересованости заштићених потрошача.

²²¹ уз претпоставку да се реше проблеми интеграције наведени у одељку 6.2

Треба имати у виду да је део површина неискористив због лоше оријентације кровова и присуства сенке који стварају оближњи објекти или дрвеће. Поред тога, техничка спремност електричне дистрибутивне мреже може бити одлучујући фактор који ограничава једновремену производњу из фотонапонских панела и који умањује укупан износ предате енергије. Негативни ефекти смањене рецептивности мреже се могу редуковати или уклонити градњом батеријских капацитета за складиштење у непосредној близини већих соларних извора електричне енергије.

5.2.2. Процена заснована на просечној кровној површини по глави становника

На основу сателитских снимака предграђа и града Беча, утврђено је да је количник укупне површине урбане зоне која је покривена крововима и градске популације даје 27 m^2 кровне површине по глави становника. Претпостављајући да се исти податак може применити и на све становнике Србије²²², расположиве кровне површине у Србији би биле укупно 189 km^2 (површина квадрата димензије $13,7 \times 13,7 \text{ km}$). Уколико свега 40% расположивих површина заузму робусни и јевтини соларни панели ефикасности 9%, годишње би се могло добити 8,7 TWh електричне енергије.

Процена заснована на површини урбаних насеља

Према подацима за 2021. годину, површина урбаних насеља у Србији износила је 268 406 ha, односно 3,46 % површине Републике Србије. Разумно је сматрати да ће већина фотонапонских извора „иза бројила“ бити уграђена у урбаним областима. Ако се претпостави да је у Србији око 3% урбаних површина покривено робусним соларним панелима мале ефикасности од 9%, годишње би се могла добити електрична енергија од око 9,26 TWh.

5.2.3. Процена заснована на броју стамбених објеката

У Србији постоји 2 112 472 стамбених објеката, 1 880 130 помоћних објеката и 859 229 осталих објеката. Уколико би на сваком од објеката површина од димензије $4 \text{ m} \times 4 \text{ m}$ била покривена робусним, јевтиним и издржљивим фотонапонским елементима мале ефикасности (9%), годишње би се могла добити електрична енергија од око 8,92 TWh.

5.2.4. Очекивана динамика раста производње „иза бројила“

Не постоје индиције да ће становништво приступити градњи ОИ-ЕЕ „иза бројила“ без одговарајућих подстицаја. Као илустрацију, треба сагледати околност да се око 80% аутомобила купује као половни са просечном ценом од око 3000 евра. Уколико услови понуђени становништву не буду изузетно повољни, не треба очекивати значајније ефекте соларних панела „иза бројила“ пре 2035. године.

5.3. Утицај „извора иза бројила“ на равноправност учесника

Постојећи систем подстицаја конципиран је у намери да се увећа удео обновљивих извора без непосредне интервенције државе или државних предузећа. Постојећи систем се не може трајно задржати, јер ставља поједине групе произвођача и потрошача у неповољан положај. Обновљиви извори не прилагођавају своју производњу потребама потрошача већ предају енергију мрежи у интервалима када има сунца или ветра. Углавном безинерциони, они не поседују кинетичку

енергију обртаних маса и не доприносе стабилности, робусности и живавости система. Поред тога, они нису способни да напајају место квара одговарајућом струјом квара, што се негативно одражава на систем управљања и заштите. Традиционални произвођачи су у обавези да надоместе све главне и помоћне техничке функције од којих су ослобођени обновљиви извори, што их ставља у неравноправан положај, додатно погоршан политиком цена и такси. У систему са увећаним уделом повлашћених ветроелектрана и соларних електрана, у неравноправан положај се доводе и потрошачи којима се повлашћене произвођачке цене за енергију из ОИ-ЕЕ преливају у рачуне за струју.

Увођењем „извора иза бројила“ потрошачи добијају равноправнији положај, добијају могућност да смање своје трошкове, да у исто време допринесу увећању удела обновљивих извора у електроенергетском систему, и да искористе мере и подстицаје које се предузимају ради увећања удела ОИ-ЕЕ. Имајући у виду да је уградња малих фотонапонских панела без капацитета за локално складиштење (без батерија) много једноставнија и јевтинија, треба очекивати да се примена концепта „извора иза бројила“ ослони преваходно на концепте *Net-metering* или *Net-billing*, где је за Србију, барем током првих година, *Net-metering* концепт неупоредиво примеренији.

- *Net-metering* је приступ у коме потрошачи имају могућност да локалну производњу која премашује потрошњу предају мрежи. Предмет наплате ће бити показивање бројила које одговара разлици између енергије преузете из мреже и енергије предате мрежи. Овај приступ је повољнији за потрошача који је уградио извор „иза бројила“, јер је уштеда коју остварује враћањем 1 kWh мрежи једнака бруто цени коју плаћа за преузети kWh. Поред осталог, посматрани концепт ствара интерес малих потрошача да постану и произвођачи, док се са техничке и административне стране веома лако примењује. Треба приметити да посматрани потрошач има нешто мањи нето износ преузете енергије, и зато има нешто мања давања за одржавање инфраструктуре (мрежарину). Једна од последица је довођење других потрошача у неравноправан положај. Наиме, трошкови за одржавања инфраструктуре неће бити битно промењени градњом извора „иза бројила“, али ће *net-metering* концепт смањити број потрошача који плаћају пун износ мрежарине, што мора довести до промене одговарајућих цена и дажбина на штету потрошача који немају изворе „иза бројила“. Једна од могућности је надокнада недостајућег износа мрежарина са циљем да се (једнако као и код повлашћених цена и премија) подстакне градња малих фотонапонских извора.
- *Net-billing* приступ се ослања на нешто сложенија бројила која преузету и предату енергију евидентирају засебно. Тиме се ствара могућност да цена утрошеног kWh садржи трошкове мрежарине, док ће надокнада за сваки kWh предат мрежи бити мања и неће укључивати мрежарину. Ово решење је неповољније за потрошача/произвођача чија ће мотивација да се упусти у инвестицију бити мања. Уз *net-billing* концепт, произвођачи са локалном производњом ће бити мотивисани да уграде сопствене капацитете за складиштење. Међутим, објективно скромне финансијске могућности становништва ће такве случајеве свести на изузетак.

Улога „извора иза бројила“ је од великог значаја на средњи рок. Дугорочно, очекује се увећање броја потрошача који имају локалну производњу и локално складиштење као и њихово повезивање у флексибилне групе. Уз динамичку промену цене и аутоматизацију рачунарски подржаних трансакција, могуће је створити услове у којима потрошачке групе преузимају енергију из мреже онда када је расположива, а не као до сада, када се појави потреба за потрошњом.

5.4. Типски пројект за уградњу фотонапонског извора „иза бројила“

Поред различитих видова подстицања потрошача да улажу у фотонапонске панеле уграђене „иза бројила“, потребно је пронаћи начине да просечно информисан потрошач сагледа основне техничке и финансијске кораке и одговарајуће ефекте, и да тај циљ оствари уз улагање релативно малог времена и напора.

5.4.1. Стандардизовани пројекти и обједињена набавка

Помоћ потрошачима заинтересованим за градњу извора „иза бројила“ требало би да укључи и припрему типских пројеката који би, поред неопходних техничких детаља и инструкција, дали и основне информације и изворима „иза бројила“, о предностима које они доносе и важећим правилима која регулишу однос потрошача-произвођача и мрежног оператера. Неопходан је практичан осврт на димензионисање система, опис расположивих опција за набавку и градњу, као и списак формалних корака и докумената које треба прибавити.

Неопходно је да заинтересовани потрошач још у раној фази размотри и упореди опцију власништва уграђене опреме са опцијом у којој потрошач изнајмљује слободне површине за уградњу фотонапонских панела неком другом инвеститору. У случају где је потрошач власник извора „иза бројила“, он у потпуности управља опремом, располаже добијеном енергијом и одговарајућим приходима и директно користи све подстицаје које може дати мрежни оператер, локална заједница, порески орган или држава. Опција изнајмљивања површина ослобађа потрошача инвестиционих, операционих и трошкова одржавања, али му ускраћује поменуте подстицаје и смањује укупне финансијске и енергетске ефекте.

Типски пројект би требало да пружи и објасни поступак израчунавања уштеда, да омогући исправно сагледавања инвестиционих трошкова, оперативних трошкова и трошкова одржавања, да омогући потрошачу процену дела обновљиве енергије коју ће успети да потроши локално, и да размотри потребе и могућности да предвиди и локално складиштење које би осигурало изврстан степен аутономије у снабдевању и смањење утицаја ценовне политике мрежног оператера на исплативост инвестиције. Типски пројект би требало да садржи уобичајене делове, почевши од спецификације, локације, електромашинских и грађевинских аспеката, заштитних аспеката, усклађивања са важећом регулативом, као и низ карактеристичних примера са конкретним подацима, непосредно повезаних са избором компоненти из тренутно расположивог асортимана и у складу са потребама пројекта. Поред тога, заинтересованог потрошача треба оспособити да, уз помоћ лако разумљивих програмских алата/апликација, предузме следеће кораке:

- Утврђивање листе кључних потрошача и њиховог дневног циклуса;
- Анализа расположивих вертикалних површина, кровних површина, расположивих простора на земљи као и одговарајућих нагиба, азимута и сенки;
- Преглед расположивих соларних панела и њихове, цене, ефикасности и робусности и одређивање решења прихватљиве ефикасности и издржљивости;
- Димензионисање кључних компоненти у складу са просечном годишњом потрошњом;
- Сагледавање ефеката удруживања са суседима у потрошачко-произвођачку групу;
- Процена инвестиционих, операционих и трошкова одржавања, предвиђање производње и потрошње по месецима, сагледавање ефеката утрошене и предате енергије, анализа опција и израда финансијског плана.

Имајући у виду да би шира примена концепта „иза бројила“ довела до прикључења веома великог броја извора релативно мале снаге, од великог је значаја

- Да уграђена опрема задовољава основну контролу квалитета, сигурности, безбедности као и електричних, механичких и других својстава,
- Да уграђена опрема има познате и предвидиве статичке и динамичке карактеристике,
- Да је предметна опрема у највећој мери стандардизована.

Треба размотрити сваку могућност да се подсистеми или комплетна решења производе у Србији. Уколико то није могуће, или није могуће у првој фази, требало би учинити разумне напоре да се избегну недостаци фрагментираних набавки и да се искористе предности које се пружају само великим купцима.

5.4.2. Мере за увећање броја заинтересованих потрошача-произвођача

Соларне електране „иза бројила“, примерене градњи на крововима домаћинства заинтересованих за статус произвођача-потрошача, могу имати површине у опсегу од 5 до 50 m², са оквирним опсегом вршне снаге од 1 kWp до 10 kWp. Према стању на тржишту средином 2021. године, одговарајући трошкови набавке панела износе око 330 €/kWp, док се укупни трошкови набавке и уградње панела, израде електричних инсталација и заштите, набавке и уградње енергетског претварача и мерне опреме, као и других трошкова могу проценити на приближно 1000 €/kWp (уз претпоставку да укупна инсталисана снага неће бити мања од 5 kWp).

Уз просечну годишњу производњу од 1400 kWh/kWp, уз цену електричне енергије за домаћинства од $58 \times 1,2/1000$ €/kWh, и уз (нереалну) претпоставку да ће целокупна производња бити утрошена локално, предметна инвестиција би се исплатила за око 10,2 године. Ако би целокупна производња била предата мрежи по средњој вредности цене електричне енергије без мрежарине и такси, рок отплате би био много дужи.

Имајући у виду да је интеграција дистрибуиране производње из ОИЕ много лакша и јевтинија од интеграције великих соларних електрана, постоје разлози да се мотивисаност домаћинства додатно увећа.

У Србији још увек не постоје јасна и стабилна правила која уређују подстицаје за мале произвођаче-потрошаче. Досадашњи приступ је заснован на краткорочним иницијативама и кампањама. То доводи до неизвесности на тржишту и обесхрабрује улагање како од домаћинства тако и од малих и средњих предузећа. Једно од разматраних решења је и *Net-metering* концепт са једнаком ценом за трансакције у оба смера. За сада још увек не постоји јасна одлука о начину плаћања вишка производње за различите категорије потрошача-произвођача. Посебан проблем ствара ситуација са електричним бројилима, међу којима су многа замењена новим током претходних година, али и даље немају способност мерења енергије у оба смера, што ствара потребу да се изнова мењају. одговарајући трошкови додатно опретећују инсталацију соларних електрана иза бројила. У циљу решавања наведених проблема потребно је припремити стандардизоване, типске пројекте, створити услове за обједињене набавке ради смањења трошкова инвестиције у мале соларне електране „на крову“, и осмислити подстицај домаћинствима који би им омогућио да свој део инвестиције поврате током наредних 5 година. На дужи рок, на једнак начин требало би стандардизовати и објединити пројекте дистрибуираних батеријских капацитета за складиштење примерених домаћинствима и малим потрошачима.

5.5. Потенцијал великих соларних електрана

Захваљујући увећању ефикасности фотонапонских панела и смањењу њихове цене, средње и велике соларне електране се данас могу градити уз инвестицију од 500 €/kW. Другим речима, у соларну електрану која сваке године даје $N \times 1$ GWh уз фактор коришћења од 11% потребно је инвестирати око $N \times 520.000$ €. (Ради поређења, у термоелектрану на угљаљ која сваке године даје $N \times 1$ GWh, чија градња (са припадајућим рудником) кошта 2000 €/kW и која има фактор коришћења од 85% потребно је уложити $N \times 268.000$ €).

Према подацима за електране које ће бити пуштене у рад 2022, око 34% трошкова градње соларне електране односи се на набавку соларних панела, око 17% на мрежне претварааче који једносмерне напоне и струје претварају у наизменичне, док се преосталих 49% односи на механичку, електричну и громобранску заштиту, трошкове изнајмљивања или обезбеђења земљишта и друге трошкове. Рачунајући на панеле ефикасности 0,16, за добијање енергије од 1 GWh на годишњем нивоу потребна је нето површина панела од око пола хектара (5000 m²), и приближно два пута већа површина земље. За добијање 10 TWh (око 28% годишње производње у Србији) из средњих и великих соларних електрана са фотонапонским елементима ефикасности 16%, потребна је нето површина од 5000 хектара, тј. око 50 km² (расподељена на око 100 km²).

Бројни примери реализованих електрана средње и велике снаге као и одговарајућа искуства у експлоатацији омогућују да се расположиви подаци уреду у пар типских пројеката различитих инсталираних снага.

Локације за градњу соларних електрана треба одредити на начин који омогућује лако интегрисање у електроенергетски систем уз што мањи негативан утицај на животну средину. Градњу треба ограничити на земљиште 5. и 6. категорије, а треба га забранити на земљишту 1-4. категорије. Ради увећања предвидивости свих ефеката и предупредивања проблема које је створила градња ветроелектрана, од користи је спровођење благовремене анализе и планирање, као и планско ангажовање саме електропривреде у улози инвеститора у много већој мери него што је то чињено до сада.

У зависности од локације, нагиба терена и примењене технологије, за соларну електрану снаге 1 MW потребна је парцела површине до 2 хектара. Прелиминарна разматрања о градњи соларних електрана у Србији усмерена су ка површинама које тренутно немају другу намену, каква су јаловишта, раскривке, пепелишта и друге деградиране површине. Градња електране без санације и затрављивања терена би терен оставило у трајно деградираном стању, док би савесна санација земљишта увећала трошкове градње. С друге стране, Србија не располаже пустим и некултивисаним површинама какве се могу наћи у Аустралији, Русији, северној Африци или у југозападном делу Сједињених Држава. Већина српских ненасељених површина каква је Делиблатска пешчара имају велики значај за живи свет. Растући проблеми водоснабдевања траже да се очувају и обнове шуме, док се значајан део остатка територије користи за производњу хране.

Једна од могућности коју треба истражити је примењивост „агро-соларног“ приступа у Србији. Ради се о коришћењу истих парцела за производњу хране и добијање електричне енергије. У интервалима пре ницања и после жетве, помични фотонапонски панели се могу довести у радни положај и давати електричну енергију. Према резултатима публикованим 2016. (*Renewable and Sustainable Energy Reviews*), укупни економски ефекти коришћења парцела се могу увећати за 30% у случају када се комбинују соларни панели и производња хране.

Од значаја је размотрити и могућност градње соларне електране на истом месту где већ постоји ветро-парк. Постоје индикације да је у таквим случајевима олакшан прикључак на мрежу, успостављање неопходних комуникационих канала и обезбеђење локације. Поред тога, постоје индикације да су код градње соларних и ветро-електрана на истој локацији њихови укупни негативни ефекти на окружење и живи свет нешто мањи него у случају када би наведене електране биле просторно раздвојене.

5.5.1. Ослањање на домаћу индустрију

Значајније ослањање на соларне електране и увећање укупне површине прикључених фотонапонских панела требало би да буде плод повезивања свих актера у српској енергетици ради координисане набавке свих компоненти које се не производе у Србији, као и коришћења сваке могућности да се домаћи капацитети укључе у производњу дела неопходних компоненти. Уз одговарајуће кораке у организацији и регулативи могуће је избећи недостатке фрагментираних набавки и искористити предности које се пружају само великим купцима.

Значајно увећање укупне површине фотонапонских панела у Србији и њихов утицај на српску енергетику и животну средину ствара потребу да се, поред доношења одговарајуће регулативе, установи и референтна/атестна лабораторија која ће испитивати перформансе, квалитет и устаљеност компоненти на којима се заснивају соларне електране.

Постоји могућност да се набавке за потребе соларних електрана у које инвестира српска електропривреда обједине, као и могућност да се, кроз договор са произвођачима, део производног процеса премести у Србију. Соларне електране које раде у условима релативно мале запрљаности и умерених варијација температуре могу се градити са технолошки напредним фотонапонским елементима високе ефикасности. У условима веће запрљаности и већих варијација температуре треба користити јевтиније и отпорније панеле чија је ефикасност мања, али се одржава и при високим температурама, а такви су аморфни фотонапонски панели чија производња представља мањи технолошки изазов.

5.6. Упадни угао и комбиновање топлотних и фотонапонских система

Електрична енергија коју дају фотонапонски панели током месеца децембра износи свега 17% - 18% енергије која се добија у месецу јулу. Енергија која се добија током зимских месеци се може увећати применом панела са подесивом елевацијом и азимутом. У поређењу са панелима који не могу мењати упадни угао, одговарајуће увећање може износити између 40% и 50%, што би децембарску производњу довело на 25% - 27% производње која се остварује у месецу јулу. Проблем у примени панела са подесивом елевацијом и азимутом представљају увећани трошкови, увећана вероватноћа квара и отказа као и потреба за одржавањем.

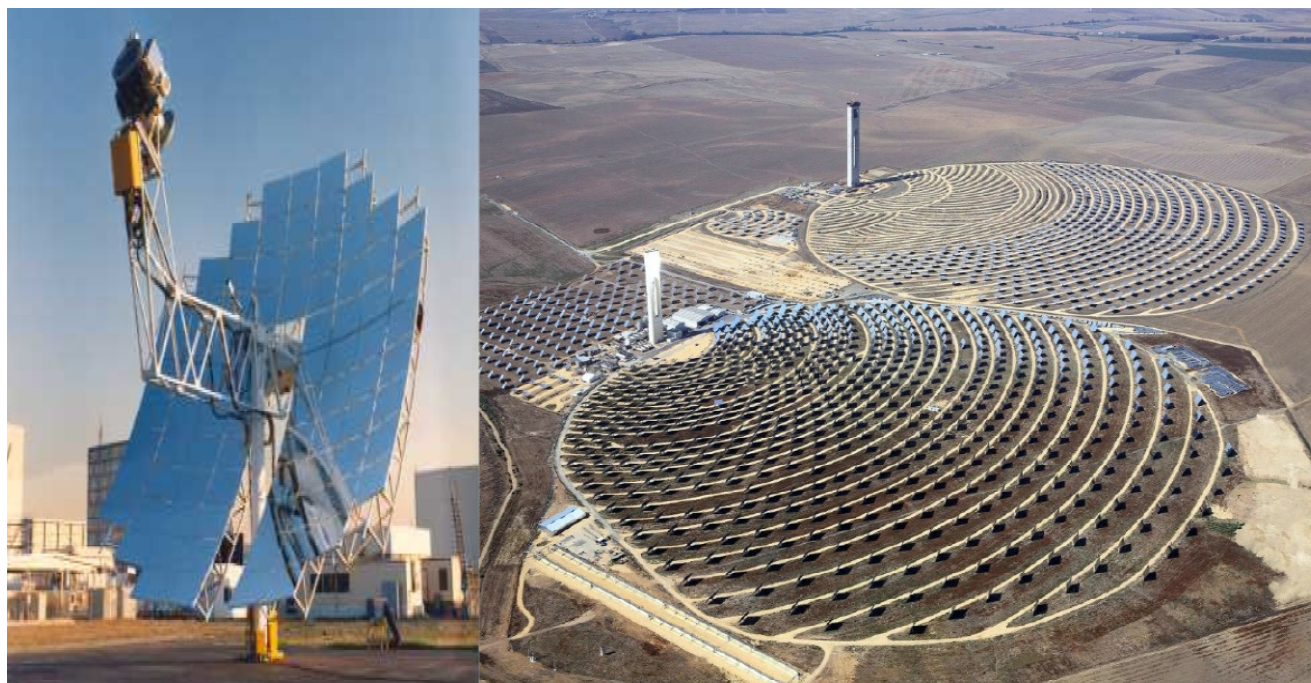
Укупни ефекти фотонапонских система могу се увећати њиховим комбиновањем са соларним термалним панелима (колекторима) за загревање воде. Треба имати у виду да ефикасност већине фотонапонских панела опада приближно 0,5% за сваки °C увећања радне температуре. Поред добијања топлотне енергије, колектори који се уграђују скупа са фотонапонским елементима умањују радну температуру и увећавају ефикасност.

5.7. Соларне електране са концентраторима и са парним циклусом

Соларни системи за производњу топлотне енергије сакупљају и концентришу сунчеву светлост да би произвели што већу температуру флуида погодну за производњу електричне енергије.

Изразна температура неконцентрисаних соларних колектора²²³ мања је од 200 °С, и зато је за достизање виших температура неопходно користити концентрациона системе. Услед великих инвестиционих и оперативних трошкова скопчаних са коришћењем сочива, у практичним применама користе се рефлектујући концентратори (Слика 5.7). Соларни тањери са одговарајућим серво моторима позиционирају рефлектујућу површину која усмерава и концентрише сунчеву светлост на термални пријемник (вертикални стубови у десном делу Слика 5.7) који апсорбује и сакупља топлоту и преноси је на измењивач, а потом на парну турбину и електрични генератор.

У левом делу Слика 5.7 дат је систем са често коришћеним Стирлинговим топлотним мотором који покреће генератор за производњу електричне енергије користећи загрејану течност за померање клипова и стварање механичке снаге. Параболично конкавно двоосовинско огледало са електропокретачем концентрише сунчеву светлост пратећи положај сунца са високим степеном тачности како би се постигла висока ефикасност. У фокусу је пријемник који се загрева²²⁴ до 650° С. Ефикасност система са Стирлинговим мотором премашује 20%.



Слика 5.7. Соларна електрана са концентратором

Напреднији и перспективнији тип соларних електрана са концентратором приказан је у десном делу Слика 5.7. Систем покретних огледала за праћење сунца (хелиостати) фокусира сунчеву светлост на пријемник на врху торња, Слика 5.7 десно. Сунчева светлост може бити концентрисана до 1.500 пута²²⁵. Око торња су постављене стотине или чак хиљаде великих двоосовинских хелиостата. Да би се осигурала већа ефикасност, њихово позиционирање мора бити врло прецизно како би се осигурало да је сунчева светлост заиста усмерена на сам врх.

²²³ Quaschnig, V., Solar Thermal Power Plants: Technology Fundamentals, Renewable Energy World, 06/2003, pp. 109-113

²²⁴ Quaschnig, V., Solar Thermal Power Plants: Technology Fundamentals, Renewable Energy World, 06/2003, pp. 109-113

²²⁵ https://www.eia.gov/energyexplained/php?page=solar_thermal_power_plants

Централни рачунар израчунава идеалан положај сваког од хелиостата, а моторни погон их помера према сунцу. Апсорбер на врху стуба се загрева до температуре од 1000 °C или више. Растопљена нитратна со се користи као флуид за складиштење и пренос топлоте. Растопљена со преноси топлоту од апсорбера до генератора прегрејане водене паре која покреће турбину и електрични генератор. Уобичајене количине растопљене соли као и широк опсег промене њене температуре омогућују складиштење топлотне енергије која пружа могућност да се енергија радијације сунца складишти током дана, како би се користила за производњу електричне енергије током вечери или током облачног времена. Соларне термоелектране могу такође бити хибридни системи који користе друге врсте горива (обично природни гас) за допуњавање сунчеве енергије током периода слабог или никаквог сунчевог зрачења.

Узимајући у обзир да је ефикасност парног циклуса блиска 35%, соларне термоелектране могу постићи средњу годишњу ефикасност²²⁶ од око 15%, приближно исто као и фотонапонске соларне електране²²⁷. Теоријски фактор максималне концентрације је 46 211, док је максимална теоријска температура која се може постићи унутар апсорбера блиска температури површине сунца од 5500 °C. Међутим, стварни системи раде са нижим температурама због техничких потешкоћа у добијању и коришћењу материјала који би омогућили рад са тако високим температурама.

Соларне термоелектране са концентратором и складиштењем топлотне енергије у растопљеним солима²²⁸ граде се по цени од око 4000 €/kW, значајно већој од цене градње ветроелектрана (око 1200 €/kW). Међутим, могућност значајног сопственог складиштења топлотне енергије чини да снага соларних термоелектрана буде управљива, док су њихова динамичка и стабилношћу својства блиска својствима осталих термоелектрана. Као последица, њихово коришћење не изискује трошкове интеграције, који у случају ветроелектрана вишеструко премашују трошкове градње саме електране. Соларне термоелектране са складиштењем производе електричну енергију по цени од 73 \$ US/MWh²²⁹.

5.8. Капацитет, снага и трошкови градње капацитета за складиштење

Енергија из ОИ-ЕЕ (соларних електрана и електрана на ветар) доступна је у интервалима када има сунца и ветра, тако да се добијена енергија мора складиштити како би стојала на располагању потрошачима када им то буде потребно. Премда се интервали производње се могу унапред предвидети на основу регионалних и локалних метеоролошких услова, снагом соларних електрана и ветроелектрана се не може управљати, осим у смислу смањења или прекида производње.

Потреба за складиштењем се може илустровати на примеру претпостављеног система у коме се целокупна електрична енергија добија из соларних електрана. Уз типичан дневни дијаграм соларних електрана, уз претпоставку да се снага потрошача не мења током 24 часа, и уз претпоставку да се током дана произведе (и утроши) енергија W , неопходни капацитет за складиштење износи приближно $2W/3$. Недељне и сезонске варијације стварају потребу за недељним и сезонским складиштењем.

²²⁶ Ефикасност је овде дефинисана као количник добијене електричне енергије и укупне енергије радијације сунца

²²⁷ Quaschnig, V., Solar Thermal Power Plants: Technology Fundamentals, Renewable Energy World, 06/2003, pp. 109-113

²²⁸ <https://www.acwapower.com/en/projects/noor-energy-1/>

²²⁹ Према публикованим подацима (ACWA Power / Shanghai Power Win Dubai Solar Auction with 7.3 Cents.CSP". Retrieved 24 December 2017), соларне електране опремљене постројењем за складиштење са растопљеном сољу производе електричну енергију по LCOE од 0,073 \$ US/kWh.

Према кредибилним проценама DOE²³⁰, који уважавају заступљеност варијабилних извора (пре свега, соларних и ветроелектрана) типичну за 2016. годину, неопходна инсталисана снага капацитета за складиштење креће се око 22% укупне инсталисане снаге свих интермитентних извора (тј. соларних електрана и ветроелектрана). Примењујући наведену процену на пример Србије, и уз претпоставку да би српске термоелектране требало заменити соларним електранама²³¹, долази се до закључка да би постојала потреба за капацитетима за складиштење снаге 4.072 MW. Међутим, у Немачкој је наведени однос²³² свега 8%, што би неопходну снагу српских капацитета за складиштење svelo са 4.072 MW на 1.481 MW.

Постоје и значајне разлике у процени енергије коју треба складиштити. Према проценама начињеним за Ирску²³³, раст удела електричне енергије из обновљивих извора²³⁴ у потрошњи до 80% (уз достизање удела из безинерционих, варијабилних извора од 73%) захтевао би уградњу капацитета за складиштење од 2,77 TWh, што износи око 9,8% укупне годишње потрошње електричне енергије. Према наведеним проценама, количник капацитета складишта W_{SK} и средње снаге потрошње P_{SP} износи $\Delta t = W_{SK}/P_{SP} = 35$ дана. С друге стране, процене начињене за Немачку говоре о вредностима Δt за ред величине мањим²³⁵, док су (исхитрене, неумерене и неутемељене) процене начињене за Тексас (ERCOT), начињене после инцидента током зиме 2020/2021. много конзервативније и досежу $\Delta t = W_{SK}/P_{SP} = 77$ дана.

Ради процене капацитета и цене постројења за складиштење електричне енергије које је потребно ради интеграције ОИ-ЕЕ²³⁶, неопходно је стећи употребљива сазнања о цени градње и одржавања као и вези удела ОИ-ЕЕ и неопходних капацитета.

5.8.1. Преглед расположивих технологија за складиштење

Приказ расположивих технологија складиштења дат је на слици 5.8.1а. На апсциси је дата фаза развоја у којој се налазе поједине технологије, док се на ординати приказује садејство цене и ризика. Међу технологијама које су у фази примене истичу се пумпно-акумулациона постројења (PHS), дијабатска постројења на компримовани ваздух (CAES), различите технологије батерија, као и складиштење топлоте у растопљеним солима. Индикативне цене су дате у Табели 5.8.1.

Широко распрострањена дијабатска технологија са компримованих ваздухом (CAES) има кружни степен корисног дејства од свега 42%²³⁷, одређен губитком топлоте приликом компресије и потребом за загревањем приликом експанзије. У фази развоја је адијабатска технологија (Adiabatic CAES), где се топлота створена компресијом задржава у оквиру система и користи у доцнијим фазама рада. На описани начин се смањује количина горива које се утроши за загревање ваздуха приликом експанзије, што смањује емисије штетних гасова и увећава ефикасност. Потребно је узети у обзир и околност да је примена CAES повезана са проналажењем геолошки прихватљивих локација и непрпусних резервоара који могу складиштити ваздух под притиском до 70 bar уз што мање цурење. Премда је потребно пратити

²³⁰ DOE global energy storage database, <http://www.energystorageexchange.org/projects> (accessed on 1 March 2016).

²³¹ које би имале годишњу производњу од 24 TWh, што одговара производњи постојећих српских ТЕ

²³² Energiewende in Germany: From Generation to Integration; Germany Trade and Invest: Berlin, Germany, 2014.

²³³ https://www.store-project.eu/documents/target-country-results/en_GB/energy-storage-needs-in-ireland

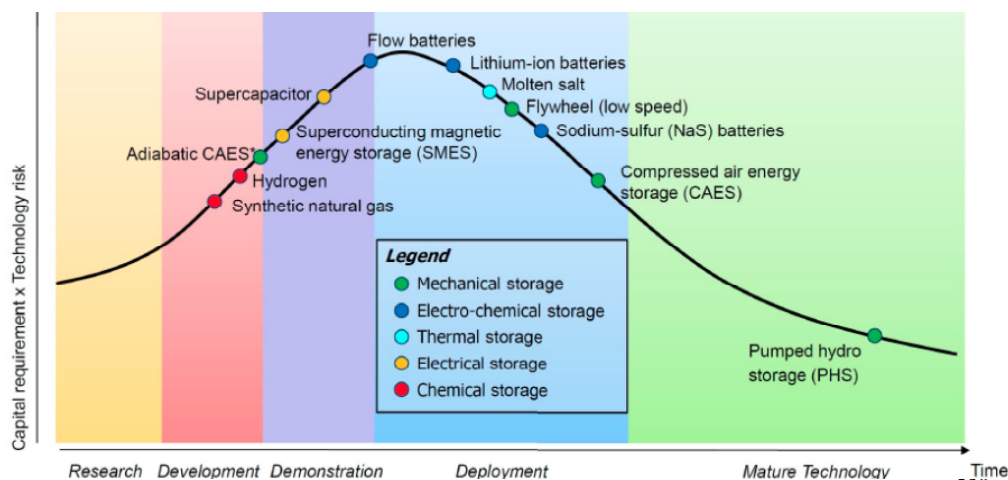
²³⁴ У наведеној студији, у обновљиве изворе убројане су ветроелектране, хидроелектране и електране на биомасу. За укупни удео од 80%, удео ирских ветроелектрана као варијабилних и безинерционих извора у укупној потрошњи достиже 67%.

²³⁵ нејасно је узимају ли се у обзир капацитети РХЕ у Скандинавији, на које се Немачка ослања

²³⁶ У остатку одељка 5.8, под ОИ подразумевају се безинерциони, варијабилни извори, тј. соларне електране и ветроелектране

²³⁷ Performance analysis of diabatic compressed air energy storage (D-CAES) system, Energy Procedia, Volume 158, February 2019, Pages 4369-4374, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.782>

развој CAES технологије и непрекидно побољшање експлоатационих карактеристика, горе наведене околности указују да технологија компримованог ваздуха није од интереса за примене у Србији у посматраном периоду.



Слика 5.8.1а. Приказ расположивих технологија за складиштење енергије²³⁸ у ЕЕС

Табела 5.8.1. Поређење цене технологија за складиштење, Lazard Financial Advisory 2016.

1 \$ = 0,84 €	CAES	PHS ⁽¹⁾	Thermal	Li-ion бат.
Инвестиција	159 \$/kWh	263 \$/kWh	331 \$/kWh	652 \$/kWh
LCOS ²³⁹	128 \$/MWh	175 \$/MWh	?	414 \$/MWh

⁽¹⁾ Према извештају светске банке од 2020, инвестиција у PHS креће се од 106 до 200 \$ US/kWh.

У Србији постоји могућност да се део потреба за складиштењем задовољи ослањањем на реверзибилне хидроелектране (PXE). Постојећа реверзибилна хидроелектрана Бајина Башта има пад нешто већи од 600 метара, складишти око 150 милиона кубних метара воде и ради са агрегатима 2×310 MW. У режиму пумпања, годишње се утроши око 1 TWh, док се, током рада у генераторском режиму, у мрежу врати око 0,7 TWh. Имајући у виду електричне губитке, хидрауличне губитке и испаравање воде у горњем језеру, кружни степен корисног дејства износи око 70%. Укупан нето износ електричне енергије која се може добити пражњењем горњег језера износи око 194 GWh. Полазећи података расположивих за реализовану PXE Бајина Башта као и пројектовану PXE Бистрица, од интереса је проценити и LCOS (Levelized cost of storage), укупне инвестиционе, оперативне и трошкове одржавања сведене на 1 kWh регенерисане електричне енергије. У зависности од фактора коришћења и годишњег циклуса, начина на који се уважавају губици у систему, као и начина на који се планира санација штете нанесене животној средини у зони горњег језера, добијени износ варира од 134 до 184 €/MWh (159 до 219 €/MWh), што је у складу са публикованим проценама²⁴⁰. Обе процене су значајно веће од LCOS одређене за батеријске капацитете током 2030. и 2050. године, дате у једначинама (5.8.3b) и (5.8.3c). Имајући у виду потребу да се у већој мери уваже интереси заштите животне средине, индиције у погледу

²³⁸ Leading the Energy Transition Factbook—Electricity Storage; SBC Energy Institute: Gravenhage, TX, USA, 2013.

²³⁹ Levelized cost of storage, свеукупни трошкови сведени на јединицу складиштене енергије, „цена складиштења“

²⁴⁰ “Market Challenges for Pumped Storage Hydropower Plants”, Milan Čalović, Dejan Mandić and Miodrag Mesarović, Energoprojekt Entel Consulting Engineers Co., www.ijceronline.com Open Access Journal

промене LCOS за РХЕ указују на могући пораст цене услед увећаних трошкова повезаних са негативним утицајем РХЕ на животну средину.

Поред РХЕ Бајина Башта, постоји и могућност градње РХЕ Бистрица, са коришћењем језера Увац, Кокин Брод и базена Клак, што би омогућило капацитет за складиштење од 55 GWh (према преложеном решењу), уз могућност проширења до 310 GWh²⁴¹. Градњом РХЕ Бистрица испољили би се негативни утицаји на животну средину чији обим, природу и дугорочне последице треба пажљиво истражити. У постојећа језера са водом највише класе квалитета (пастрмске акваторије), уводила би се вода знатно лошијег квалитета из реке Лим, што би угрозило биодиверзитет у језерском екосистему. Поред тога, значајна варијација нивоа воде би довела до штетних ефеката на обале, што се може предвидети на основу стања постојеће акумулације РХЕ Бајина Башта. Сагледавајући висок износ LCOS и негативан утицај РХЕ на животну средину, намеће се закључак како у планирању нових капацитета РХЕ треба испољити опрез и умереност.

Приликом планирања капацитета за складиштење, потребно је узети у обзир и помоћне функције које се могу остварити ради увећања стабилности, робусности и жилавости система. Увећање удела безинерционих извора (пре свега, соларних електрана и ветроелектрана) има значајан утицај на рад система. Очување наведених перформанси тражи увођење помоћних стабилишућих функција код свих извора и постројења за складиштење где је то технички оствариво. Међу помоћним функцијама је и примена виртуелне инерције, као и релативно брза реакција на све промене фреквенције у систему. Брзина одзива (тј. брзина промене снаге посматраног постројења у функцији промене фреквенције) требало би да буде око 1 секунде²⁴². Постројења на компримован ваздух и пумпно-акумулациона постројења могла би дати позитиван допринос уколико би одговарајуће синхроне машине остале прикључене на мрежу, у празном ходу, чак и у случајевима када се не одвијају процеси складиштења или регенерације енергије. У противном, време њихове реакције је значајно дуже.

У наведеном смислу, најбржи одзив и највећу флексибилност имају батеријска постројења за складиштење енергије, која се повезују на мрежу путем програмабилних, дигитално управљаних уређаја енергетске електронике (тј. енергетских претварача), чији се одзив на детектоване промене у мрежи може прилагодити изменама у софтверу и променама одговарајућих подесивих параметера на начин који је (имајући у виду динамику од интереса за ЕЕС) практично произвољан.

На Слици 5.8.1b приказано је време пражњења и капацитет за расположиве технологије складиштења. Имајући у виду потребу да се коришћењем постројења за складиштење балансирају варијације производње из обновљивих извора, као и да се брзим изменама снаге постројења ради интеграције безинерционих извора, планирање капацитета за складиштење у Србији треба засновати на градњи батеријских капацитета, уз наставак коришћења постојећих РХЕ на начин који не угрожава животну средину.

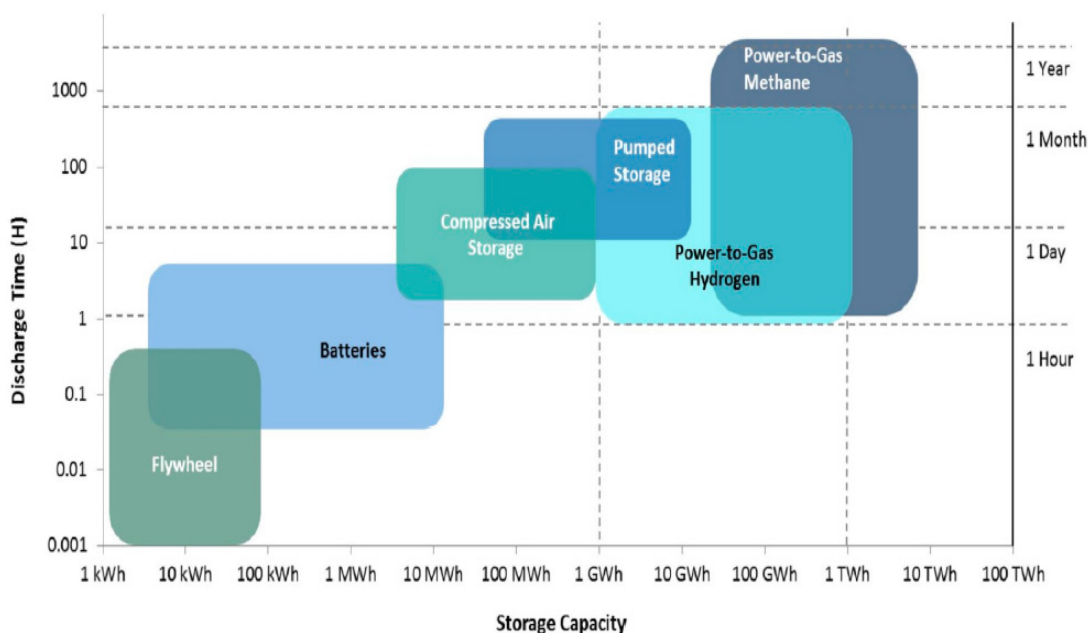
Питање технологије батерија у постројењима за складиштење

Постојеће литијум-јонске батерије су запаљиве. Ризици њиховог самозапаљења зависе од

²⁴¹ Потребно је сачинити детаљнији прорачун на бази ближих података о укупним губицима, о ефектима испаравања, као и о позитивним ефектима похрањених водених маса на производњу хидроелектрана које постоје у доњем току.

²⁴² Enhanced Frequency Response; National Grid: London, UK, 2016.

стања и увећавају се приликом потреса или транспорта. И поред мера за смањење ризика²⁴³, забележени су бројни инциденти и несреће²⁴⁴. Батерије на бази литијума представљају пожарну опасност и опасност по животну средину, поготову у случајевима где се на истом месту налази велика количина батерија, што је случај у електроенергетици. Поред литијума, градња литијумских батерија захтева коришћење других материјала чије су залихе у опадању а цена у порасту. У току је развој јевтинијих и сигурнијих натријум јонских²⁴⁵ батерија које имају потенцијал да постану трајније и поузданије решење за складиштење енергије у ЕЕС. Дилеме о избору батеријске технологије и могућност грешке би били мање изражени уколико би динамика транзиције предвидела техничко унапређење постојећих капацитета ради продужетка њиховог рада уз коришћење расположивих домаћих ресурса, док би се коначан избор нових технологија и заменских извора обавио након консолидације одговарајућих решења.



Слика 5.8.1b. Време прањњења и капацитет за расположиве технологије складиштења²⁴⁶

5.8.2. Инвестициони трошкови батеријских капацитета за складиштење

На основу анализе 19 кредибилних студија и публикација, стручњаци Националне лабораторије за обновљиву енергију америчког *Department of energy* сачинили су пројекцију²⁴⁷ промене цене батеријских капацитета за складиштење у периоду до 2050. године. Подаци исказани у релативном износу у односу на референтну 2019. годину дати су на слици 5.8.2a, док су подаци исказани у \$ US (ослањајући се на вредност \$ US током 2019.) дати на слици 5.8.2b. Приказани трошкови се односе на инвестицију, једнократне трошкове набавке, уградње и пуштања у рад

²⁴³ <https://www.fire.tc.faa.gov/pdf/TC-TT16-55.pdf>

²⁴⁴ https://www.faa.gov/hazmat/resources/lithium_batteries/media/Battery_incident_chart.pdf

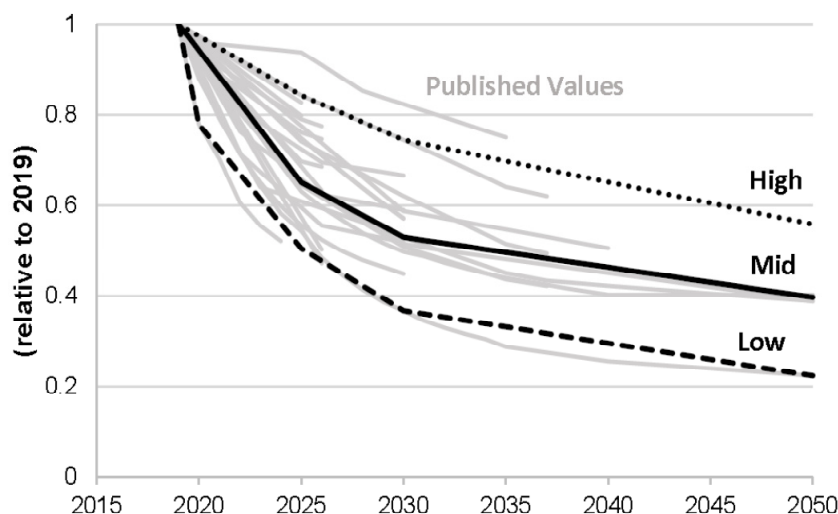
²⁴⁵ <https://www.faradion.co.uk/technology-benefits/superior-safety/>

²⁴⁶ Power to Gas: The Case for Hydrogen White Paper; California Hydrogen Business Council: Los Angeles, CA, USA, 2015

²⁴⁷ Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update, Wesley Cole and A. Will Frazier, National Renewable Energy Laboratory, <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75385.pdf>

батеријског постројења за складиштење. Криве приказане пуном линијом односе се на сценарио за који постоји највећа вероватноћа. Према том сценарију,

- инвестиција у батеријска постројења за складиштење ће 2030. износити 208 \$ US/kWh
- инвестиција у батеријска постројења за складиштење ће 2050. износити 156 \$ US/kWh



Слика 5.8.2а. Пројекције смањења цене батерија за складиштење електричне енергије у периоду од 2019. до 2050, подаци су сведени на \$ US из 2019. године.

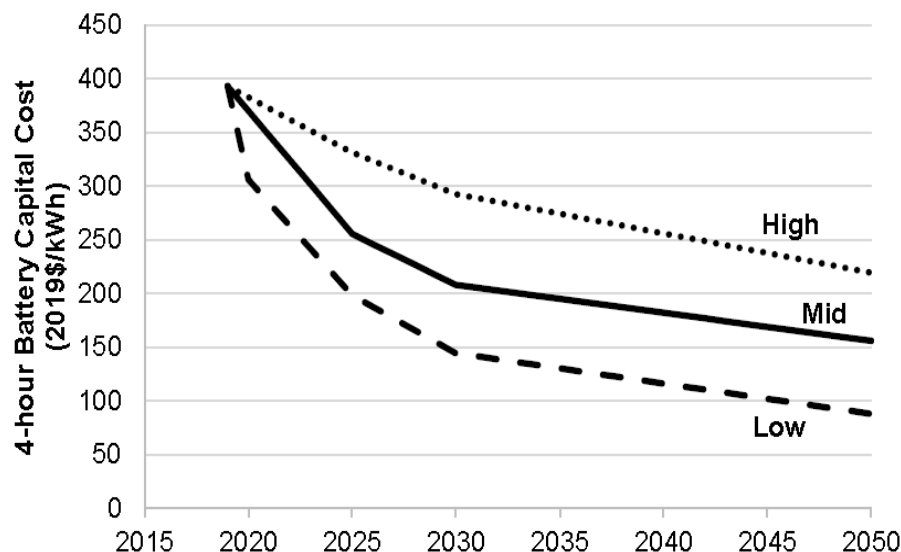
Будући да укупна инвестиција не зависи само од износа енергије који се може складиштити, већ и од вршне (инсталисане) снаге са којом се може обавити пуњење и пражњење, потребно је истражити и утицај вршне снаге на цену постројења. Претварање наизменичних струја мреже у једносмерне струје батерије постиже се коришћењем енергетских претвараача, уређаја енергетске електронике који енергију наизменичних струја и напона претварају у енергију једносмерних струја и напона. Цена одговарајућих претвараача зависи од вршних струја и напона уграђених полупроводничких прекидача који представљају кључни део поменутих уређаја.

Уколико се увећа снага енергетског претвараача батеријског постројења уз задржавање истих капацитета за складиштење (иста количина батерија), време у коме се батерије пуне и празне ће бити скраћено. У исто време, укупна цена ће бити увећана због уградње полупроводничких прекидача снаге за веће радне струје. Промена цене је илустрована на левом делу Сlike 5.8.2с, где се види да су вредности постројења са већом снагом и краћим временом пуњења и пражњења увећане.

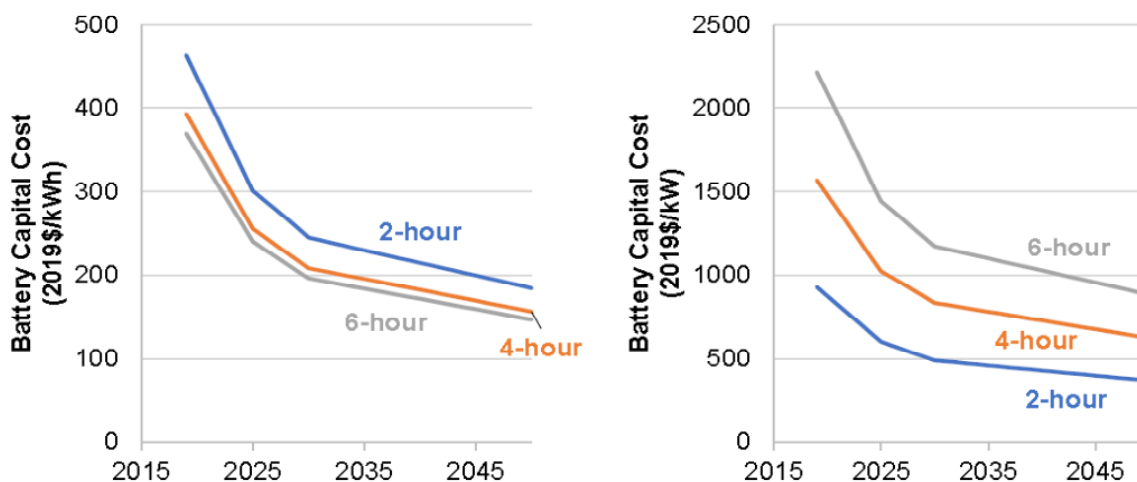
Због природе потреба за дневним и сезонским складиштењем и карактеристичних износа снаге и енергије, укупна снага батеријских постројења у систему је углавном повезана са потребама за дневним складиштењем, док је укупан капацитет (тј. енергија) повезан са потребама на дужи рок, тј. са седмичним и сезонским складиштењем.

Уколико се у постројењу задате и непроменљиве снаге (тј. у постројењу где се снага претвараача неће мењати) увећа капацитет за складиштење додавањем батерија, време пуњења и пражњења расте пропорционално додатом капацитету. У исто време, укупна цена сведена на

снагу постројења у kW расте у функцији додате количине батерија. Наведени утицај је илустрован на десном делу Сlike 5.8.2с.



Слика 5.8.2б. Пројекције²⁴⁸ смањења цене батерија за складиштење електричне енергије у периоду од 2019. до 2050, подаци су дати за укупну инвестицију у батеријско постројење, сведено на вредност \$ US забележен 2019. године.



Слика 5.8.2с.

Лево: утицај увећања вршне снаге енергетског претварача на повећање специфичне цене постројења по kWh.

Десно: утицај увећања складиштајних капацитета (количине батерија) на специфичну цену постројења по kW.

²⁴⁸ Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update, Wesley Cole and A. Will Frazier, National Renewable Energy Laboratory, <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75385.pdf>

На слици 5.8.2c²⁴⁹ дати су случајеви где се количник W/P капацитета за складиштење W и снаге P претварачког степена (уређаја енергетске електронике) варира у опсегу од 2 до 6 часова. Применом регресије, расположиви подаци се могу искористити да се цена C [\$ US] батеријског постројења произвољне снаге P [kW] и произвољних капацитета за складиштење W [kWh] изрази једначином

$$C [\text{USD}] = c_w \left[\frac{\text{USD}}{\text{kWh}} \right] \cdot W [\text{kWh}] + c_p \left[\frac{\text{USD}}{\text{kW}} \right] \cdot P [\text{kW}]^{250} \quad (5.8.2a)$$

где су вредности коефицијената c_w и c_p одређене изразом

$$\begin{aligned} 2030: \quad c_w &= 169 \left[\frac{\text{USD}}{\text{kWh}} \right], & c_p &= 154 \left[\frac{\text{USD}}{\text{kW}} \right] \\ 2050: \quad c_w &= 129 \left[\frac{\text{USD}}{\text{kWh}} \right], & c_p &= 114 \left[\frac{\text{USD}}{\text{kW}} \right] \end{aligned} \quad (5.8.2b)$$

По истеку животног века батеријског постројења за складиштење потребно је изградити ново. По обављеној консолидацији тржишта и уз разрађене механизме декомисије испуњених компоненти и рециклирање материјала, нестаће и потреба да се инвестиција израчуната према горњим изразима понови у истом износу. Треба очекивати да корист од поновног коришћења појединих елемената испуњеног постројења надмаши трошкове одлагања испуњених батерија, што би омогућило да се, по истеку животног века батеријског постројења, значајно смање трошкови обнављања постројења. За потребе процена у оквиру овог документа, увешће се паушална претпоставка да ће само прва инвестиција у батеријско постројење носити трошкове дате у једначини (5.8.2a), док ће, по истеку животног века постројења, његово обнављање изискивати свега 80% иницијалних трошкова.

5.8.3. Оперативни трошкови, одржавање и LCOS

Према студији *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage* Националне лабораторије за обновљиву енергију при DOE, оперативни трошкови и трошкови одржавања (OTTO) подељени су на варијабилне и фиксне. Ови трошкови суштински зависе од броја циклуса у јединици времена, и расту уколико постоји одређење да се предузму мере очувања капацитета складишта и санирања последица деградације батерија током животног века. Поменути студија полази од претпоставке да ће батеријско постројење имати један циклус дневно. Према проценама DNV GL (2017), за оперативне трошкове и трошкове одржавања усмерене ка очувању капацитета и санирању ефеката деградације потребно је издвојити

$$OTTO \left[\frac{\$ \text{US}}{\text{god}} \right] = 7.5 \left[\frac{\$ \text{US}}{\text{kWh} \cdot \text{god}} \right] \cdot W [\text{kWh}] + 6 \left[\frac{\$ \text{US}}{\text{kW} \cdot \text{god}} \right] \cdot P [\text{kW}] \quad (5.8.3a)$$

²⁴⁹ Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update, Wesley Cole and A. Will Frazier, National Renewable Energy Laboratory, <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75385.pdf>

²⁵⁰ 1 \$ US = 0,84 €

Уколико би број циклуса био значајније увећан, наведена средства не би била довољна да се батерија одржи на иницијалном капацитету.

Од интереса је проценити и LCOS (Levelized cost of storage), односно укупне инвестиционе, оперативне и трошкове одржавања сведене на 1 kWh регенерисане електричне енергије. Процена се ослања на низ претпоставки, тако да добијени резултат треба разумети као индикацију. Ослањајући се на израз (5.8.2a) и процене трошкова за 2030. годину (5.8.2b), и уводећи слободну претпоставку да је снага постројења таква да се пун капацитет може предати мрежи за 4 сата, одговарајућа инвестиција износи 206 \$ US/kWh. Према једначини (5.8.3a), оперативни трошкови и трошкови одржавања износе 9 \$ US/god. Усвајајући претпоставку о 15-годишњем животном веку постројења, укупни трошкови сведени на јединицу складиштене енергије износе 341 \$ US/kWh. Уколико би се сваког дана обавио по један циклус пуњења и пражњења, укупна енергија предата мрежи током 15-годишњег животног века била би 5,475 MWh/kWh, дакле, за сваки инсталирани kWh постројења за складиштење, мрежи би се предало укупно 5,475 MWh. Другим речима, током животног века обавило би се укупно 5475 циклуса (сценарио 1).

Наведени број циклуса може увећати трошкове одржавања у циљу очувања капацитета (5.8.3a). Према до сада расположивим подацима, једино литијум-гвожђе-фосфатне батерије могу достићи 6000 циклуса. Међу литијум-јонским батеријама²⁵¹ које одговарају применама складиштења у ЕЕС²⁵², већ данас постоје решења задовољавајућих карактеристика која могу достићи²⁵³ 3000 циклуса, и које могу имати животног век до 10 година²⁵⁴. Уз 10-годишњи животног век и укупни број циклуса једнак 3000, укупни трошкови сведени на јединицу складиштене енергије износе 296 \$ US/kWh, док би укупна енергија предата мрежи током 10-годишњег животног века са 3000 циклуса била 3 MWh/kWh (сценарио 2).

Оквирна процена LCOS током 2030. године, одређена за наведена два сценарија дата је у једначини (5.8.3b). Подаци су везани за вредност \$ US из 2020, одређен у тренутку када је 1 \$ US вредео 0,84 €.

$$\begin{aligned} \text{сценарио 1, } T_{life} = 15 \text{ год, } 1 \text{ cycle per day, } LCOS &= 62,2 \left[\frac{\$ \text{ US}}{\text{MWh}} \right] \\ \text{сценарио 2, } T_{life} = 10 \text{ год, } 3000 \text{ cycles, } LCOS &= 98,6 \left[\frac{\$ \text{ US}}{\text{MWh}} \right] \end{aligned} \quad (5.8.3b)$$

Оквирна процена LCOS током 2050. године дата је у једначини (5.8.3c).

$$\begin{aligned} \text{сценарио 1, } T_{life} = 15 \text{ год, } 1 \text{ cycle per day, } LCOS &= 53,4 \left[\frac{\$ \text{ US}}{\text{MWh}} \right] \\ \text{сценарио 2, } T_{life} = 10 \text{ год, } 3000 \text{ cycles, } LCOS &= 82,5 \left[\frac{\$ \text{ US}}{\text{MWh}} \right] \end{aligned} \quad (5.8.3c)$$

²⁵¹ Crawford AJ, Huang Q, Kintner-Meyer MCW et al (2018) Lifecycle comparison of selected Li-ion battery chemistries under grid and electric vehicle duty cycle combinations. J Power Sources 380:185–193

²⁵² Purvins A, Sumner M (2013) Optimal management of stationary lithium-ion battery system in electricity distribution grids. J Power Sources 242:742–755

²⁵³ Valant C, Gaustad G, Nenadic N (2019) Characterizing large-scale, electric-vehicle lithium ion transportation batteries for secondary uses in grid applications. Batteries 5(1):8

²⁵⁴ Energy Storage—Power to the People; HSBC: London, UK, 2014.

Будући да трошкови складиштења (LCOS, Levelized Cost of Storage) морају узети у обзир и околност да током циклуса складиштења и регенерације енергије постоје губици. Цена изгубљене енергије представља део LCOS, и зато ће цена електричне енергије током 2030. и 2050. године значајно утицати на износе исказане у једначинама (5.8.3b) и (5.8.3c).

5.8.4. Процена неопходних капацитета за складиштење

Према кредибилним проценама DOE²⁵⁵, који уважавају заступљеност варијабилних извора²⁵⁶ типичну за 2016. годину, неопходна инсталисана снага капацитета за складиштење креће се око 22% укупне инсталисане снаге свих интермитентних извора (тј. соларних електрана и ветроелектрана). Примењујући наведену процену на пример Србије, и уз претпоставку да би српске термоелектране требало заменити соларним електранама²⁵⁷, долази се до закључка да би били потребни капацитети за складиштење снаге 4072 MW. Међутим, у Немачкој је наведени однос²⁵⁸ свега 8%, што би неопходну снагу српских капацитета за складиштење svelo са 4072 MW на 1481 MW.

Процена DOE се односи на просечне односе на светском нивоу. С друге стране, Немачко искуство подразумева значајно ослањање на РХЕ у Скандинавији, као и на смањење потреба за складиштењем искључењем безинерционих извора са мреже и коришћењем њихове енергије за добијање водоника (за шта у Србији нема техничког нити финансијског оправдања). Као последица, процена капацитета за складиштење који ће 2030. и 2050. бити неопходни српској електроенергетици не може се начинити преузимањем светског просека ни немачких искустава²⁵⁹.

Према потрошњи електричне енергије (28,44 TWh), Република Ирска је веома слична Србији, што олакшава поређења и ствара могућност да се искористе резултати и процене капацитета за складиштење начињени за ирску мрежу. Ипак, постоје и разлике у повезаности мреже и примени помоћних стабилизационих функција (ancillary services). При поређењу и преузимању искустава, од интереса је сагледати релевантне разлике између два система. Премда се ради о острву, снажне и флексибилне подводне HVDC интерконекије велике снаге омогућују размену енергије са Енглеском (500 MW) и Шкотском (500 MW), док се планира и веза са Француском (Келтски интерконекиор снаге 700 MW), тако да се ирски ЕЕС може сматрати добро повезаним са суседима. Постојање HVDC интерконекија са електронски управљаним енергетским претварачима доприноси флексибилности која помаже у решавању проблема управљања, балансирања и интеграције ОИ-ЕЕ. Поред тога, у Ирској се активно подстиче и наплаћује примена помоћних стабилизационих функција извора електричне енергије²⁶⁰. Укупна цена помоћних функција зависи од степена управљивости извора, остваривог одзива на команде диспечера, учешћа у регулацији напона и реактивне снаге, у примарној/секундарној/терцијарној резерви, и од одзива на промене фреквенције и промене њеног првог извода.

²⁵⁵ Doe global energy storage database, <http://www.energystorageexchange.org/projects> (accessed on 1 March 2016).

²⁵⁶ Соларних електрана и ветроелектрана

²⁵⁷ које би имале годишњу производњу од 24 TWh, што одговара производњи постојећих српских ТЕ

²⁵⁸ Energiewende in Germany: From Generation to Integration; Germany Trade and Invest: Berlin, Germany, 2014.

²⁵⁹ Предложени сценарио енергетске транзиције у Србији, дат у одељку 6.5.2. и на одговарајућој слици, предвиђа капацитете за складиштење чија је снага мања од поменутог светског просека.

²⁶⁰ http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Statement-of-Charges-2019_20-_Final.pdf

Флексибилне интерконекције и технички унапређена мрежа олакшавају интеграцију ОИ-ЕЕ и смањују неопходне капацитете за складиштење. Према постојећем стању, за интеграцију истог удела варијабилне енергије²⁶¹, у Србији би капацитети за складиштење морали бити нешто већи него у Ирској. За потребе даљих разматрања, сматраће се да ће у Србији убрзо бити спроведене мере унапређења мреже које ће допринети да се достигне поменути ниво флексибилности и примене помоћних стабилизационих функција које смањују неопходно складиштење. На основу наведених претпоставки, већ начињене ирске анализе, симулације и процене²⁶² неопходних капацитета за складиштење могу бити од користи за процене у оквиру српског ЕЕС.

Удео електричне енергије која се у ирском ЕЕС добија сагоревањем фосилних горива (природног гаса и угља) је упоредив²⁶³ са уделом електричне енергије који Србија добија сагоревањем лигнита, док су амбиције да се до 2050. године електрична енергија добија углавном из обновљивих извора упоредиве са амбициозним плановима које за српску енергетику припремају стручни и консултански тимови из ЕУ и ЕЗ.

Ирска предвиђања за удео електричне енергије из обновљивих извора од 40%

Према опсежној и савесно спроведеној студији²⁶⁴, увећање удела електричне енергије добијене из обновљивих извора (укључујући углавном ветар, хидроелектране и електране на биомасу) на 40% захтева капацитете за складиштење укупне енергије од 70 GWh и укупне снаге од 1,8 GW (податак се односи на снагу у режиму складиштења/пуњења батерија, док је снага у режиму регенерације/пражњења нешто мања). Ради одређивања капацитета за складиштење, потребно је одредити удео варијабилних извора чијом се снагом не може управљати (*non-dispatchable sources*). У случају Ирске, ради се пре свега о ветрогенераторима. У наведеном уделу обновљивих извора од 40%, на ветрогенераторе се односи 33,24%.

Ирска предвиђања за удео електричне енергије из обновљивих извора од 80%

Према истој студији²⁶⁵, увећање удела електричне енергије добијене из обновљивих извора на 80% (укључујући углавном ветар, хидроелектране и електране на биомасу) захтева капацитете за складиштење укупне енергије од 2,77 TWh и укупне снаге од 6,8 GW (и овде се податак односи на снагу у режиму складиштења/пуњења батерија, док је снага у режиму регенерације/пражњења нешто мања). Уз претпоставку да ће производња енергије из хидроелектрана и свих других извора који користе обновљиву енергију остати неизмењена, те да ће се пораст удела обновљиве енергије остварити искључиво на рачун увећања капацитета ветроелектрана, удео енергије из варијабилних, неуправљивих извора требало би да достигне 73,23%.

Подаци из наведене ирске студије су базирани на подацима и проценама прикупљеним из већег броја кредибилних извора, док је метод одабран за процену капацитета за складиштење у свему у складу са савременим достигнућима у струци. Размотрене су статистичке особине варијабилних извора и промена у потрошњи, учесталост и обим утицаја непредвиђених стања,

²⁶¹ Енергије из соларних и ветроелектрана

²⁶² https://www.store-project.eu/documents/target-country-results/en_GB/energy-storage-needs-in-ireland

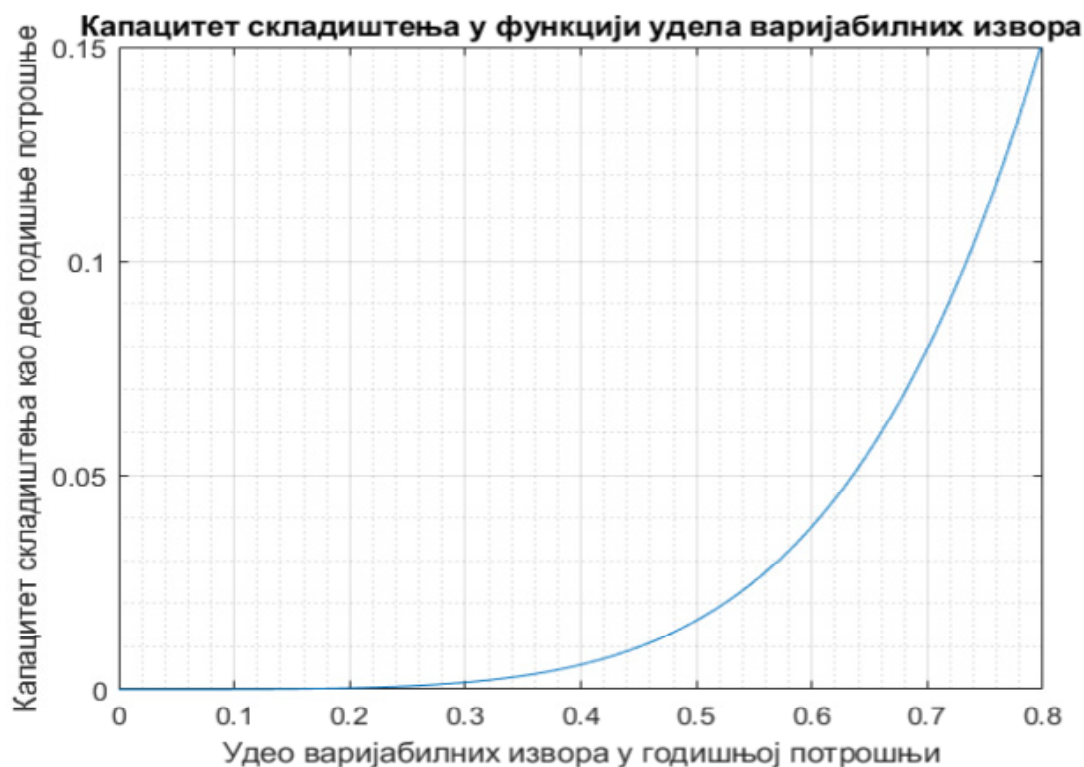
²⁶³ из природног гаса добија се око 52% електричне енергије, док је удео угља значајно мањи

²⁶⁴ https://www.store-project.eu/documents/target-country-results/en_GB/energy-storage-needs-in-ireland

²⁶⁵ https://www.store-project.eu/documents/target-country-results/en_GB/energy-storage-needs-in-ireland

размотрен је и проблем одбачене енергије, губитка напајања као и утицаја интерконекција. Коначни исходи су добијени на основу серије веродостојних симулација. У погледу предвиђања и планирања постројења за складиштење у Републици Ирској, дате пројекције се могу сматрати кредибилним за удео варијабилне енергије из безинерционих извора (у пракси, ирских ветрогенератора) до износа од 73,23%, и могу се користити у узради планова и стратегија. Ипак, опрез налаже да се, за потребе прорачуна у Србији, ирске процене третирају као оквирне. Наиме, недовољна примена помоћних стабилишућих функција (ancillary functions) у Србији може учинити да процена неопходног складишта на бази ирског искуства буде недовољна за српски ЕЕС. Да би се добиле поуздане процене веће тачности, требало би поновити поступак спроведен у оквиру поменуте студије, користећи стање српске мреже, интерконекције, податке и одабране токове транзиције српске електропривреде као улазне податке.

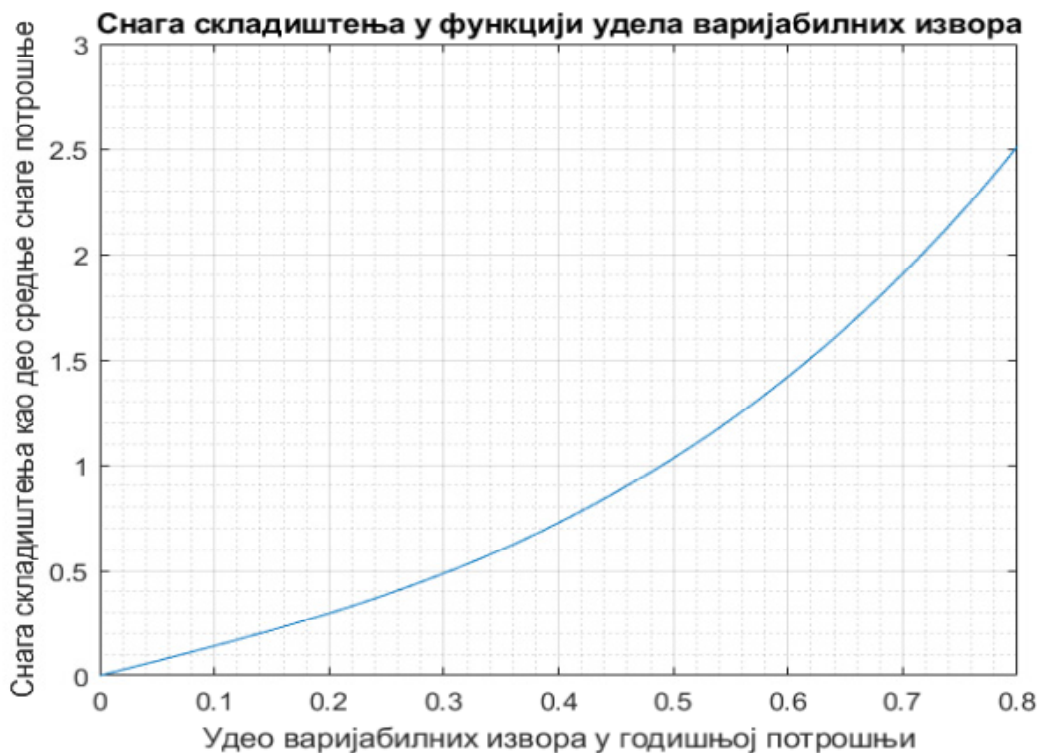
Применом регресије на сет података дат у оквиру ирске студије²⁶⁶, одређени су неопходни капацитети за складиштење и њихова снага у функцији удела који енергија из варијабилних извора има у годишњој потрошњи електричне енергије. Резултати су приказани на сликама 5.8.4а и 5.8.4б.



Слика 5.8.4а: Капацитети за складиштење (енергија) неопходни да би се удео варијабилних извора²⁶⁷ у годишњој потрошњи довео на ниво исказан на апсциси. Подаци на ординати представљају количник енергије коју могу преузети капацитети за складиштење и укупне годишње потрошње електричне енергије у систему.

²⁶⁶ https://www.store-project.eu/documents/target-country-results/en_GB/energy-storage-needs-in-ireland

²⁶⁷ У Србији, ради се о уделу енергије из соларних електрана и ветроелектрана



Слика 5.8.4b: Снага постројења за складиштење која треба уградити да би се удео варијабилних извора у годишњој потрошњи довео на ниво исказан на апсциси. Подаци на ординати представљају количник инсталисане снаге складишта и средње годишње потрошње електричне енергије у систему.

5.8.5. Критички осврт на процену неопходних капацитета за складиштење

Претходно спроведена разматрања указују да интеграција ОИЕ са уделом већим од 35%-45% ствара потребу за складиштем које је финансијски неприхватљиво, и чија градња, рад, одржавање и декомисија угрожавају безбедност и животну средину. Имајући у виду да још увек не постоје одговарајуће инвестиције, и да трошкови градње складишта још увек не представљају видљиву ставку у билансима, потребно је верификовати разматрања аналитичким консидарацијама и поређењем са (малобројним) примерима из праксе.

Подаци приказани на слици 5.8.4а дају промене капацитета за складиштење у функцији удела варијабилних извора, и приказују да су потребни капацитети врло мали за удео до 20%, док њихов убрзани, убрзан раст почиње од удела који премашује 30-40%. Раст се наставља до изузетно великих вредности складишта, и близак је функцији $f(x) = x^n$ уз $n > 1$. За удео варијабилне енергије од 80%, неопходна складишта морају имати капацитет еквивалентан 15% укупне годишње потрошње електричне енергије. Ближи увид у наведене релације може се добити анализом утицаја који удео варијабилних извора има на однос снаге базних и варијабилних извора. У случају где је удео варијабилних извора једнак u_{vi} (у Србији је тренутно $u_{vi} \approx 0,036$), удео енергије из базних извора²⁶⁸ (у релативном износу) једнак је $1 - u_{vi}$. Потребну

²⁶⁸ за потребе ове дискусије, базним се сматрају управљиви (*dispatchable*) извори који доприносе кинетичкој енергији-инерцији

снагу базних и варијабилних извора могуће је одредити на основу њиховог фактора коришћења током године. Уз претпоставку соларне електране и електране на ветар имају исту годишњу производњу, могуће је усвојити просечан фактор коришћења варијабилних извора од $(14.8\% + 21\%)/2 \approx 17,9\%$. На бази наведених претпоставки спроведена је анализа и сачињен приказ укупне снаге базних и варијабилних извора, као и њихов однос. Резултати су приказани на Слици 5.8.5.b, где је на апсциси дат удео електричне енергије из варијабилних извора који варира од 10% до 50%.

Спроведена анализа (слика 5.8.5.b) показује да је за удео ОИЕ већи од 28% снага базних извора двоструко мања од снаге варијабилних извора, док је за удео ОИЕ од 50% снага базних извора пет пута мања од снаге варијабилних извора. Посматрајући дневне промене производње и потрошње у систему са уделом ОИЕ од 28%, и претпостављајући да варијабилни извори раде пуном снагом 8 часова дневно док се снага потрошње не мења, једноставан прорачун показује да вршна снага складиштења мора достићи 56% снаге потрошача. Добијени резултат је за око 20% већи од предвиђања датих на слици 5.8.5.b, што потврђује утемељеност претходно спроведених прорачуна потребне снаге складишта (слика 5.8.4б).

Процена потребног капацитета (енергије) складишта (слика 5.8.4а) зависи од недељних и сезонских варијација које се могу разликовати од земље до земље. Уколико би се прикупили и обрадили подаци за Србију по алгоритму назначеном у предметној студији²⁶⁹, добијени подаци би делимично одступали од приказаних. Међутим, постоје индиције да ће природа промене неопходних капацитета у функцији удела варијабилних извора у основи остати иста. Такве индиције су наведене наредним пасусима.

Трендови на које указује спроведена анализа су у складу са резултатима истраживања које су спровели квалификовани стручњаци²⁷⁰. У раду *System LCOE: What are the costs of variable renewables*, аутори дају процену раста системске LCOE цене електричне енергије услед трошкова интеграције варијабилне енергије²⁷¹. При уделу варијабилне енергије од 40%, рад предвиђа (Слика 6) да системска цена LCOE буде преко два пута већа од LCOE која уважава само трошкове производње. Уз сагледавање утицаја цене инвестиција на LCOE и уважавање промене цена до 2050, наведени исход је у складу са резултатима приказаним на слици 5.8.4а, и великој мери потврђује цене транзиције у електроенергетици добијене у одељку 6 за разматране варијанте и сценарије.

Спроведена анализа сугерише да раст удела ОИЕ преко 35%-45% ствара потребу за градњом значајних капацитета за складиштење који су скопчани за врло великим трошковима. Међутим, увид у реализоване инвестиције у пољу електроенергетике код већине европских земаља не указује на постојање одговарајућих улагања. У исто време, нема индиција да трошкови градње складиштења значајније утичу на цену електричне енергије. Резултати на слици 5.8.4а показују да капацитет неопходних складишта премашује једнодневну потрошњу када се удео енергије из ОИЕ приближи 35%-40%. Од интереса је сагледати удео ОИЕ и планирана складишта у земљама ЕУ са изразито великим уделом енергије из соларних електрана и ветроелектрана какве су Немачка, Шпанија и Ирска.

у систему, углавном се ради о изворима који поседују синхрони генератор који је на мрежу прикључен директно, без било каквог претварачког степена (осим блок трансформатора). Мисли се првенствено на термо-, хидро- и нуклеарне електране.

²⁶⁹ https://www.store-project.eu/documents/target-country-results/en_GB/energy-storage-needs-in-ireland

²⁷⁰ Falko Ueckerdt, Lion Hirth, Gunnar Luderer, Ottmar Edenhofer, „System LCOE: What are the costs of variable renewables?“ Potsdam-Institute for Climate Impact Research, Vattenfall GmbH

²⁷¹ У Србији, ради се о енергији из соларних електрана и ветроелектрана

Производња електричне енергије из немачких соларних и ветроелектрана²⁷² блиска је 173 TWh, што је око 30% потрошње која износи 569 TWh. Укупна снага мрежних батеријских капацитета за складиштења је 2017. године утростручена, а 2018. године удвостручена у односу на претходну годину, али је раст током 2019. успорен. Број немачких домаћинстава која поседују батеријске капацитете за складиштење²⁷³ порастао је на 300 000, док је укупни годишњи обрт компанија које граде и испоручују складишта достигао 7.6 млрд. €. Немачке потребе за складиштењем су нешто мање због снажних веза са француским нуклеарним електранама, пољским термоелектранама и реверзибилним хидроелектранама у Скандинавији. Шпанија и Ирска имају слабију повезаност и веће потребе за складиштењем.

Према подацима Red Eléctrica de España, удео енергије шпанских соларних и ветроелектрана је током 2020. године достигао 27,8%. Складиштење које је тренутно доступно у Шпанији углавном се ослања на пумпно-акумулациона постројења и на складиштење унутар соларних електрана са концентратором. Постојећа складишта имају инсталисану снагу од 8,3 GW. Досадашње инсталације батеријских складишта биле су повезане са соларним електранама, са релативно малом снагом (до 3 MW), какве је градила компаније Иберола. Почетком 2021. године, шпанска влада је одобрила стратегију складиштења енергије, са циљем се до 2030. године изградити складишта снаге 20 GW (око 67% средње снаге потрошње), да се до 2050. достигне 30 GW, да се увећа дистрибуирано складиштење (у домаћинствима) до 400 MW, и да се искористе све могућности ангажовања батерија у електричним возилима (V2G - *Vehicle to Grid*).

Подаци и процене које даје US Energy Information Administration²⁷⁴ незнатно одступају од предвиђања сажетих на слици 5.8.4б. Према пројекцијама неопходних капацитета за складиштење у САД, предвиђа се градња 190 GW у батеријским и 20 GW у пумпно-акумулационим постројењима (слика 5.8.5.а). Истовремено, предвиђа се да ће удео производње електричне енергије из обновљивих извора у потрошњи достићи 42%, од чега 31% производње из соларних електрана и ветроелектрана као безинерционих, варијабилних извора, и 11% из хидроелектрана и других извора. У коначном исходу, за удео варијабилних извора у укупној потрошњи САД од 31%, предвиђена снага складишта износи око 48% утврђене средње снаге потрошње, док предвиђања сажета на слици 5.8.4б сугеришу износ од 52%. Међутим, уколико би се потрошња електричне енергије у САД удвостручила до 2050. године, тада би снага наведених складишта износила свега 24% средње снаге потрошње. И поред наведених разлика, пројекције дате на сликама 5.8.4а и 5.8.4б могу послужити као употребљива оријентација у погледу снаге и капацитета складишта.

Удео ирских соларних електрана и ветроелектрана у потрошњи електричне енергије достигао је 32%. У току је градња већег броја батеријских постројења за складиштење са циљем да се достигне удео енергије из ветрогенератора који премашује 70%²⁷⁵, уз укупну снагу складишта од 6,8 GW и капацитет од 2,77 TWh.

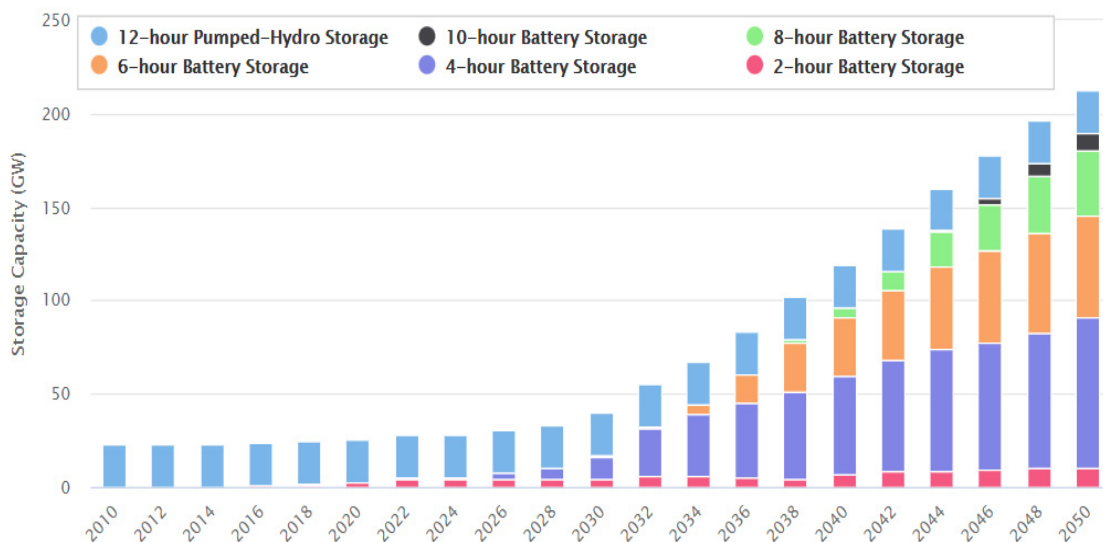
Стање са постојећим и планираним постројењима за складиштење у Немачкој, Шпанији и Ирској је у складу са предвиђањима која приказују дијаграми на сликама 5.8.4а и 5.8.4б.

²⁷² https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/News/0120_e_ISE_News_Electricity%20Generation_2019.pdf

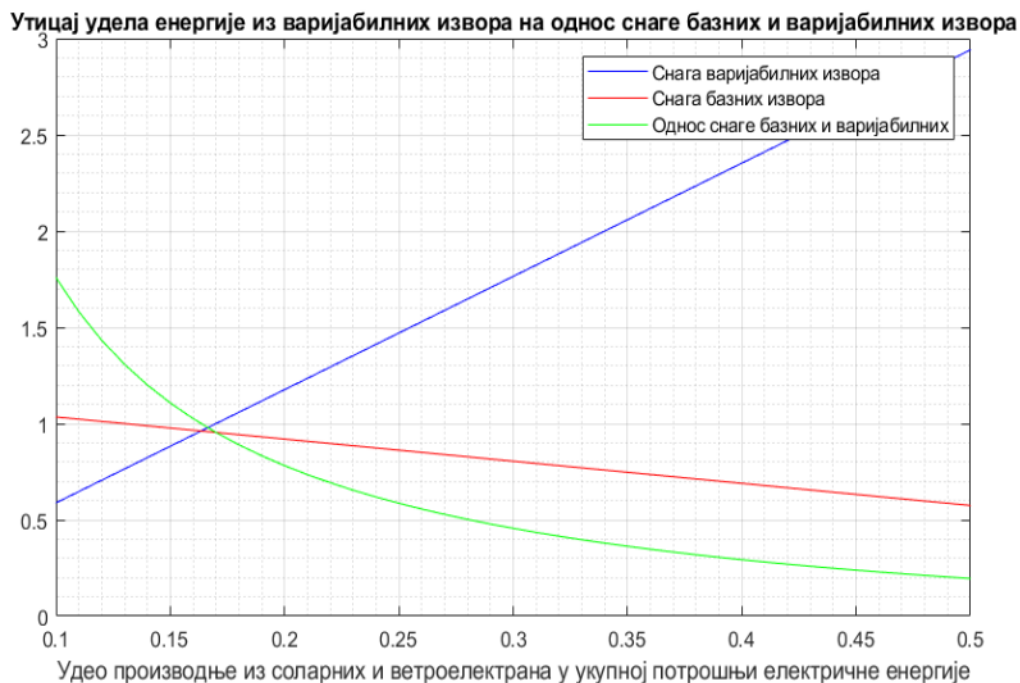
²⁷³ <https://www.energy-storage.news/more-than-300000-battery-storage-systems-installed-in-german-households/>

²⁷⁴ <https://www.eia.gov/>

²⁷⁵ https://www.store-project.eu/documents/target-country-results/en_GB/energy-storage-needs-in-ireland



Слика 5.8.5.a: Промена структуре капацитета за складиштење у САД, према подацима и проценама које даје US Energy Information Administration²⁷⁶. Током 2019. године, средња годишња снага потрошње електричне енергије износила је 456 GW. Уз удео варијабилних извора од 31%, предвиђена снага складишта достиже 48% средње снаге потрошње током 2020. године.



Слика 5.8.5.b: Утицај удела електричне енергије из варијабилних извора на однос снаге базних извора и снаге варијабилних извора.

²⁷⁶ <https://www.nrel.gov/news/program/2021/grid-scale-storage-us-storage-capacity-could-grow-five-fold-by-2050.html>

Резултати приказани на сликама 5.8.4 и 5.8.5.b. могу бити од користи за планирање удела варијабилне енергије у Србији. У случају где удео енергије из варијабилних извора не прелази 17% (слика 5.8.5.b), снага базних извора је већа или једнака снази варијабилних/безинерционих соларних електрана и ветроелектрана. У таквом стању, динамичка својства преосталих великих синхроних генератора испољавају се у довољној мери да обезбеде исправан рад заштитних и стабилизационих функција, и да осигурају задовољавајућу регулацију напона, реактивних снага, фреквенције и снаге. Системска инерција је и даље довољна да ублажи брзину промена фреквенције у првим тренуцима после поремећаја, док је промена снаге генератора у функцији фреквенције и њеног првог извода довољна да ограничи одступања угла у критичним чворовима, што се благотворно одражава на стабилност, робусност и живавост система. У погледу остваривања равнотеже између производње и потрошње, мали удео варијабилне енергије (< 17%) ствара релативно мале проблеме који се могу решити утицајем на потрошњу и на управљиве изворе (ТЕ на гас), док се потребе за дугорочним складиштењем у циљу оптималног коришћења ЕЕС могу задовољити ослањањем на РХЕ. Из наведених разлога, потребни капацитети складишта остају релативно мали (Слика 5.8.4a). Разматрања спроведена у одељку 6.2. указују да, у оквиру електроенергетског система Србије и без градње батеријских складишта, постоји могућност интеграције ОИЕ чија би годишња производња достигла 4 TWh.

У случају где би удео енергије из варијабилних извора достигао 50% (слика 5.8.5.b), укупна инсталисана снага варијабилних и безинерционих соларних електрана и ветроелектрана била би преко 5 пута већа од снаге базних извора. Укупна инерција у систему би била значајно смањена, што би довело до неприхватљиво великих брзина промене фреквенције до којих долази приликом поремећаја. Да би се предупредиле негативне последице и ублажила брзина промене фреквенције, неопходно је искористити све електронски контролисане²⁷⁷ изворе, потрошаче и сва електронски контролисана постројења за складиштење да у врло кратком времену (< 1 s) реагују и промене своју снагу на начин који емулира („дочарава“) промене снаге услед присуства инерције традиционалних синхроних генератора. Потреба за очувањем других управљачких и заштитних функција мреже ствара потребу да раст удела варијабилних извора²⁷⁸ буде праћен значајним растом капацитета у постројењима за складиштење са електронским управљањем, каква су батеријска постројења²⁷⁹. Уз удео енергије из ОИЕ од 50% и уз снагу варијабилних извора која је пет пута већа од снаге базних извора, неопходни капацитети за складиштење постају веома значајни (слика 5.8.5.b).

У случају где удео енергије из варијабилних извора премаши 50-60%, на значајан раст неопходних капацитета за складиштење (5.8.4a) (који је праћен споријим растом њихове инсталисане снаге - Слика 5.8.4b), утицај имају и сезонске промене. У таквим случајевима (а пример је анализа удела варијабилних извора и батеријских капацитета за складиштење за сценарио „Варијанта 1“ у одељку 6.4.2), део неопходних капацитета за складиштење на дужи рок могао би се заменити складиштењем у РХЕ. Из наведених разлога, и даље би постојала потреба да снага батеријских капацитета буде одређена у складу са кривуљом на слици 5.8.4b, док би се један део капацитета приказаног на слици 5.8.4a (на пример, до 20% за наведену „Варијанту 1“), могао заменити складиштењем енергије у РХЕ.

²⁷⁷ под електронски контролисаним постројењима и уређајима прикљученим на мрежу подразумевају се она које на мрежу повезује мрежни инвертор, уређај енергетске електронике чије се струје, снаге и напони могу управљати на начин за ред величине бржи од релевантних прелазних процеса у мрежи.

²⁷⁸ Ради се преваходно о соларним електранама и ветроелектранама, чијом се снагом не може управљати, које не поседују релевантне обртне масе, и које не доприносе укупној инерцији система.

²⁷⁹ M. Zerati, M.E. Hamedani Golshan, J.M. Guerero, “Distributed control of battery energy storage system for voltage regulation in distribution networks with high PV penetration”, IEEE Trans. on Smart grids, vol. 9, no. 4, pp 3582-3593, 2016.

5.8.6. Укупни трошкови градње, рада и декомисије батеријских постројења

Анализе приказане у одељцима 5.8.1-5.8.5 указују да би значајан пораст удела ОИЕ морао бити праћен изузетно великим растом неопходних капацитета за складиштење. У одељцима 5.8.2. и 5.8.3. размотрени су трошкови градње и оперативни трошкови батеријских постројења. Питање животног века батерија и броја циклуса пуњења и пражњења још увек није довољно истражено, као ни трошкови замене појединих ћелија ради очувања капацитета постројења. Питање рециклирања искоришћених батерија није у потпуности решено, тако да свака процена трошкова декомисије постројења и депоновања штетних материја може бити само оквирна индикација. Ограничавајући се искључиво на трошкове инвестиција, одржавања и LCOS (одељци 5.8.2 и 5.8.2) могуће је закључити да увећање удела енергије из соларних и ветроелектрана преко 35-45% изискује веома велике инвестиције у градњу складишта. Наведени раст удела ОИЕ изискивао би трошкове интеграције који вишеструко премашују трошкове градње самих електрана на обновљиве изворе. У датим условима, трошкови градње и одржавања батеријских складишта морали би опати за ред величине у односу на пројекције из одељка 5.8.2, да би производња електричне енергије из ОИЕ опремљених одговарајућим складиштем била упоредива са ценом енергије из нуклеарних електрана. Не постоје индикације да би се такав сценарио могао остварити.

5.8.7. Животни век, степен корисног дејства и трошкови поновне градње

Подаци из студије *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage*²⁸⁰ Националне лабораторије за обновљиву енергију DOE омогућују да се процени средњи животни век батеријских постројења, и да се одреди њихова кружна ефикасност (тј. однос између енергије регенерисане у мрежу током пражњења батерија и енергије преузете из мреже током пуњења батерије).

На основу анализе података прикупљених из десетак квалификованих извора (IRENA, DNV GL, Layard, Avista, PNNL и други), расположиве батеријске технологије дају кружну ефикасност од 85%. Током процеса пуњења и пражњења, око 15% енергије се изгуби у батеријама и енергетским претварачима. Наведени губици су двоструко мањи од губитака у РХЕ, где губици током једног циклуса складиштења (пумпања) и регенерације (генераторског рада) износе око 30%. Цена изгубљене енергије би требало да буде део LCOS, и зато треба узети у обзир да ће претходно дате процене LCOS доживети промене услед одступања цене електричне енергије током 2030. и 2050. године.

У погледу животног века, подаци из наведене студије указују да ће унапређење управљања и одржавања уз развој нових батеријских технологија (прелазак на натријум-јонске батерије) омогућити да се животни век батеријских постројења увећа са 10 на 15 година.

По истеку животног века, потребно је изградити ново постројење. Имајући у виду да грађевински радови у електроенергетици узимају око 20% средстава, и сагледавајући чињеницу да ће ново батеријско постројење бити грађено на истој локацији и у истом објекту, разумно је претпоставити да ће трошак обнављања постројења бити сведен на 80% вредности иницијалне инвестиције.

²⁸⁰ Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update, Wesley Cole and A. Will Frazier, National Renewable Energy Laboratory, <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75385.pdf>

5.8.8. Утицај постројења за складиштење на животну средину.

Увећање потрошње електричне енергије и престанак експлоатације фосилних горива за енергетске потребе ствара дефицит који се може надокнадити градњом заменских базних извора, какве су нуклеарне електране, као и градњом соларних електрана и ветроелектрана, чија интеграција захтева градњу капацитета за складиштење. Поред осталог, планирање удела НЕ и ОИЕ треба да буде уважи утицај нуклеарних електрана и постројења за складиште на животну средину.

Постројења за складиштење имају негативан утицај на животну средину чији обим и природа зависе од примењене технологије. Примена постројења са компримованим ваздухом (CAES) повезана је са проналажењем геолошки прихватљивих локација и непропусних резервоара који могу складиштити ваздух под притиском до 70 bar уз што мање цурење, што доноси ризике за подземне воде као и друге ризике скопчане са варијацијом притиска у подземним нишама. У фази експанзије постоји потреба за сагоревањем фосилних горива ради неопходног загревања.

Коришћење реверзибилних хидроелектрана (PXE) скопчано је са штетним утицајем варијација нивоа воде у горњем језеру на приобално земљиште и подземне воде. Приликом рада планиране PXE Бистрица, у постојећа горња језера са водом највише класе квалитета (пастрмске акваторије), уводила би се вода знатно лошијег квалитета из реке Лим, што би угрозило биодиверзитет у језерском екосистему.

Коришћење замајца (*flywheel*) за складиштење је тешко реализовати за енергије веће од 100 kWh, што је износ од малог значаја за електроенергетику.

Електрична енергија се може користити за добијање водоника, као и за добијање метана. Ефикасност²⁸¹ у добијању водоника је 54-72%, док је ефикасност у добијању метана до 49-64%, тако да постоји интерес да се овако добијени гасови користе као гориво, али не и разлози да се гасови складиште ради трансформације у електричну енергију. Уколико се добијени гасови складиште и користе за добијање електричне енергије у оквиру система за складиштење, кружна ефикасност (електрична енергија - гас - електрична енергија) је од 34% до 44% за водоник, а за метан од 34% до 38%. Уз врло ниску ефикасност, систем складиштења заснован на описаним принципима би укључивао ризике и негативан утицај на животну средину скопчан са радом одговарајућих постројења за претварање енергије и постројења за компресију и складиштење гаса.

Међу расположивим технологијама, само батеријски капацитети²⁸² (одељак 5.8) имају сва техничка својства која су потребна за очување стабилности, робусности и живавости система. Међутим, постојећи батеријски капацитети се углавном заснивају на батеријама које садрже токсичне састојке, које су лако запаљиве и које при горењу емитују изузетно штетне гасове. Поред тога, у недостатку одговарајућег рециклирања, декомисија батерија ствара проблем одлагања токсичног отпада.

Као илустрацију ризика које доноси градња складишта са било којом од наведених технологија, треба поћи од примера Ирске, где се за рад са великим уделом варијабилне енергије планира градња складишта чији је капацитет²⁸³ 2,77 TWh. Енергија похрањена у таквом

²⁸¹ Fraunhofer -Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes

²⁸² U. Datta, A. Kalam and J. Shi, "Battery energy storage system for transient frequency stability enhancement of a large-scale power system," 2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2017, pp. 1-5

²⁸³ https://www.store-project.eu/documents/target-country-results/en_GB/energy-storage-needs-in-ireland

складишту одговара енергији две термонуклеарне бомбе (око 10 PJ), или 148 атомских бомби бачених на Хирошиму, што омогућује да се наслуте ефекти које може створити ослобађање наведене енергије. У случају непредвиђених ситуација, њено неконтролисано ослобађање имало би девастирајуће ефекте по околину и животну средину.

С друге стране, прелазак на ТЕ на природни гас не решава проблеме емисије CO₂, док су нове технологије нуклеарне енергетике још увек у првим годинама практичне примене, тако да се у тврдње о значајном смањењу ризика, решавању проблема горива и значајном смањењу садржаја дугоживућих трансураних изотопа у ислуженом гориву тек треба уверити. Детаљнији осврт на нуклеарне електране нове генерације дат је у одељку 7.4.

Коначно, може се закључити да се путање ка угљеничкој и климатској неутралности разликују у погледу удела варијабилне енергије из соларних и ветроелектрана. Већи удео намеће градњу скувих и еколошки ризичних капацитета за складиштење, док мањи удео намеће ослањање на еколошки ризичне ТЕ гас, а доцније и нуклеарне електране. Неумереност у било ком смеру створиће веће ризике по животну средину. У датом тренутку, околности наведене у одељцима 5.8 и 6 траже умереност у увећању удела варијабилне енергије. На дужи рок, неопходно је активно пратити развој и примену нових технологија складиштења и нових нуклеарних и нуклеарно-водоничких технологија, са посебном пажњом на њихов дугорочни утицај на животну средину.

5.8.9. Синергија између сектора

За електроенергетске системе са великим уделом варијабилне енергије, трошкови интеграције соларних електрана и ветроелектрана могу вишеструко премашити трошкове градње самих извора, што показују досадашња разматрања и потврђују прорачуни у одељку 6. У таквим системима, значајан део системске цене електричне енергије (sLCOE, *system-LCOE*) одређен је трошковима градње, одржавања и рада капацитета за складиштење електричне енергије. Ради смањења капацитета и трошкова складиштења, од користи је обавити упаривање ОИ-ЕЕ са гасним ТЕ, настојати да се управља делом потрошње у индустрији и домаћинствима, и спровести дигитализацију електроенергетике како би примена дистрибуираног рачунарства и програмске аутоматизације уговарања омогућила брзу рачунарску трговину енергијом, капацитетима и помоћним функцијама. Брзе промене динамичке цене на дигиталном тржишту омогућују брзо, ценом мотивисано управљање потрошњом и производњом, што смањује потребе за скупом вршном енергијом и смањује дебаланс који заостаје након уобичајених поравнања на традиционалном тржишту.

Премда од велике користи, наведене мере омогућују да се надомести само мали део неопходног складиштења. Поред наведених мера, постоји и могућност да се умањи потреба за складиштењем путем успостављања везе између различитих сектора. Један део потрошача топлотне енергије располаже сопственим складиштем, док се другом делу интервал преузимања енергије може мењати. Наведене околности се могу искористити за пласман вишкова енергије из ОИ-ЕЕ. Одређено усклађивање се може извршити и са сектором саобраћаја, као и са другим секторима.

Током наредних година треба очекивати увећање удела електричних возила која користе тракционе батерија. За време пуњења, тракционе батерије су повезане на мрежу преко пуњача, уређаја који може пунити батерију, али може и узимати њену енергију и враћати је мрежи. Режији пуњења и пражњења су уобичајени део процеса оптималног пуњења батерија, тако да су хардверски ресурси неопходни за пражњење батерија већ расположиви. Уз програмску подршку

и решења дистрибуираног рачунарства, електрична возила прикључена на мрежу се могу користити да преузму вишак енергије из мреже или да надокнаде мањак у интервалу када за тиме постоји потреба. Описани начин рада је познат под називом *Vehicle-to-Grid*, или V2G, и он има потенцијал да надомести део неопходних капацитета за складиштење.

Постоје индикације да ће електрична возила за 10-15 година бити замењена возилима која сагоревају гасовито гориво добијено из *Power-to-gas* процеса у постројењима изграђеним поред великих ветропаркова или соларних електрана. Уз коришћење електричне енергије из ОИ-ЕЕ, у електролизерима се може добити водоник. Уз нешто сложенији процес и уз хватање атмосферског CO₂, могуће је добити метан, гас који се много лакше складишти и чије је коришћење скопчано са много мањим ризицима. Уколико се текућа истраживања и усавршавања наставе и доведу до прихватљивих решења, створиће се могућност да се део енергије из ОИ-ЕЕ искористи за производњу гасовитог горива за употребу у саобраћају, што ће се позитивно одразити и на рад електроенергетског система.

5.9. Закључак

- Лако доступна, чиста и еколошки прихватљива електрична енергија која се добија из енергије ветра и зрачења сунца представља домаћи ресурс који треба искористити у највећој могућој мери. Потребно је искористити сваку могућност да се на технички и финансијски прихватљив начин искористи и увећа удео ОИЕ прикључених на мрежу. Уколико удео ОИЕ премаши границу оствариве, исплативе и еколошки прихватљиве интеграције у електричну мрежу, енергију из ветрогенератора и соларних електрана треба користити изван мреже, за производњу CH₄ или NH₃ у оквиру P2G концепта или на друге начине.
- За разлику од енергије сунца и ветра, спаљивање биомасе представља странпутицу енергетске транзиције коју треба напустити. Спаљивање биомасе је праћено емисијом суспендованих честица и других штетних материја, што у специфичним условима у Србији додатно угрожава квалитет ваздуха. Емисија суспендованих честица и штетних гасова је поготово изражена у малим ложиштима. Са свега 30% површине, Србија је дефицитарна шумама, тако да тренд обарања стабала ради огрева и производње пелета и брикета ствара додатну штету. Грејање у зимском периоду и емисије из малих ложишта са непотпуним сагоревањем стварају значајне количине суспендованих честица, што у великој мери угрожава здравље људи у насељеним областима. Коришћење малих ложишта ради грејања може се заменити ослањањем на геотермалне воде и топлотне пумпе.
- Потребно је искористити сваку могућност²⁸⁴ градње нових ветроелектрана и соларних електрана која је у складу са финансијским, техничким и еколошким интересима српске електропривреде и српског друштва. При томе, потребно је имати у виду да је потенцијал енергије ветра²⁸⁵ у Србији значајно мањи од потенцијала енергије сунца²⁸⁶, што потврђују и разматрања у одељку 5.1. Интеграција ОИ-ЕЕ у ЕЕС је скопчана са техничким и финансијским проблемима чије решавање значајно оптерећује цену електричне енергије. Одговарајући трошкови складиштења су разматрани у одељку 4.7, проучени у одељку 5.8 и квантификовани у одељку 6.4. Технички и финансијски аспекти интеграције ОИ-ЕЕ могу

²⁸⁴ Службени Гласник Републике Србије 99/2009: Енергија ветра представља свега 5% потенцијала српских обновљивих извора, док енергија сунца представља око 14% истих потенцијала.

²⁸⁵ <https://globalwindatlas.info/>

²⁸⁶ <https://globalsolaratlas.info/map>

вишеструко премашити цену градње самих извора, и зато их треба узети у обзир пре доношења одлука о промени удела ОИ-ЕЕ.

- У свету где је увећан утицај дневне политике на тржишне механизме и струку, у време површних анализа и поступања по препорукама анонимних појединаца ангажованих по уговору о делу, појаве какво је исхитрено одлучивање, недовољно ослањање на струку која је очувала интегритета и објективност, као и склоност да се некритички преузимају решења прилагођена другим земљама стварају окружење у коме се проблеми интеграције ОИЕ често стављају у други план, што води у нагомилавање проблема који могу значајно угрозити сигурност и доступност снабдевања.
- Премда треба искористити сваку могућност да енергију из ОИЕ преузме мрежа, процене у одељку 6 сугеришу да српске ветроелектране и соларне електране могу само делимично умањити проблем дефицита електричне енергије до кога ће доћи услед раста потрошње и потисивања фосилних горива. Према процени²⁸⁷ трошкова замене српских ТЕ на угаљ, њихова замена ветроелектранама, соларним електранама и одговарајућим складиштем била би вишеструко скупља од замене једног дела недостајуће енергије нуклеарним електранама.
- Потребно је уједначити повластице за преузимање енергије из великих соларних електрана и из малих група фотонапонских панела повезаних иза бројила. Соларне електране инсталиране иза бројила и коришћење по *Net-Metering* концепту (одељак 5.3) кроз локалну производњу и просторно дистрибуирану производњу стварају значајно мање техничке проблеме и изискују значајно мање трошкове интеграције у ЕЕС. Међутим, сплет односа и интереса који одређује одговарајуће одлуке фаворизује *Net-Billing* концепт као и градњу великих електрана „испред бројила“ које су у приватном или мешовитом власништву. Потребно је учинити напор да се наведени проблем реши и да се охрабре мали потрошачи да узму учешћа у градњи ОИЕ „иза бројила“ под равноправним условима, јер је њихов рад много повољнији за систем.
- Треба настојати да се увећани интерес организација и тела ЕУ за увећање удела обновљивих извора у финалној потрошњи Србије искористи за оспособљавање српске индустрије да производи одговарајућу опрему²⁸⁸.

²⁸⁷ Анализа варијанти 1-8 у одељцима 6.4-6.5 заснована је на анализама из одељака 4.7.4 - 4.7.7 и одељка 5.8.

²⁸⁸ Поред осталих разлога, ентузијазам ЕУ у погледу градње ветроелектрана и соларних електрана је подстакнут и жељом да се обезбеди пласман одговарајуће опреме на чијој производњи је ангажовано 248 европских фабрика са 300 000 радника. Уколико би и Србија производила део опреме, интересовање за градњу ОИ било би увећано.

6. Промене у структури извора електричне енергије

Током наредних деценије доћи ће до значајних промена у структури извора електричне енергије. Термоелектране на фосилна горива треба заменити изворима који не ослобађају штетне материје, и које омогућавају достизање климатске неутралности. Међу заменским изворима су соларне електране и електране на ветар као и нуклеарне електране. Интеграција соларних електрана и ветроелектрана у електричне мреже скопчана је са трошковима који параболично расту са њиховим уделом (одељак 5.8), док је градња нуклеарних електрана у Србији забрањена. На одређивање структуре извора значајно ће утицати и раст потрошње електричне енергије до 2050. године, који ће се, према подацима *US Energy Information Administration*, скоро удвостручити²⁸⁹ у земљама изван ОЕЦД, док ће у земљама ОЕЦД порасти за мање од 50%. У току је развој технологија које подржавају више различитих путева енергетске транзиције. До сазревања технологија које ће опстати на дужи рок, постоји могућност да се производња електричне енергије ослони на термоелектране на природни гас.

У условима где постоји више објективних околности и утицаја који могу смањити ослањање Србије на сопствене ресурсе и начинити српску енергетику зависном од увоза енергије и енергетских технологија, постоји потреба да се подробно проуче све опције које доприносе ослањању на енергију сунца и ветра, лако доступних ресурса који су у складу са циљевима климатске неутралности.

Процес интеграције ОИЕ у електричну мрежу Србије може се поделити у две фазе. Током прве деценије, до 2030. године, у Србији неће бити батеријских капацитета за складиштење са електронским управљањем, док ће електрична мрежа бити измењена у мањој мери. У исто време, удео соларних електрана и ветроелектрана у производњи електричне енергије биће релативно мали, као и проблеми и трошкови њихове интеграције. Током друге и треће деценије (2030-2050.) наведени удео ће значајно премашити 25%, што ствара потребу за коренитим променама и унапређењима у електричној мрежи, применом мера за унапређење флексибилности терета, стварањем синергије између сектора, као и за градњом значајних батеријских капацитета.

Проблем трошкова интеграције ОИЕ, трошкова градње постројења за складиштење и пратећих негативних ефеката на животну средину је тако озбиљан да се, паралелно са увећањем удела ОИЕ у потрошњи електричне енергије у електричним мрежама, разматра и могућност коришћења чисте енергије ветра и сунца изван електричних мрежа, за напајање процеса енергетске трансформације у којима се електрична енергија претвара у гориво.

За потребе планирања структуре примарних извора у Србији неопходно је стећи подробнији увид у наведене проблеме. О већини проблема и навода датих у овом уводу постоје бројне, често и опречне информације. У погледу промене у потрошњи електричне енергије, међу студијама реномираних аутора и наводима званичника, могу се наћи процене које варирају од пада за 40% до раста од 100%. Питање интеграције ОИЕ и пратећих трошкова се у многим анализама и студијама није подробније сагледавало. Премда наслов овог одељка наговештава анализу промена структуре и удела расположивих извора електричне енергије до 2050. године, срж разматрања која следе је, пре свега, покушај да се начини употребљива процена промена у потрошњи електричне енергије, да се сачини преглед кључних проблема интеграције ОИЕ и да

²⁸⁹ U.S. Energy Information Administration, International Energy Outlook 2019, Global net electricity generation / Global electricity use by sector, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=41433>

се сагледају одговарајући трошкови. Пред крај одељка, исходи су уређени у форми трошковника за већи број „сценарија“ (Варијанте 1-8) по којима се може мењати удео извора у бруто производњи електричне енергије. Наведене „Варијанте“ не треба схватити као предлоге за спровођење транзиције (неке од њих нису ни примењиве услед непрактично великих трошкова), већ их треба користити као илустрацију последица одговарајућих одлука и опредељења.

6.1. Постојеће стање

Укупна бруто производња електричне енергије у 2020. години у Србији била је око 38,09 TWh²⁹⁰. Током 2019, приближно 1,361 TWh или 3,89% од укупног износа дали су обновљиви извори у систему подстицаја (повлашћених цена). Српске соларне електране дале су 0,032% док су ветроелектране дале 2,55% од укупне произведене електричне енергије.

Србија се суочава са значајним проблемима везаним за развој енергетике и за процес хармонизације и придруживања ЕУ. За наведене проблеме треба наћи решење које је у интересу потрошача електричне енергије, заштите животне средине и здравља становништва. Да би Србија испунила захтеве садржане у одговарајућим директивама ЕУ, препорукама, и преузетим обавезама у пољу енергетике, мора се суочити са низом техничких проблема чије решење има значајне финансијске последице. Неопходно је пронаћи решења која немају (или имају прихватљиве) негативне последице на становништво и привреду.

Од Србије се (нереално²⁹¹) очекивало да до 2020. увећа удео енергије из обновљивих извора (ОИЕ) у укупном билансу (*Gross Final Energy Consumption* - GFEC) на 27%. После иницијалног раста, удео ОИЕ је током претходних година опао на 20,3%. Према очекивањима Енергетске заједнице²⁹², удео српске ОИЕ у GFEC би до 2030. године требало да достигне 27% + 5,9% = 32,9%. При томе, требало би да ветроелектране дају приближно око 16,5% у укупном износу ОЕ, док би соларне електране допринеле са 3%. Узимајући да ће укупна финална потрошња енергије бити, оријентационо, 112 TWh, производња ветроелектрана током 2030. године треба да буде $W_v = 6,08$ TWh, док производња соларних електрана треба да достигне $W_s = 1,105$ TWh. Инсталисана снага ветроелектрана и соларних електрана која одговара назначеној годишњој производњи је $P_v = W_v / (8760h \times 0,2) = 3470$ MW и $P_s = W_s / (8760h \times 0,148) = 852$ MW, што би укупну снагу безинерционих извора увећало на 4322 MW, што одговара 89% укупне инсталисане снаге свих савремених српских термоелектрана. Утицај наведеног удела безинерционих, варијабилних извора на интегритет електроенергетског система и сигурност снабдевања се не може занемарити (одељак 4.7), и тражи ближе сагледавање и предузимање одговарајућих мера.

²⁹⁰ „Службени гласник РС”, бр. 156 од 25. децембра 2020. године

²⁹¹ Због ослањања на погрешне податке, Србија је преузела обавезу да до 2020. године оствари 27% удела ОИЕ енергије у финалној потрошњи, обавезу коју није било могуће остварити. У референтној 2009. години, удео ОИЕ био је око 17%, што је било видљиво и у званичном енергетском билансу. Међутим, тим тадашњег Министарства енергетике располагао је проценом да је учешће ОИЕ у Србији током 2009. године био 21.2%. Потом је дискусија са представницима ЕУ вођена само о увећању удела ОИЕ до 2020. године од 5.8%, што је резултовало преузимањем неостварене обавезе да Србија до 2020. године увећа удео енергије из обновљивих извора у финалној потрошњи на 27% до 2020. године.

²⁹² Study on 2030 overall targets for the Energy Community, Energy efficiency, RES, GHG emissions reduction, TU Wien, EEG, REKK, 2019, Slike 152, 153

6.2. Увећање удела ОИЕ до 2030. године и утицај безинерционих извора

Разматрања у оквиру овог одељка заснована су на претпоставци да ће се пренос и дистрибуција електричне енергије и даље обављати уз помоћ мрежа са наизменичним струјама. Према постоје технички разлози да се електричне мреже са наизменичним струјама замене мрежама са једносмерним струјама, што би значајно олакшало интеграцију електронски контролисаних извора, потрошача и складишта, основано је претпоставити да се очекивана замена неће догодити у интервалу који се разматра у оквиру овог документа.

Током разматраног периода, још увек неће постојати батеријски капацитети за складиштење, док ће електрична мрежа бити измењена у релативно малој мери. Предвиђени удео соларних електрана и ветроелектрана у производњи електричне енергије биће релативно мали, као и проблеми и трошкови њихове интеграције. Од интереса је размотрити утицај безинерционих и варијабилних извора на рад система, како би се ближе утврдио праг када њихов утицај на рад постаје значајан.

6.2.1. Аналитичка разматрања утицаја безинерционих извора

Анализа електроенергетског система захтева уважавање динамике извора, потрошача, турбинских, побудних и других регулатора, као и разумна упрошћења. Сагледавање основних принципа рада омогућује увид у основне техничке проблеме интеграције соларних електрана и ветроелектрана. У мрежама са наизменичним струјама, размена снаге између чворова мреже зависи од параметара водова, амплитуда напона и угла напона у посматраним чворовима. Услов стабилног рада система је очување угаоних разлика у границама где промене снаге монотонно зависе од промена угла²⁹³. Премашење наведених граница води у стања где даље промене угла проузрокују промене снаге супротног знака, што води у испад делова система или доводи до распада целог система.

Будући да су промене угла наизменичних напона одређене променама фреквенције, стабилност се може очувати у систему где се одступања фреквенције одржавају у релативно узаним границама. Фреквенцију напона на прикључцима синхроног генератора²⁹⁴ одређена је брзином обртања ротора (ω). У устаљеном стању, покретачки моменат турбине која покреће ротор (M_T) близак је електромагнетском моменту који се опире кретању (M_g), и који је одређен снагом коју генератор предаје мрежи и која се предаје потрошачима. Уз оправдана занемарења, у устаљеном стању су наведени моменти једнаки док су брзина и фреквенција непроменљиве.

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{M_T - M_g}{J}$$

Приликом промена снаге оптерећења, промена снаге турбине или кратких спојева, покретачки и кочни моменат више нису у равнотежи, тако да долази до промене угаоне брзине обртања ротора (ω) и фреквенције на прикључцима генератора. На сличан начин може доћи до промене фреквенције у другим чворовима²⁹⁵. Брзина са којом се мења фреквенција одређена је

²⁹³ Sauer, P.W. and Pai, M.A., *Power System Dynamics and Stability*, Prentice Hall, New York, 1998.

²⁹⁴ Slobodan N. Vukosavić, „Electrical Machines“, Springer, New York 10013, USA, 2013., ISBN 978 1-4614-0399-9, Library of Congress 2012944981, 649 pages.

²⁹⁵ Pai, M.A., *Power System Stability*, North-Holland Publishing Co., Amsterdam, the Netherlands, 1981.

инерцијом ротора J , односно обртним масама које теже да задрже брзину којом се обрћу. Смањење инерције увећава одступања фреквенције и смањује отпорност система на поремећаје.

Значај инерције се може сагледати сагледавањем кинетичке енергије обртних маса. Кинетичка енергија ротора k -те синхроне машине W_k једнака је $1/2 J \omega^2$. Коришћењем претходне једначине, извод кинетичке енергије се може приказати (доле) као разлика снаге турбине P_T и снаге потрошње P_g . Сумирањем за све генераторе у систему, добија се израз:

$$W_k = \frac{1}{2} J \omega^2, \quad \frac{dW_k}{dt} = P_T - P_g \Rightarrow \sum_k \frac{dW_k}{dt} = \frac{1}{2} \sum_k J_k \frac{d(\omega_k^2)}{dt} = \sum_k P_T - \sum_k P_g$$

који указује да свака разлика између производње и потрошње доводи до промене укупне кинетичке енергије у систему, која је праћена променама брзине обртања ротора и променама фреквенције. У коначном износу, расту и промене угаоних (фазних) разлика, расту ризици од премашења њихових граничних вредности и од испада напајања²⁹⁶. Ради процене брзине са којом се мења фреквенција у систему са познатом укупном снагом ΣP_g и укупном кинетичком енергијом ΣW_k , од интереса је одредити временску константу τ_{sys} која се добија као количник наведених величина,

$$\tau_{sys} = \frac{1}{2} \frac{\sum_k J_k \omega_k^2}{\sum_k P_g}$$

Пример 1: Промена угла и снаге током кратког споја на водовима

Уколико кратак спој трајања Δt_{ks} прекине ток номиналне снаге, промена фреквенције и промена угла ће достићи вредности

$$\Delta f_{max} = \frac{\Delta t_{ks}}{2 \cdot \tau_{sys}} \cdot f_{nom}, \quad \Delta \varphi_{max} [\text{rad}] = \pi \cdot \Delta f_{max} \Delta t_{ks} = \pi \cdot \frac{(\Delta t_{ks})^2}{2 \cdot \tau_{sys}} \cdot f_{nom},$$

где је $f_{nom} = 50$ Hz. За кратак спој трајања 250 ms и за $\tau_{sys} = 10$ s, угаона разлика може порастати са иницијалне вредности $\varphi(0)$ на прихватљивих $\varphi(0) + 28,2^\circ$. У систему са двоструко мањом кинетичком енергијом ($\tau_{sys} = 5$ s), промена угаоне разлике је већа, и она расте са $\varphi(0)$ на $\varphi(0) + 56,4^\circ$, што смањује сигурносну маргину и увећава ризике. У случају где је $\varphi(0) = 33,6^\circ$, пораст од $56,4^\circ$ може увећати угаону разлику до 90° . Код система који раде у близини највећег теоријски остваривог терета, угаона разлика која на кратко премаши 90° може довести до испада. У већини радних режима терет је мањи и постоји могућност да се очува стабилност чак и у случају где угаона разлика на кратко премаши 90° .

Пример 2: Промена угла и снаге током испада потрошње или испада извора

У случају са релативно малом системском инерцијом ($\tau_{sys} = 5$ s) где се појави непредвиђена разлика (дебаланс) између производње и потрошње у износу од 10% укупне потрошње, и где корективно дејство уследи за једну секунду, угаоне разлике се могу променити за 90° , што ће у многим случајевима довести до испада.

²⁹⁶ Kundur, P., *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, New York, 1994.

Из наведеног примера се може закључити да је од интереса очувати $\tau_{\text{sys}} > 5$ s. У пракси постоје и примери где је прорачунска вредност τ_{sys} мања, што се надокнађује применом помоћних стабилизационих функција, коришћењем електронски контролисаних складишта и емуляцијом (дочаравањем) ефеката инерције кроз функције такозване *виртуелне инерције*.

Практичне вредности τ_{sys} у ЕЕС Србије зависе од структуре извора који су тренутно прикључени на мрежу. Типична вредност кинетичке енергије²⁹⁷ износи око 35,7 GWs (9,91 MWh). Уз занемарење губитака и претпоставку да је укупна снага једнака $P = 5000$ MW, еквивалентна вредност τ_{sys} у ЕЕС Србије једнака је 7,14 s.

Оријентациони удео безинерционих извора (соларних електрана и електрана на ветар) који би омогућио да се очува $\tau_{\text{sysmin}} > 5$ s близак је износу од

$$P \cdot (\tau_{\text{sys}} - \tau_{\text{sysmin}}) / \tau_{\text{sys}} \approx 1500 \text{ MW.}$$

Имајући у виду да количник кинетичке енергије и номиналне снаге појединих синхроних генератора у оквиру српског ЕЕС варира у опсегу 1:3, дозвољени удео безинерционих извора у великој мери зависи од генератора који су у датом тренутку прикључени на мрежу. Дозвољени удео безинерционих извора се може значајно увећати градњом електронски контролисаних батеријских постројења за складиштење.

6.2.2. Процене удела безинерционих извора засноване на рачунарској симулацији

Прикључењем безинерционих извора смањује се количник укупне кинетичке енергије обртних маса и укупне снаге у систему. Као последица, поремећаји ће проузроковати много брже промене фреквенције и много веће вршне вредности њеног одступања, што може довести до увећања вероватноће испада и смањене сигурности напајања. Удео безинерционих извора (тј. соларних електрана и ветроелектрана) који се може прикључити на српску електричну мрежу зависи од њене конфигурације, од подешавања заштитно-управљачких функција, као и од степена у којој су примењене мере и уграђени капацитети и постројења за стабилизацију предвиђени у документу “*Asset study on penetration of renewables...*”, који је финансирала Европска комисија²⁹⁸.

Анализа прелазних појава у постојећем српском електроенергетском систему заснована је на подацима који датирају из 2015. године. Модел је значајно упрошћен и сведен на 518 водова, 137 трансформатора, 441 сабирница, 72 генератора и 276 група оптерећења. У модел су уврштени модели безинерционих извора преузети из монографије *Grid-side converters design and control* (Springer, ISBN 978-3-319-73278-7). Поред тога, модел укључује и одговарајуће побудне системе и регулаторе као и турбинске регулаторе. Пажња је усмерена ка утврђивању највећих одступања фреквенције, док је пригушење њихања занемарено, тако да се у моделу не користе PSS функције. Симулација омогућује да се приближно процени удео безинерционих извора који се могу прикључити на систем без значајнијег смањења одговарајућих маргина, и са очуваном робусношћу, жилавошћу и сигурношћу снабдевања. Разматран је одзив на трополне кратке спојеве и способност ЕЕС да се избори са појавом убрзања ротора током квара, као и способност да се очува интегритет система приликом поремећаја баланса снаге. Утицај интерконекција је

²⁹⁷ Pieter Tielens, Pierre Henneaux and Stijn Cole (Tractebel) Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions, November 2018

²⁹⁸ ASSET STUDY on Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions ISBN 978-92-76-24738-8 doi: 10.2833/35606 MJ-04-20-645-EN-N

моделован увођењем еквивалентних генератора прикључених у чворовима на крају далековода који се користе за посматрану интерконекцију.

Спроведене симулације и анализе полазе од претпоставке да још увек нису инсталирани флексибилни капацитети за складиштење који су (одељак 5.8) потребни за интеграцију већих износа варијабилне енергије. Резултати симулација су спроведени за 5 различитих стања мреже (сценарио 1 - сценарио 5), која се разликују у погледу укупних обртних маса и мере у којој су заступљене помоћне и стабилишуће функције (*ancillary functions*). Промене поменутих стања су дочаране изменом одговарајућих параметара модела. Резултати спроведених разматрања су наведени у Табели 6.2.2.

- Сценарио (1) полази од стања мреже, заштита и управљања, као и одговарајућих параметара који датирају из 2015. године. Претпостављено је да су искључене мале термоелектране чије се заустављање планира до 2023, док природа терета и број прикључених термоелектрана одговара летњем периоду.
- Сценарио (2) се заснива на претходном, уз претпоставку да ће обртне масе искључених термоелектрана бити трајно задржане.
- Сценарио (3) подразумева примену мера из *Asset study*²⁹⁹ које су технички оствариве на тренутно уграђеној опреми без измена у хардверу.
- Сценарио (4) подразумева примену свих мера наведених у претходним случајевима, уз примену концепта виртуалне инерције, у складу са сликом 8.10. у књизи *Grid-Side Converters Control and design*³⁰⁰.
- Сценарио (5) подразумева градњу батеријских капацитета за складиштење са произвољно великом вршном снагом и капацитетима. У овом сценарију показује се да је рад система могуће засновати на безинерционим изворима, без иједног синхроног генератора, уз услов да мрежни инвертори који повезују батеријске капацитете на мрежу имају могућност управљања активном и реактивном снагом са одзивом у времену од 100 ms, што омогућује да њихов утицај на систем буде у свему једнак утицају синхроних генератора.

Табела 6.2.2: Удео безинерционих извора који се могу интегрисати у зависности од стања мреже

Стање електричне мреже	Сценарио (1)	Сценарио (2)	Сценарио (3)	Сценарио (4)	Сценарио (5)
Годишња производња електричне енергије	2,1 TWh	2,5 TWh	3,3 TWh	4 TWh	Без ограничења
Гранична снага ветроелектрана	1.200 MW	1.440 MW	1.881 MW	2.280 MW	Без ограничења

Резултати наведене анализе подразумевају да се природа потрошача неће значајно мењати, другим речима, да до 2030. неће превладати потрошачи са електронски управљаним интерфејсом (тј. уређајем енергетске електронике) према мрежи, као и то да дистрибуирани

²⁹⁹ ASSET STUDY on Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions ISBN 978-92-76-24738-8 doi: 10.2833/35606 MJ-04-20-645-EN-N

³⁰⁰ „Grid-Side Converters Control and Design“, Springer, New York 10013, USA, 2018, ISBN 978-3-319-73277-0

капацитети за складиштење неће бити значајније заступљени. Треба напоменути да на добијене резултате значајно утиче географска локација безинерционих извора као и локација стабилизационих постројења које предвиђа *Asset study*. Померање локација може довести до промене резултата за 5-10%.

Добијени резултати показују да се потрошачи могу напајати из соларних електрана и ветроелектрана, без учешћа традиционалних електрана и традиционалних синхроних генератора, под условом да се располаже довољно великим батеријским капацитетима за складиштење, повезаним са мрежом путем мрежних инвертора довољно велике снаге, који могу регулисати снагу са кашњењем мањим од 100 ms.

За систем који не поседује неопходне батеријске капацитете или друга постројења која би имала сличан утицај на систем, резултати недвосмислено говоре да није могуће очувати данашњу отпорност на поремећаје и сигурност снабдевања и у исто време увећати енергију из безинерционих извора преко износа од 4 TWh.

Покушај да се приближно прикажу и дочарају ефекти децентрализације производње, потрошње и складиштења, као и ефекти примене дистрибуираног рачунарства, показују да би производња електричне енергије из безинерционих извора у систему без батеријских капацитета могла премашити 7 TWh годишње. Све процене начињене у одељку 6.2 имају у виду превасходно производњу електричне енергије из ветроелектрана. Услед мањег фактора искоришћења капацитета, одговарајући износи би код производње из соларних електрана били незнатно мањи.

6.2.3. Производња и складиштење до 2030. уз умерени раст удела ОИЕ

У оквиру овог одељка спроведена је анализа која даје процену структуре бруто производње електричне енергије, годишње потрошње, удела ОИЕ, неопходних капацитета за складиштење, трошкова градње складишта и системске цене складиштења (LCOS) коју треба додати на цену електричне енергије преузете из извора (LCOE). Разматра се сценарио у коме удео варијабилних, безинерционих извора током 2030. достиже приближно 12,7% потрошње електричне енергије.

Одговарајући удео појединих извора у бруто производњи електричне енергије дат је у Табели 6.2.3.а. У коначном исходу, подаци ће зависити од динамике развоја и трошкова инвестиција које изискују разматране технологије и решења. Одређени утицај на будуће одлуке имају преузете међународне обавезе и ток енергетске транзиције у Европској Унији. У оквиру разматрања обављеног у кругу радних тела ЕУ и Енергетске заједнице, са циљем да се предвиди и усмери ток енергетске транзиције, разматрана је и структура бруто производње електричне енергије у Србији током 2030. године. Једна од радних верзија, начињена током 2018. године, заснивала се на следећим претпоставкама:

- Производња српских термоелектрана на угаљ ће до 2030. године опасти са 70% на 48%,
- Производња српских термоелектрана на природни гас ће премашити 5%,
- Производња електричне енергије у српским хидроелектранама ће одразити планирану градњу нових капацитета као и промене у режиму падавина, и коначно,
- Производња српских ОИЕ (соларних и ветроелектрана) биће петоструко увећана.

Предвиђања о нето енергији преузетој из РХЕ (Табела 6.2.3.а) је већа од износа који се

може оправдати потребама складиштења вишкова из ОИЕ и потребама трговине електричном енергијом. Према Табели, укупна бруто производња електричне енергије износи 40,5 TWh, што представља раст за око 6,5%, односно 0,7% годишње.

Табела 6.2.3.а: Бруто производња ел. енергије у Србији 2030. према радној верзији ЕЗ из 2018.

ТЕ на гас	ТЕ на лигнит	Реверзибилне ХЕ*	Проточне ХЕ	Бранске ХЕ	Остали ОИ	Соларне електране	Електране на ветар
5,24%	47,97%	11,39%	18,31%	4,55%	1,07%	1,81%	9,66%
2,12 TWh	19,42 TWh	4,61 TWh	7,41 TWh	1,84 TWh	0,43 TWh	0,733 TWh	3,91 TWh

(*) неубичајено велика вредност

У одсуству батеријских капацитета за складиштење, очекивана производња електричне енергије из безинерционих извора, дата у Табели 6.2.3.а, налази се на горњој граници коју допушта стање мреже и њена техничка спремност да интегрише нова безинерциона постројења. Наведене граничне вредности се могу премашити уз градњу батеријских капацитета за складиштење. Процена капацитета и цене батеријских постројења потребних за достизање бруто производње електричне енергије у 2030. години према подацима у Табели 6.2.3.а, одређена је уз коришћење резултата из одељка 5.8, и приказана је у Табели 6.2.3.б.

Табела 6.2.3.б Капацитет и цена батеријских постројења према сценарију у Табели 6.2.3.а

Укупна бруто производња	$W_{br} = 40,473 \text{ TWh}$
Укупна годишња потрошња	$W_{pot} = 30,335 \text{ TWh}$
Укупна производња из варијабилних извора ³⁰¹	$W_{vari} = 4,643 \text{ TWh}$
Удео варијабилних извора у годишњој потрошњи	$w_{vari} = 0,137$
Капацитети за складиштење (енергија, дијаграм 5.8.4а)	$W_{sklad} = 2,238 \text{ GWh}$
Капацитети за складиштење (снага, дијаграм 5.8.4б)	$P_{sklad} = 678 \text{ MW}$
Инвестиција у складиште, (израз 5.8.2б) (2020, 1 \$ US=0,84 €)	0,482 млрд. \$ US
Цена складиштења (LCOS), (израз 5.8.3б, сценарио 2) LCOS =	98,6 \$ US/MWh

6.2.4. Производња и складиштење до 2030. уз већи раст удела ОИЕ

По аналогiji са прорачуном из претходног одељка, дата је процена структуре бруто производње, годишње потрошње, удела ОИЕ, капацитета за складиштење, трошкова њихове градње и системске цене складиштења (LCOS). За разлику од претходног случаја, разматра се сценарио у коме је удео варијабилних, безинерционих извора током 2030. једнак 23,55% у годишњој потрошњи електричне енергије.

Према коригованим пројекцијама ЕУ за 2030, формализованих у оквиру сценарија EUCO30 и сажетих у оквиру студије Техничког Универзитета у Бечу³⁰², очекује се убрзање енергетске транзиције и декарбонизације. У делу од интереса за Србију, увећан је очекивани

³⁰¹ Ради се преваходно о соларним електранама и ветроелектранама, чијом се снагом не може управљати, које не поседују релевантне обртне масе, и које не доприносе укупној инерцији система.

³⁰² Study on 2030 overall targets for the Energy Community, Energy efficiency, RES, GHG emissions reduction, TU Wien, EEG, REKK, 2019, Slike 152, 153

удео производње електричне енергије из обновљивих безинерционих извора до горе назначеног износа. Основни показатељи су сумирани у Табели 6.2.4.

Табела 6.2.4: Производња електричне енергије из ОИ за 2030 (TU-Wien, EUACO30)

	Биомаса	Хидроенергија	Ветроелектране	Соларне електране
Удео у GFEC	0,72%	12,23%	5,42%	0,98%
Удео у ел. енергији	2,32%	39,42%	17,47%	3,18%
Енергија (сведено на GFEC 2019)	0,8 TWh	13,65 TWh	6,05 TWh	1,1 TWh

Кориговане пројекције приказују настојање да се убрза напуштање лигнита као енергента и да се увећа удео обновљивих извора. Према подацима и разматрањима датим у оквиру документа³⁰³, достизање производње од 7,15 TWh из соларних електрана и ветроелектрана био би скопчан са увећаним трошковима. На основу анализа спроведених у одељку 5.8, дата је процена инвестиционих улагања у капацитете за складиштење, као и трошкови складиштења (LCOS) за сценарио из Табеле 6.2.4.

Табела 6.2.4.а Капацитет и цена батеријских постројења према сценарију у Табели 6.2.4

Укупна бруто производња	$W_{br} = 40,473 \text{ TWh}$
Укупна годишња потрошња	$W_{pot} = 30,335 \text{ TWh}$
Укупна производња из варијабилних извора ³⁰⁴	$W_{vari} = 7,15 \text{ TWh}$
Удео варијабилних извора у годишњој потрошњи	$w_{vari} = 0,2355$
Капацитети за складиштење (енергија, дијаграм 5.8.4а)	$W_{sklad} = 17,6 \text{ GWh}$
Капацитети за складиштење (снага, дијаграм 5.8.4б)	$P_{sklad} = 1,247 \text{ GW}$
Инвестиција у складиште, (израз 5.8.2б) (2020, 1 \$ US=0,84 €)	3,16 млрд. \$ US
Цена складиштења (LCOS), (израз 5.8.3б, сценарио 2) LCOS =	98,6 \$ US/MWh

Сценарио дат у Табели 6.2.4 односи се на удео енергије из соларних електрана и ветроелектрана који је за 54% већи него удео приказан у Табели 6.2.3а. Као последица, улагања у капацитете за складиштење су око 3,56 пута већа. Наведени резултати указују да увећање удела ОИЕ преко 20% доводи до значајног, параболичног раста трошкова интеграције, пре свега због неопходних инвестиција у складиште.

У исто време, циљеви наведени у Табели 6.2.4 уживају снажну подршку Уније која настоју да хармонизује путеве на који ће бити остварени неупитни и свима заједнички циљеви транзиције. У Србији би требало пронаћи начин да се искористи лако доступна и јевтина електрична енергија из фотонапонских панела. Један од начина да се избегну значајни трошкови интеграције је коришћење соларних електрана изван електричне мреже, за производњу горива у оквиру P2G система или на неки од начина који ће се зацело појавити у блиској будућности.

³⁰³ Разматрања дата у одељцима 4.7.4 - 4.7.7, у одељку 5.8, са анализом карактеристичних сценарија у одељцима 6.4 - 6.5.

³⁰⁴ Ради се преваходно о соларним електранама и ветроелектранама, чијом се снагом не може управљати, које не поседују релевантне обртне масе, и које не доприносе укупној инерцији система.

6.2.5. Критички осврт и дискусија

Увећање удела безинерционих извора умањује робусност система, жилавост и сигурност снабдевања. У случају где се из безинерционих извора добија до 1/4 годишње потрошње електричне енергије, поменути негативни утицаји се могу прихватити и ублажити изменама у управљачко/заштитном систему. Конкретно,

- Према проценама датим у Табели 6.2.2, српски електроенергетски систем би 2030. године могао да прихвати до 2,5 TWh из безинерционих извора (тј. соларних електрана и ветроелектрана) без значајних улагања у мрежу, без градње батеријских капацитета и уз уз задржавање постојеће топологије, интерконекција, кључних функција заштите и управљачких функција, као и претпоставку да ће искључивање малих термоелектрана бити праћено задржавањем или емулацијом њихових обртних маса.
- Према подацима у истој Табели, српски електроенергетски систем би 2030. године могао да прихвати до 4 TWh из безинерционих електрана уколико се примене мере из *“Asset Study...”*³⁰⁵ које су примењиве у Србији, и ако безинерциони извори буду обавезани да имплементирају основне помоћне и стабилизационе функције или да их откупе на одговарајућем тржишту.
- Од великог значаја је напоменути да се негативан утицај безинерционих извора на рад мреже испољава у зависности од географске локације и номиналне снаге извора. Неповољан утицај испољавају пре свега велики извори. Утицај расподељених обновљивих извора снаге $P < 10 \text{ kW}$ је веома мали, поготову у случају када се део њихове енергије искористи за локалну потрошњу. Дакле, већина извора прикључених „иза бројила“ код произвођача-потрошача има значајно мање проблеме интеграције. Ради илустрације, рачунарском симулацијом рада српског електроенергетског система може се упоредити утицај малих и расподељених соларних електрана са утицајем великих соларних електрана. Коришћења униформно расподељених малих соларних електрана у систему „иза бројила“, које мрежи предају вишак производње³⁰⁶ од 5 TWh, умањује отпорност система на поремећаје приближно у истој мери као и коришћење великих соларних електрана које дају 2,5 TWh годишње.

6.2.6. Поређење батеријских постројења за складиштење и РХЕ

Присуство безинерционих извора умањује инерцију система, смањује отпорност на поремећаје, и угрожава сигурност снабдевања. Да би се предупредиле негативне последице и ублажила брзина промене фреквенције, неопходно је искористити све електронски контролисане³⁰⁷ изворе, потрошаче и сва електронски контролисана постројења за складиштење да у врло кратком времену ($< 1 \text{ s}$) реагују и промене своју снагу на начин који емулира („дочарава“) промене снаге услед присуства инерције традиционалних синхроних генератора. Потреба за очувањем других управљачких и заштитних функција мреже ствара потребу да раст удела варијабилних извора³⁰⁸

³⁰⁵ ASSET STUDY on Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions ISBN 978-92-76-24738-8 doi: 10.2833/35606 MJ-04-20-645-EN-N

³⁰⁶ једнак укупној снази коју дају фотонапонски панели умањеној за износ локалне потрошње

³⁰⁷ под електронски контролисаним постројењима и уређајима прикљученим на мрежу подразумевају се она које на мрежу повезује мрежни инвертор, уређај енергетске електронике чије се струје, снаге и напони могу управљати на начин за ред величине бржи од релевантних прелазних процеса у мрежи.

³⁰⁸ Ради се преваходно о соларним електранама и ветроелектранама, чијом се снагом не може управљати, које не поседују релевантне обртне масе, и које не доприносе укупној инерцији система.

буде праћен значајним растом капацитета у постројењима за складиштење са електронским управљањем, каква су батеријска постројења³⁰⁹, чија се снага може мењати у времену од 100 ms до 200 ms. Уз растући удео ОИЕ, неопходни капацитети постају веома значајни (слика 5.8.5.b).

Поред потребе за инјекцијом снаге за потребе сузбијања поремећаја и смањења промене фреквенције, увећање удела соларних електрана и ветроелектрана (као варијабилних извора) у производњи електричне енергије ствара потребу за дневним, недељним и сезонским складиштењем ради успостављања равнотеже између потрошње и производње, ради померања блокова потрошње у времену и ради интервенције приликом неочекиваних испада извора или збацивања терета у систему са релативно малом инерцијом. Мањи део наведених потреба за складиштењем може се надокнадити директним и индиректним деловањем на потрошњу, док се остатак мора обезбедити градњом нових капацитета за складиштење енергије. Основна разматрања везана за удео електричне енергије из ОИЕ дата су у одељку 4.7, док је прорачун неопходних капацитета за складиштење дат у одељку 5.8.

Резултати наведени у одељку 5.8. указују да је инсталисана снага постројења за складиштење превасходно одређена вршном снагом варијабилних извора, износом системских резерви и потребама за складиштењем на 4 - 24 часа. У погледу капацитета складишта (тј. укупне енергије која се може похранити), доминанту улогу имају потребе за седмичним и сезонским складиштењем.

Капацитете за складиштење наведене у Табели 6.2.4.a, у износу од 17,6 GWh, могла би задовољити РХЕ Бајина Башта, чији нето капацитет достиже 190 GWh. Међутим, потребна снага складиштења (1247 GW) премашује снагу РХЕ (620 MW). Неопходни капацитети се не би могли задовољити градњом нових РХЕ, јер оне немају могућност да остваре брзе промене снаге, неопходне за обављање помоћних и стабилизационих функција. У систему са безинерционим изворима, РХЕ складиште не може осигурати робусност и живавост система, па самим тим не може омогућити очување интегритета у присуству поремећаја.

Очувању наведених перформанси доприноси увођење помоћних стабилишућих функција (ancillary functions) код свих мрежних уређаја где је то технички оствариво, али главни допринос пружају електронски контролисана³¹⁰ батеријска постројења за складиштење. Међу помоћним функцијама је и примена виртуелне инерције, као и релативно брза реакција на све промене фреквенције у систему. Брзина одзива (тј. брзина промене снаге посматраног постројења у функцији промене фреквенције) требало би да буде значајно испод 1 секунде³¹¹. Наведене помоћне функције се не могу имплементирати у РХЕ, јер је њихово време реакције значајно дужи од реакције батеријских постројења. Батеријска постројења се повезују на мрежу путем програмабилних, дигитално управљаних уређаја енергетске електронике³¹², чији се одзив на промене у мрежи може прилагодити изменама у софтверу и променама одговарајућих параметера, и чија је брзина одзива неупоредиво бржа од релевантних прелазних појава у ЕЕС.

6.2.7 Оптимални удео батеријских и РХЕ капацитета за складиштење

У оквиру одељка дати су илустративни примери цене градње складишта сведени на инсталисану снагу (€/kW) и примери сведени на капацитет (€/kWh). Показује се да је износ €/kW код

³⁰⁹ M. Zerati, M.E. Hamedani Golshan, J.M. Guerero, "Distributed control of battery energy storage system for voltage regulation in distribution networks with high PV penetration", IEEE Trans. on Smart grids, vol. 9, no. 4, pp 3582-3593, 2016.

³¹⁰ Z. Hameed, S. Hashemi, H. H. Ipsen and C. Træholt, "Placement of Battery Energy Storage for Provision of Grid Services – A Bornholm Case Study," 2021 IEEE 9th International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE), 2021, pp. 36-41

³¹¹ Enhanced Frequency Response; National Grid: London, UK, 2016.

³¹² „Grid-Side Converters Control and Design“, Springer, New York 10013, USA, 2018, ISBN 978-3-319-73277-0

батеријских постројења за ред величине повољнији него код РХЕ, док је у погледу износа €/kWh ситуација обрнута и даје предност РХЕ.

Анализа спроведена у одељку 5.8 указује (израз 5.8.2b) да се током 2030. године може очекивати пад инвестиционог трошка за градњу батеријских складишта. Постројења велике инсталисане снаге и релативно малог капацитета имаће специфичну цену од 154 \$ US/kW (сведено на снагу), док ће постројења са врло великим капацитетом имати специфичну цену од 169 \$ US/kWh (сведено на енергију).

Ради сагледавања трошкова градње РХЕ, од користи је сагледати пројекат РХЕ Бистрица (4x170 MW), са инвестиционим улагањем које је 2011. године процењено на 550 милиона €. Свођењем на 2021. годину (тј. множењем са 1,25) долази се до количника трошка градње и инсталисане снаге од 1011 €/kW, специфичне цене која је преко 7 пута већа од одговарајуће цене градње батеријског постројења. С друге стране, количник трошка градње и капацитета складиштења од 55 GWh даје износ од 12,5 €/kWh, за ред величине мањи износ неко код батеријских постројења. Однос цене и капацитета складишта РХЕ Бистрица биће још повољнији ако би се, проширењем на систем језера, капацитет увећао до 310 GWh. Ипак, треба имати у виду да би се градњом РХЕ Бистрица испољили негативни утицаји на животну средину упоредиви са утицајем који РХЕ Бајина Башта има на ободу свог горњег језера. Поред тога, пумпањем воде нижег квалитета из реке Лим у горњи акваториј РХЕ Бистрице значајно би се нарушио квалитет воде. Обим, природу и дугорочне последице утицаја РХЕ на животну средину би требало пажљиво истражити (дискусија у одељку 5.8).

На основу наведених околности изведени су следећи закључци:

- Уз увећање удела ОИЕ треба градити батеријске капацитете за складиштење, или друга постројења са упоредивим перформансама у управљању снагом.
- По правилу, батеријска постојења треба лоцирати у склопу великих ветро-паркова и великих соларних електрана.
- Неопходну снагу складишта, одређену у складу са дијаграмом 5.8.4b, треба обезбедити градњом батеријских постројења. Капацитет таквих постројења треба ускладити са дневним потребама складиштења.
- У случају где неопходни капацитет, одређен у складу са дијаграмом 5.8.4a, премашује потребе дневног складишта, потребно је увећати количину батерија. Ради уштеде, део додатне количине батерија се може заменити ослањањем на РХЕ.
- У случајевима где удео ОИЕ намеће градњу складишта која су финансијски и/или еколошки неодржива, даље увећање удела ОИЕ треба оријентисати ка употреби њихове енергије изван електричне мреже, у оквиру P2G концепта или на други начин.

6.3. Пројекције потрошње електричне енергије до 2050. године

Циљ анализа и прорачуна у оквиру одељка је сагледавање удела одабраних извора у бруто производњи електричне енергије до 2050. године који доприноси заштити животне средине уз одрживе трошкове енергетске транзиције. Одређивање удела је суштински условљено променама у потрошњи електричне енергије. Уколико се смањење коришћења фосилних горива

у енергетске сврхе спроведе кроз електрификацију³¹³, потрошња електричне енергије се до 2050. године може удвостручити. У оквиру наредних одељака дат је преглед промена потрошње електричне енергије у свету, преглед промена у појединим секторима потрошње, као и оквирна процена потрошње електричне енергије у Србији до 2050. године. За доњу, средњу и горњу очекивану вредност потрошње, у одељку 6.4 је начињена је процена техничких карактеристика и инвестиционих трошкова одговарајућих заменских извора, постројења за складиштење и трошкова унапређења мреже. У свакој од разматраних варијанти, засебно су анализирани три могућности, (1) ослањање на велики удео ОИЕ без градње НЕ, (2) значајан удео ОИЕ уз градњу мањих капацитета НЕ, и (3) градња значајних капацитета НЕ са годишњом производњом до 1/3 укупне. За сваки од разматраних сценарија дат је удео заменских извора, снага извора и постројења за складиштење, неопходни капацитети за складиштење, процена одговарајућих инвестиционих трошкова, оперативних трошкова и трошкова одржавања. Добијени резултати се користе као основ за израду препорученог сценарија у одељку 6.4.

6.3.1. Расположиве процене о промени потрошње до 2050. године

Бројне процене указују да ће се глобална потрошња електричне енергије увећати око 1,8 пута до 2050. године. Већи раст потрошње очекује се у земљама у развоју.

Променама потрошње електричне енергије баве се многи квалификовани појединци и институције. Међу проценама постоје значајне разлике, што је делом последица различитих претпоставки о токовима енергетске транзиције и о развоју технологија. Исходи аналитичких разматрања и програмских пакета зависе од података које треба унети, међу којима су бруто национални доходак, економски раст у кључним секторима, промена цена фосилних горива, износ такси и подстицаја, промене у финансијском сектору, прогрес у еколошкој политици и примени мера, развој технологије заменских извора, навике потрошача, успех у пољу енергетске ефикасности и други параметри, о којима истраживачи и институције имају врло различите претпоставке.

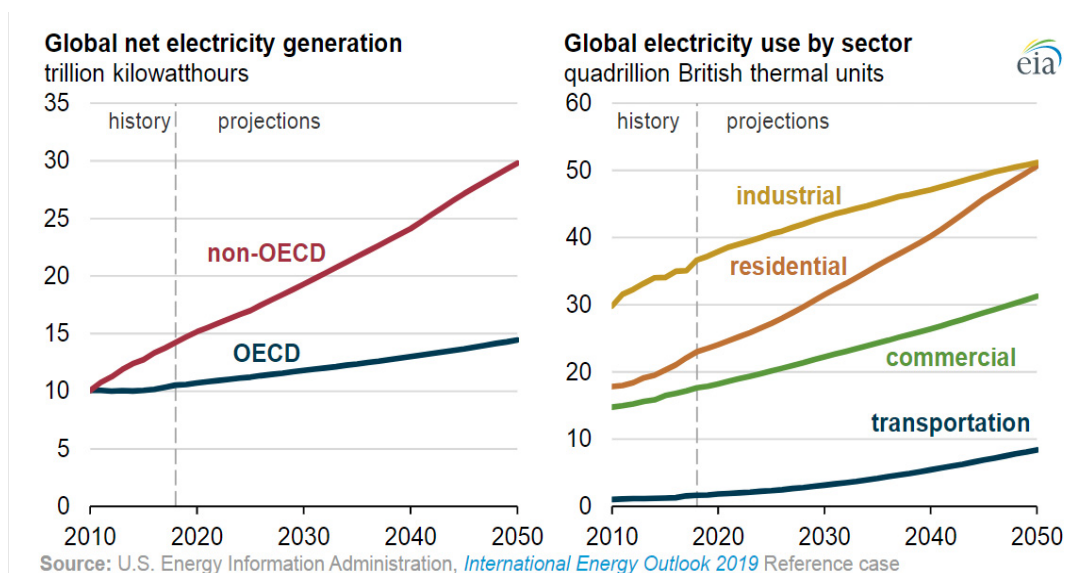
Увећању потрошње би допринео раст удела електричних возила чије се батерије пуне енергијом преузетом из електричне мреже, као и раст потрошње за напајање уређаја и система за складиштење, пренос и обраду података. С друге стране, очекивани пад броја становника и увећање енергетске ефикасности могу успорити раст потрошње. Коришћење соларних електрана и ветрогенератора изван електричне мреже, за потребе производње горива које би се користило у транспорту и за потребе грејања, могло би допринети смањењу раста потрошње прикључене на електричну мрежу. Доступна литература садржи велики број различитих процена, које не би требало непосредно и некритички применити у Србији. Међу бројним проценама постоје и интересно мотивисане. Очекивање великог раста потрошње може ићи у прилог учесницима заинтересованим за градњу нуклеарних електрана, док тврдње да потрошња неће порастати иду у прилог замени електрана на фосилна горива технологијама чија је годишња производња ограничена и не би могла задовољити већи раст потрошње.

Према подацима *U.S. Energy Information Administration (EIA)* (Слика 6.3.1а), производња електричне енергије у не-ОЕСД земљама ће се удвостручити у периоду од 2020. до 2050. године. У исто време, производња ће у ОЕСД земљама порастати за мање од 30%. У земљама ЕУ, околност да се око 2/3 потребне енергије увози ствара потребу да се обузда раст потрошње. У погледу

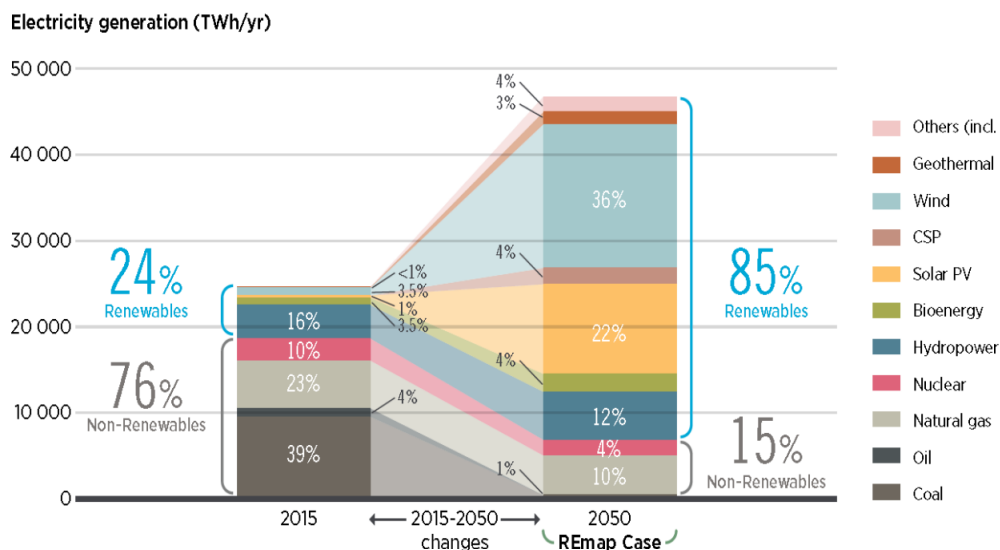
³¹³ <https://www.current-news.co.uk/news/mckinsey-power-consumption-to-double-by-2050-as-covid-19-helps-pull-back-fossil-fuel-peak>

глобалне производње električne energije, EIA predviđa rast za 80%, naime, proizvodnja bliska 25 000 TWh tokom 2018. godine porašće na oko 45 000 TWh tokom 2050. godine.

Na slici 6.3.1b prikazana je procena promene u globalnoj proizvodnji električne energije do 2050. godine prema dokumentu *Global Energy Transformation - a Roadmap to 2050*. agencije IRENA. Procena predviđa rast od 87% u periodu od 2015. godine do 2050. godine.



Слика 6.3.1a: Procene promena u proizvodnji električne energije za OECD i ne-OECD zemlje. Podaci su preuzeti sa internet stranice *U.S. Energy Information Administration*³¹⁴.



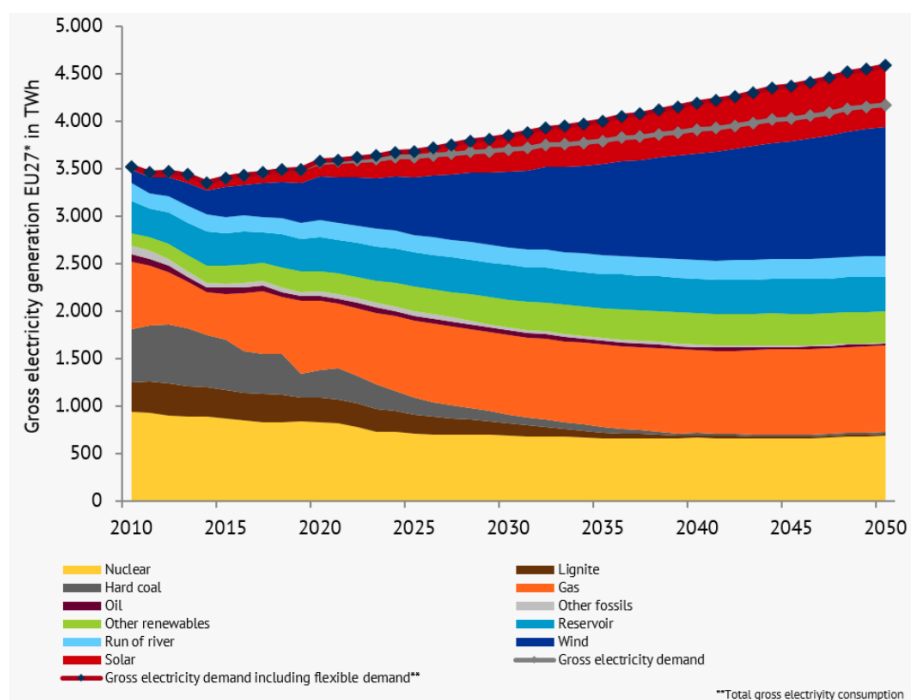
Слика 6.3.1b: Procene promena u proizvodnji električne energije. Podaci su preuzeti iz dokumenta *Global Energy Transformation - a Roadmap to 2050*. agencije IRENA³¹⁵.

³¹⁴ <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=41433>

³¹⁵ IRENA (2018), *Global Energy Transformation: A roadmap to 2050*, International Renewable Energy Agency, ISBN 978-92-9260-059-4

Према процени³¹⁶ коју је начинио *Wuppertal Institut*, потрошња електричне енергије у Немачкој ће порастати за 9% током текуће деценије, да би се потом увећала за 60% у периоду од 2030. до 2045. године, што указује на кумулативни раст од око 88% у периоду од 2020. године до 2050. године. У светлу наведене процене, од интереса је сагледати и студију *Future of the european power sector 2050, Deloitte*, начињену у новембру 2020, по којој ће потрошња електричне енергије у земљама ЕУ порастати до 2050. године за 10% - 65%, у зависности од начина спровођења декарбонизације, електрификације транспорта, промена у популацији и промена индустријској производњи. Узимајући у обзир да се у Немачкој очекује стопа годишњег раста потрошње за 70% већа него у земљама ЕУ27, процена коју је начинио *Wuppertal Institut* о расту немачке потрошње 1,88 пута до 2050. године добија на уверљивости.

С друге стране, постоје и процене које указују на значајно мањи раст потрошње у земљама ЕУ. Према наводима *Energy Brainpool* (Слика 6.3.1c), раст потрошње електричне енергије за 27 земаља Уније до 2050. године износи свега 28%. Постоје и примери какав је Данска³¹⁷, где је укупна потрошња енергије (не само електричне енергије) опала за 30% од 1996. до 2019. године. Одговарајући приказ дат је на слици 6.3.1d. На слици 6.3.1e дат је графички приказ једног од сценарија DOE који указује на могућу структуру примарних извора у енергетици Сједињених Држава 2050. године. Уз удвостручену производњу електричне енергије, она би представљала 80% финалне потрошње. У оквиру наредних поглавља начињене су процене промена у потрошње електричне енергије у Србији, и то на бази анализе трендова у појединим секторима потрошње.

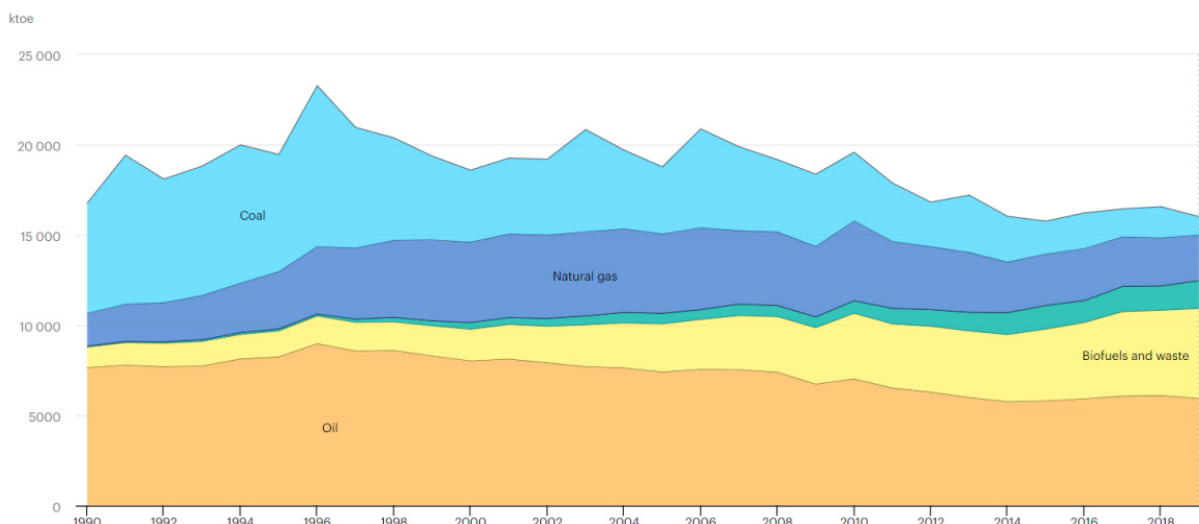


Слика 6.3.1c: Процене промена у производњи електричне енергије за земље ЕУ. Подаци су преузети из документа “Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050 – Reference Scenario 2016”, Energy Brainpool³¹⁸

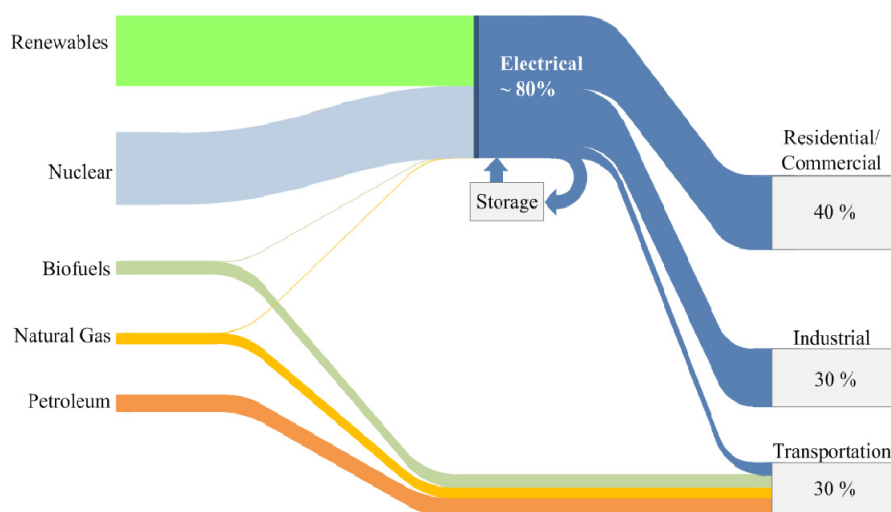
³¹⁶ Towards a Climate-Neutral Germany by 2045, How Germany can reach its climate targets before 2050, Version 1.1, June 2021

³¹⁷ <https://www.iea.org/countries/denmark>

³¹⁸ <https://blog.energybrainpool.com/en/eu-energy-outlook-2050-how-will-europe-evolve-over-the-next-30-years-3/>



Слика 6.3.1d: Удео примарних извора у енергетском билансу Данске од 1990. до 2019. године³¹⁹.
У периоду од 1996. до 2019. бележи се пад за 30%.



Слика 6.3.1e: Један од сценарија DOE који указује на структуру примарних извора у енергетици Сједињених Држава 2050. године. Уз удвостручену производњу електричне енергије, она би представљала 80% финалне потрошње.

³¹⁹ <https://www.iea.org/countries/denmark>

6.3.2. Увећање потрошње услед електрификације транспорта

Прелазак свих возила са ендотермичким мотором на електрични погон довео би до увећања бруто производње електричне енергије у Србији за 22,09 TWh.

Ради ближе процене промена у потрошњи електричне енергије у Србији, потребно је проценити утицај електрификације у сектору транспорта. Смањење коришћења фосилних горива и императив декарбонизације може довести до већег коришћења електричних возила која се покрећу користећи енергију преузету из електричне мреже, било посредством пуњача и батерија или преко контактне мреже. Према пројекцијама за Србију у 2021. години³²⁰, финална потрошња нафтних деривата за енергетске сврхе требало би да достигне 2,710 милиона тона, од чега ће око 79%, односно 2,140 милиона тона бити утрошено за потребе саобраћаја. Исти извор предвиђа да ће око 11,327 милиона кубних метара гаса бити утрошен за потребе саобраћаја. Енергетска вредност дизел горива и бензина је, сведена на килограм, приближно једнака³²¹ 45 MJ/kg (12,5 kWh/kg). Према истом извору, енергија једног кубног метра гаса износи око 10 kWh³²². Имајући у виду степен корисног дејства савремених ендотермичких мотора³²³, може се проценити да ће у Србији током 2021. године ендотермички мотори за потребе саобраћаја дати нето износ³²⁴ енергије близак од 10,74 TWh, намењен погону и потребама напајања помоћних потрошача у возилима са бензинским и дизел моторима.

Ако би возила са ендотермичким мотором требало мењати са електричним возилима, на поменути „нето“ износ требало би додати губитке енергије

- у пуњачу батерија, који струје мреже претвара у једносмерну струју за пуњење батерија,
- у тракционом инвертору који једносмерни напон и струју батерија прилагођава потребама електричног вучног мотора, дајући струје променљиве фреквенције,
- у електричном вучном мотору, као и
- губитке у батеријама.

Ефикасност пуњача и инвертора блиска је 98%, док је очекивани степен корисног дејства тракционих мотора у релевантним радним режимима близак 84%. Енергетска ефикасност батерија са кулонометријском ефикасношћу од 100% достиже 95% у лабораторијским условима, одржава се изнад 90% у оквиру стационарних постројења, док практичне вредности енергетске ефикасности тракционих батерија у карактеристичним условима експлоатације премашују 85%. Коначно, ефикасност електричних возила мерена као однос енергије W_2 (добијене као збир механичког рада добијеног на вратилу електричног вучног мотора и сопствене потрошње електричног возила која се напаја из батерија) и енергије W_1 (коју пуњач батерије преузима из електричне мреже) блиска је $\eta = W_2/W_1 \approx 2/3$.

³²⁰ „Службени гласник РС”, бр. 156 од 25. децембра 2020. године

³²¹ Ken Arnold, Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering, Gulf Publishing Co, 1996

³²² 10 kWh или 36 MJ

³²³ Rolf Iserman, Combustion Engine Diagnosis: Model-based Condition Monitoring of Gasoline and Diesel Engines and their Components, Springer, 2013.

³²⁴ За потребе анализе, нето износ подразумева механички рад расположив на вратилу ендотермичког мотора. Подразумева се да се један део наведеног нето износа утроши за сопствену потрошњу у оквиру возила, један део на губитке у преносу, тако да је механички рад расположив на ободу погонских точкова за потребе покретања возила мањи од наведеног нето износа.

На бази спроведене анализе, може се тврдити да би хипотетички прелазак свих возила са ендотермичким мотором на електрични погон довео до увећања потрошње електричне енергије у Србији 2021. за 16,11 TWh. Уважавајући установљени однос потрошње и бруто производње, одговарајуће увећање производње износило би 22,09 TWh.

Неопходно је напоменути да се ради о оквирним проценама. Коначан исход може бити мањи, уколико увећање урбаног дела популације доведе до смањења аутономног транспорта и већег ослањања на јавни транспорт. Исход може бити и већи уколико смањење авио саобраћаја заснованог на керозину доведе до пораста електрификованог земаљског саобраћаја, или преусмеравања дела електричне енергије за потребе снабдевања летилица.

6.3.3. Енергија потребна за обраду, размену и складиштење података

Развој технологије, уређаја, система и софтверских решења унапређује рад мобилне телефоније и интернет услуге, омогућује аутоматизацију производње, оптимизацију складиштења, транспорта, продаје роба и услуга, олакшава планирање и управљање инфраструктурним објектима и представља основ развоја концепта *Industry 4.0* и концепта *Internet-of-Things*. Шири примена дигитализације, вештачке интелигенције и дистрибуираног рачунарства подразумева значајно увећање обима складиштења, обраде и преноса података. Кориснички рачунари као и сервери у рачунарским центрима су све већи потрошачи електричне енергије. Све већи део електричне енергије се троши на помоћну опрему која омогућује увећан пренос података као и на опрему која омогућује складиштење и заштиту све већих количина података.

Током 2011. године, електрична енергија потребна за рад интернета износила је око 2% укупне светске потрошње енергије³²⁵. Према проценама научника са универзитета Беркли³²⁶, за рад интернета током 2011. утрошено је између 3,6% и 6,2% укупне потрошње електричне енергије у целом свету, дакле, не мање од 670 TWh.

Према Едхомовом закону³²⁷ и према подацима измереним од 1970. до 2000. године, пропусни опсег интернета, жичаних, бежичних и телекомуникационих мрежа удвостручавао се сваких 18 месеци, што одговара увећању за 100 пута током једне деценије. Раст саобраћаја се успорио током преходне деценије, према расположивим подацима³²⁸, интернет саобраћај је током последње декаде растао је у просеку 24% годишње, што одговара расту од 8,6 пута током једне деценије. Ослањајући се на досадашњи тренд раста интернет саобраћаја као и на потрошњу електричне енергије повезану са радом интернета у 2011, рачуница указује да би потрошња електричне енергије за потребе интернета требало да достигне 24120 TWh у 2030. и 868320 TWh у 2050. години. Имајући у виду да је укупна светска потрошња електричне енергије у 2019. години износила 22315 TWh, лако се може закључити да се процена за 2050. не може остварити. Уколико не буду развијене технологије за обраду, пренос и складиштење података уз значајно мањи утрошак енергије, размена и обрада података неће моћи да настави свој раст.

Наведене процене су засноване на претпоставци да се за обраду, пренос и складиштење података користе савремена електронска кола на бази силицијума, са потрошњом од приближно 5 kWh/GByte³²⁹. Постоји могућност да се до 2050. развије технологија електронских кола на бази

³²⁵ Giles, Jim. "Internet responsible for 2 per cent of global energy usage." *New Scientist*. October 2011.

³²⁶ Barath Raghavan and Justin Ma of ICSI and University of California, Berkeley.

³²⁷ Cherry, Steven (2004). "Edholm's law of bandwidth". *IEEE Spectrum*. 41 (7): 58–60. doi:10.1109/MSPEC.2004.1309810.

³²⁸ Cisco, "Cisco Visual Networking Index: Forecast and Methodology, 2012–2017", 29. May 2013, као и документ "Cisco Visual Networking Index: Forecast and Trends, 2017–2022" 28. November 2018.

³²⁹ D. Costenaro and A. Duer, The Megawatts behind Your Megabytes: Going from Data-Center to Desktop, EnerNOC Utility Solutions

фулерена и угљеничних нанотуба³³⁰, чије ће суперпроводне особине омогућити да се смањи потрошња електронских кола.

Убрзана дигитализација, примена концепта *Industry 4.0* и концепта *Internet of Things*, као и све шире коришћење интелигентних направа, уређаја, зграда и система доводи до раста потрошње уређаја за обраду, пренос и складиштење који, за сада, не показује знаке стагнације. Постоје и очекивања да ће развој технологије омогућити да се потрошња електронских кола за обраду, пренос и складиштење података смањи. На то указују индиције³³¹ да се енергетска ефикасност појединих процеса може значајно увећати. Уколико би се задржао досадашњи тренд раста интернет саобраћаја, складишта и обраде података, уз истовремени развој нових технологија који одговарајућу потрошњу смањују 50 пута, светска потрошња електричне енергије за потребе интернета би током 2050. године износила 17 366 TWh. Уважавајући процену удела српске популације у светској популацији 2050, у Србији би се утрошило око 14 TWh од наведеног износа, уз нешто већи одговарајући раст бруто производње електричне енергије.

Наведени раст потрошње дигиталних направа је неочекиван за многе, не може се наћи у већини студија и пројекција промена у потрошњи електричне енергије, и не представља део акционог плана водећих држава. Околност да се већ данас, 2021. године за потребе рударења криптовалута у свету троши електрична енергија³³² већа од троструког износа српске потрошње, даје повод да се потрошња електричне енергије за складиштење, пренос и обраду података прати и узима у обзир.

6.3.4. Процена бруто производње електричне енергије у Србији 2050. године

Према пројекцијама за Србију у 2021. години³³³, планирана финална потрошња електричне енергије износи 28,096 TWh, док планирана бруто производња износи 38,417 TWh. Србија ће у 2021. години бити нето извозник електричне енергије, разлика између извоза и увоза (са транзитом) биће 0,766 TWh. Релативно сложена процена неопходне бруто производње у 2050. години ће бити упрошћена увођењем следећих претпоставки:

- Србија ће настојати да задовољи своје потребе за електричном енергијом градњом сопствених производних капацитета, тако да неће бити потребе за значајнијим нето увозом електричне енергије.
- Део сопствене потрошње електропривреде ће се смањити оптимизацијом и увођењем мера енергетске ефикасности, али ће у исто време уградња еколошке опреме за отпашивање, десумпоризацију и денитрификацију представљати додатно оптерећење. У садејству наведених промена, претпоставља се да ће еквивалентни удео сопствене потрошње остати у великој мери неизмењен.

На бази наведених претпоставки може се очекивати да раст потрошње електричне енергије буде праћен растом бруто производње у једнакој сразмери.

Према Стратегији развоја енергетике Републике Србије до 2025. године, потрошња електричне енергије у Србији би од 2010. до 2030. године могла бити увећана за 16,3 %, што одговара годишњем расту од 0,76%, односно расту од 7,84% током сваке деценије. Не узимајући

³³⁰ Kizuka, Tokushi; Miyazawa, Kunichi; Nakamura, Shigeo; Ochiai, Yuichi; Tachibana, Masaru, "Fullerene nanowhiskers" Pan Stanford; CRC, 2019.

³³¹ Joseph Shinar, Optical and electronic properties of fullerenes and fullerene-based materials, M. Dekker, ISBN10: 0824782577

³³² око 90 TWh.

³³³ „Службени гласник РС”, бр. 156 од 25. децембра 2020. године

у обзир електрификацију транспорта и енергетске потребе дигитализације, и ослањајући се на исту стопу раста, српска производња електричне енергије ће до 2030. премашити 40 TWh годишње, док би, уз исту стопу раста, током 2050. године могла достићи 47,2 TWh.

Горња граница:

Процена потрошње електричне енергије током 2050. године може се начинити на темељу следећих претпоставки:

- Изузимајући енергетске потребе електрификације транспорта и дигитализације, и ослањајући се на стопу годишњег раста од 0,76%, бруто производња електричне енергије потребне за напајање осталих потрошача ће до 2050. године достићи 47,2 TWh.
- Уз претпоставку да ће до 2050. године 2/3 српских возила са ендотермичким мотором бити замењено електричним возилима, примена резултата из одељка 6.3.2. указује на одговарајући пораст бруто производње за 14,72 TWh.
- Увећање потрошње услед увећаног обима обраде, преноса и складиштења података (одељак 6.3.3) довешће до увећања бруто производње за 19,2 TWh годишње.

Горња граница очекиване потрошње електричне енергије током 2050. године је 64,9 TWh. Задржавајући постојећи однос потрошње и производње, наведени износ одговара бруто годишњој производњи електричне енергије од 81,12 TWh.

Доња граница:

Енергија из соларних електрана и ветроелектрана се може користити без њиховог прикључења на електричну мрежу, за производњу гасовитих или течних горива кроз одговарајуће електрохемијске процесе. Поменута горива се могу користити у сектору транспорта. У том случају, неће бити потребе за коришћењем електричних возила за батеријама, нити ће се неопходна енергија добијати из електричне мреже. Уколико се, у исто време, одустане од постојећег тренда пораста интернет саобраћаја, складиштења и обраде података, постоји могућност да се енергија потребна за напајање рачунарских и комуникационих система одржи на затеченом нивоу. Уз пад популације и продоре у области енергетске ефикасности, постојала би могућност да се бруто производња електричне енергије у Србији 2050. године задржи на затеченом нивоу од 38,417 TWh, уз финалну потрошњу од 28,096 TWh. Према су наведени исходи мало вероватни, добијени резултати могу допринети сагледавању утицаја који има удео варијабилне енергије на цену транзиције.

Средња вредност:

Уколико би се стопа раста потрошње електричне енергије утврђена за Немачку (одељак 6.3.5.) пројектовао на Србију, годишња потрошња и бруто производња електричне енергије у Србији би током 2050. године достигле 52,64 TWh, односно 65.8 TWh.

6.3.5. Поређење са пројекцијама потрошње за Немачку

Према пројекцијама³³⁴ које су начинили *Prognos*, *Öko-Institut* и *Wuppertal Institut*, потрошња електричне енергије у Немачкој ће бити

³³⁴ Towards a Climate-Neutral Germany by 2045 , How Germany can reach its climate targets before 2050, Version 1.1, June 2021

- увећана за 9% до 2030. године, а потом,
- увећана за додатних 60% у периоду од 2030. до 2045. године.

Наведени подаци указују да ће, током наредних 25 година, немачка потрошња порастати са тренутних 557 TWh на око³³⁵ 1000 TWh. Пројектујући очекивани тренд пораста потрошње на интервал од 2045. до 2050. године, закључује се да ће немачка потрошња (па самим тим и бруто производња) електричне енергије до 2050. године порастати за 88% (1,88 пута). Према оквирним пројекцијама датим за Србију у претходним разматрањима, бруто производња ће у истом периоду порастати за 114%. Треба имати у виду да процена дата за Немачку³³⁶ има другачији поглед на увећање потрошње електричне енергије за потребе обраде, складиштења и преноса података, док процене дате за Србију (одељци 6.3.2 - 6.3.4) дају само оквирну процену увећања потрошње услед електрификације саобраћаја.

Пред наведених пројекција, постоји и процена E.DSO изложена у документу *Connecting the dots - Distribution grid investment to power the energy transition*³³⁷ где се за Немачку предвиђа већи раст потрошње, са стопом од 3,1% годишње током наредне деценије, што би до 2030. године увећало потрошњу за 35%, док би, у истом интервалу, раст потрошње електричне енергије у земљама ЕУ (ЕУ27) достигао 19%. Као и друге процене, и ову треба узети са резервом. За потребе ове студије, усвојена је процена умеренијег раста (9% до 2030. године) коју је начинио *Wuppertal Institut*.

6.3.6 Сажетак

- На увећање потрошње електричне енергије утиче
 - (1) Електрификација транспорта,
 - (2) Промена броја становника, увећање животног стандарда и развој привреде
 - (3) Декарбонизација/мање коришћење фосилних горива ослања се на електрификацију
 - (4) Дигитализација: енергетске потребе обраде, преноса и складиштења података
- На увећање цене енергије добијене из фосилних горива утиче
 - (1) Постепено исцрпљивање залиха,
 - (2) Настојања произвођача да, у условима нејасне перспективе даље експлоатације, трошкове истраживања нових залиха пребаце на потрошаче, и
 - (3) Већи трошкови експлоатације фосилних горива услед увођења такси за емисије.
- Ослањајући се на постојеће трендове раста потрошње електричне енергије у Србији и користећи скалирана прилагођена поређења са земљама ЕУ, процена раста бруто производње електричне енергије од 2020. до 2050. године креће се од 88% до 114%.
- Ослањајући се на податке за 2020. годину и изводећи оквирне процене промене потрошње у карактеристичним секторима (декарбонизација кроз електрификацију, електрификација друског саобраћаја и дигитализација), бруто производња електричне енергије ће током 2050. године бити већа од бруто производње у 2020. години за најмање

³³⁵ Потрошња електричне енергије у Немачкој је током 2020. године износила 557 TWh, дакле, била је око 19 пута већа него годишња потрошња електричне енергије у Србији.

³³⁶ Towards a Climate-Neutral Germany by 2045 , How Germany can reach its climate targets before 2050, Version 1.1, June 2021

³³⁷ <https://www.eurelectric.org/connecting-the-dots>

73% (бруто производња од 65,8 TWh) али не више од 114% (бруто производња од 81,12 TWh). Пресудни утицај ће имати удео електрификације транспорта и потребе за електричном енергијом процеса обраде, складиштења и преноса података.

6.3.7. Закључак

На потрошњу електричне енергије у Србији током 2050. године, као и на одговарајућу бруто годишњу производњу одлучујући утицај имаће удео електрификације у процесима декарбонизације и супституције фосилних горива, удео електричних возила чије се тракционе батерије пуне енергијом из мреже, увећање потрошње за потребе рачунара и комуникација, пад популације, промене у обиму индустријске производње и напредак у пољу енергетске ефикасности.

Горња граница потрошње остварила би се уз максималан раст у свим секторима потрошње. До 2050. године, бруто производња електричне енергије могла би достићи 81,12 TWh годишње са потрошњом од 64,9 TWh, што би представљало раст производње од 114%.

Доња граница потрошње остварила би се уз минималан раст у свим секторима потрошње. Уз коришћење соларних електрана и ветроелектрана изван мреже, у *Power-to-gas* систему производње горива за потребе саобраћаја, уз декарбонизацију која у малој мери ослања на електрификацију, уз пад популације и продоре у области енергетске ефикасности, постојала би могућност да се бруто годишња производња електричне енергије у Србији 2050. године задржи на затеченом нивоу од 38,417 TWh, уз финалну потрошњу од 28,096 TWh.

Средња вредност Уз стопу раста предвиђену за Немачку (одељак 6.3.5), годишња потрошња би током 2050. године достигла 52,64 TWh, док би бруто производња електричне енергије у Србији достигла 65,8 TWh, што представља раст за 88%.

6.4. Трошкови енергетске транзиције

За производњу електричне енергије утврђену у одељку 6.3, у одељку 6.4.1. су размотрене границе у којима се може кретати годишња производња електричне енергије из соларних електрана, ветроелектрана, ТЕ на биомасу, ТЕ на угаљ, ТЕ на гас и хидроелектрана у Србији. У наставку, разматран је већи број сценарија и за сваки од њих су утврђене вредности удела заменских извора, снаге извора и постројења за складиштење, неопходних капацитета за складиштење, као и процене одговарајућих инвестиционих трошкова, оперативних трошкова и трошкова одржавања. Прорачун је спроведен за средњу, горњу и доњу очекивану вредност потрошње, са резултатима приказаним у одељцима 6.4.2-6.4.4. У сваком од одељака засебно је сагледана опција са (1) великим уделом ОИЕ без градње НЕ, (2) значајним уделом ОИЕ уз градњу мањих капацитета НЕ, и (3) значајним капацитетима НЕ са годишњом производњом до 1/3 укупне. Збирни приказ и осврт на утицај удела ОИЕ на инвестиционе трошкове дати су у одељцима 6.4.5 и 6.5.1. Добијени резултати се користе као основ за израду препорученог сценарија који је специфициран у одељку 6.5.2.

6.4.1 Примарни извори неопходни за напајање потрошача током 2050. године

На основу анализе остваривих промена у производњи постојећих извора и сагледавања потенцијала заменских извора утврђен је обим производње који се може остварити без градње

нуклеарних електрана. У случају где такав збир не би задовољавао потребе, дата је анализа трошкова и домаћаја увећања производње

- на бази додатних улагања у унапређење мреже и градњу складишта ради интеграције већег удела енергије из соларних електрана и ветроелектрана, а потом и
- на бази градње мањих или већих капацитета НЕ, до износа од 1/3 производње.
- Термоелектране на угаљ (4,4 TWh): Не треба очекивати увећање енергије која се добија из термоелектрана. Напротив, исцрпљивање залиха и настојања да се одустане од сагоревања нискоквалитетног угља ће највероватније довести до прекида рада српских термоелектрана не дуго после 2050. године. Очекивана годишња производња електричне енергије из српских термоелектрана на угаљ подробније је приказана у одељку 3.2.4, са графичким приказом на слици 3.2.4. Усвојена је претпоставка да ће српске термоелектране на угаљ (а пре свега Костолац Б и ТЕНТ Б) крајем пете деценије 21. века још увек моћи да произведу 4,4 TWh електричне енергије годишње.
- ТЕ на гас (10,12 TWh): Неизвесност пласмана нафте и гаса смањује интерес за истраживање нових налазишта, што доводи до мање понуде и до раста цена. Раст цене природног гаса је везан за пројектовани раст цена нафте. Очекује се да ће раст цене гаса имати мање ефекте на цену енергије из ТЕ на гас него што ће раст такси на емисије CO₂ утицати на раст цене kWh из ТЕ на угаљ, тако да се може очекивати наставак рада ТЕ на гас и поред увећања цена гаса. Управљивост ТЕ на гас које раде без комбинованог циклуса пружа велику помоћ у сузбијању варијација производње из соларних електрана и ветроелектрана. Сагоревање природног гаса је повезано са емисијом гасова са ефектом стаклене баште. Наведене емисије су мање него код сагоревања угља. На дужи рок, очекивани раст такси на емисије CO₂ може начинити рад ТЕ на гас неисплативим. У међувремену, мотив за градњу и експлоатацију ТЕ на природни гас (упркос емисијама CO₂)³³⁸ и даље постоји због потребе да се замени енергија термоелектрана на лигнит. Градња ТЕ на гас са комбинованим циклусом и когенерацијом може решити проблем грејања у већим градовима и представља изузетно ефикасно решење које може бити исплативо чак и уз увећане цене гаса и уз веће трошкове на емисије CO₂. Наведени разлози могу довести до раста производње из ТЕ на гас до 2040. године, у којој се очекује производња од 10,12 TWh. Не треба очекивати наставак раста до 2050. године. Развој и примена технологија за производњу биогаса из биомасе може омогућити да се предности ТЕ на гас споје са коришћењем обновљиве енергије добијене из биомасе.
- Сагоревање биомасе и геотермална енергија (2 TWh): Имајући у виду околност да се током сагоревања биомасе у ваздух емитују штетне материје и гасови, као и да је расположивост геотермалне енергије и других видова обновљиве енергије у Србији релативно мала, не треба очекивати да се одговарајућа енергија увећа више од 4 пута (до износа мањег од 2 TWh годишње). Међутим, прерадом биомасе могу се добити гасовите и течне фракције које се могу користити у енергетске сврхе као најчистија горива.
- Ветроелектране (4 TWh): Годишња производња електричне енергије у српским ветроелектранама током 2030. године би, према подацима датим у Табели 6.2.4, могла достићи 3,91 TWh. Таква процена се ослања на коришћењу теже доступних локација за градњу ветроелектрана и достиже процене исплативе производње наведене у одељку 5.1.2. У исто време, достиже се и

³³⁸ Емисије CO₂ по јединици произведене електричне енергије знатно су мање од оних које настају у термоелектранама на угаљ. Наиме, сагоревањем угља (угљеник - C) добија се (само) CO₂, док се сагоревањем природног гаса (CH₄) добијају CO₂ (један молекул) и вода (два молекула).

техничко ограничење од 4 TWh које сугеришу разматрања у одељку 6 (Табела 6.2.2). Кориговане пројекције Енергетске заједнице³³⁹ сугеришу достизање производње од 6 TWh годишње (Табела 6.2.4), али им недостаје подробније утемељење. С друге стране, предвиђања *GFA Consulting Group*³⁴⁰ (*Climate strategy and action plan*) оперишу са инсталисаном снагом српских ветроелектрана од 1,170 GW до 2030, односно 2,253 GW до 2050, уз годишњу производњу од 2,15 TWh (2030.) и 4,15 TWh (2050. године). Подробније процене дате су у одељку 5.1.2, где се показује да годишња производња електричне енергије из ветроелектрана може достићи 4 TWh, уз потребу да се градња усмери и на локације које су мање приступачне и мање исплативе него до сада. Анализа спроведена у одељку 5.1 указује ограничен потенцијал за коришћење енергије ветра у Србији и на потребу да одговарајућа очекивања буду умерена.

- **Соларне електране (7 TWh - 13,64 TWh):** У Србији је могућност за производњу електричне енергије из соларних електрана много већа од могућности за производњу из ветроелектрана. Ограничења у уделу соларних електрана су пре свега везана за техничке и финансијске потешкоће њихове интеграције у електричне мреже. Према оквирним проценама *GFA Consulting Group*³⁴¹ (*Climate strategy and action plan*), инсталисана снага српских соларних електрана би требало да достигне 4462 MW до 2030. и 10 521 MW до 2050. године, уз одговарајућу годишњу производњу од 5,7 TWh у 2030. и 13,64 TWh у 2050. години. Уз додатних 4 TWh из ветрогенератора, производња из ОИЕ би током 2050. године достигла 17,6 TWh, што захтева градњу значајних батеријских капацитета (одељак 5.8) који нису уврштени у процене *GFA*³⁴². Уз наведени удео ОИЕ и стопу раста потрошње коју има Немачка³⁴³, у Србији би требало градити складишта капацитета 136 GWh и снаге 3,4 GW, уз нето инвестиционе трошкове³⁴⁴ од 18 млрд. \$ US и оперативне трошкове од 1 млрд. \$ US годишње. Ради ближег сагледавања осетљивости трошкова складиштења на промене удела ОИЕ, треба напоменути да би увећање удела ОИЕ за 11% увећало трошкове градње складишта са 18 на 29 млрд. \$ US; да би смањење удела ОИЕ за 11% смањило трошкове са 18 на 10 млрд. \$ US; док би смањење удела ОИЕ за 37% (тј. смањење енергије из соларних електрана на 7 TWh годишње) свело трошкове градње складишта на прихватљивих 2,65 млрд. \$ US, уз годишње оперативне трошкове мање од 0,16 млрд. \$ US. У зависности од расположивих инвестиција за градњу неопходних складишта, остварива производња српских соларних електрана могла би варирати од 7 TWh до 13,64 TWh. Износ од 7 TWh представља раст за око 10 пута у односу на пројекције за 2030. годину, дате у Табели 6.2.3.а, односно раст за око 6 пута у односу на циљеве за 2030. годину, дате у документима Енергетске заједнице³⁴⁵ и сажете у Табели 6.2.4. Уградња фотонапонских панела „иза бројила“ тражи мање капацитете складиштења и скопчана је са мањим трошковима интеграције.
- **Хидроелектране (10,91 TWh):** Ослањајући се на процене да ће просечне годишње падавине у Србији 2050. године опасти за 14%, не треба очекивати да се енергија добијена из хидроелектрана увећа. Новим инвестицијама у ревитализацију постојећих и градњу нових хидроелектрана њихова производња се може увећати за 3 TWh годишње. Укупни пад

³³⁹ Study on 2030 overall targets for the Energy Community, Energy efficiency, RES, GHG emissions reduction, TU Wien, EEG, REKK, 2019, Slike 152, 153

³⁴⁰ Climate Strategy and Action Plan, Baseline Scenarios 2050, GFA, Sept. 2018

³⁴¹ Climate Strategy and Action Plan, Baseline Scenarios 2050, GFA, Sept. 2018

³⁴² Climate Strategy and Action Plan, Baseline Scenarios 2050, GFA, Sept. 2018

³⁴³ Towards a Climate-Neutral Germany by 2045, How Germany can reach its climate targets before 2050, Version 1.1, June 2021

³⁴⁴ Снага постројења за складиштење, њихов капацитет, инвестициони трошкови и трошкови одржавања и складиштења са подробније анализирани у одељцима 4.7, 5.8 и 6.3

³⁴⁵ Study on 2030 overall targets for the Energy Community, Energy efficiency, RES, GHG emissions reduction, TU Wien, EEG, REKK, 2019, Slike 152, 153

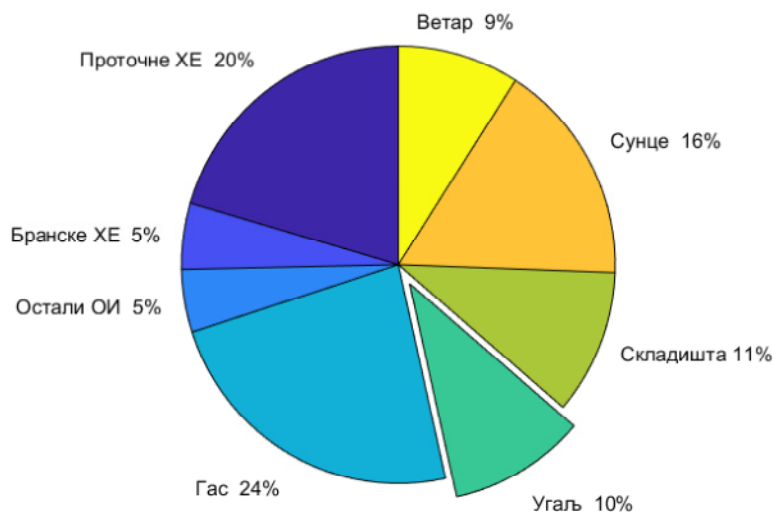
производње из хидроелектрана услед промене режима падавина процењује се на 1,3 TWh годишње.

- Нуклеарне електране (0-3 TWh): Збир очекиване производње из не-нуклеарних извора, наведених у Табели 6.4.1, даје годишњу бруто производњу од 43,05 TWh, довољну за годишњу потрошњу електричне енергије од 31,7 TWh. Уколико би потрошња у Србији расла са истом стопом као у Немачкој³⁴⁶, потрошња електричне енергије би током 2050. премашила 52 TWh. Једно од решења могло би бити градња нуклеарних електрана снаге 3 GW, уз инвестициони трошак од око 20 млрд. \$ US (одељак 6.4.2, Варијанта 3). Уколико би се само једна половина недостајуће енергије надокнадила градњом НЕ, док би се остатак добио увећањем удела ОИЕ, одговарајући трошкови интеграције ОИЕ би премашили 52 млрд. \$ US (одељак 6.4.2, Варијанта 2). Трошкови интеграције у Варијанти 1, која не предвиђа градњу НЕ, премашују границе остваривог.

На бази горе наведених претпоставки, које остављају пуно простора за подробнију проверу, структура бруто производње електричне енергије током 2050. године може се приказати у Табели 6.4.1. Одговарајући графички приказ дат је на слици 6.4.1а. У погледу наведене производње из соларних електрана од 7,1 TWh, постоји простор за увећање на бази градње значајних капацитета за складиштење. Подробнији увид дат у одељцима 3.6 и 5.1 указује на могућност да годишња производња ветроелектрана достигне износ већи од назначеног (7 TWh) уз градњу батеријских постројења, ветроелектрана на нестандартним локацијама и уз сарадњу са Републиком Српском.

Табела 6.4.1: Остварива бруто производња електричне енергије појединих извора током 2050.

ТЕ на гас	ТЕ на лигнит	РХЕ	Проточне ХЕ	Бранске ХЕ	Остали ОИ	Соларне електране	Електране на ветар	Нуклеарне електране
10,12 TWh	4,4 TWh	4,61 TWh	8,81 TWh	2,1 TWh	2 TWh	7,1 TWh	3,91 TWh	0 TWh



Слика 6.4.1а. Остварива бруто производња електричне енергије извора наведених у Табели 6.4.1. Претпоставља се да нема ангажованих НЕ, те да је годишња потрошња 31,7 TWh.

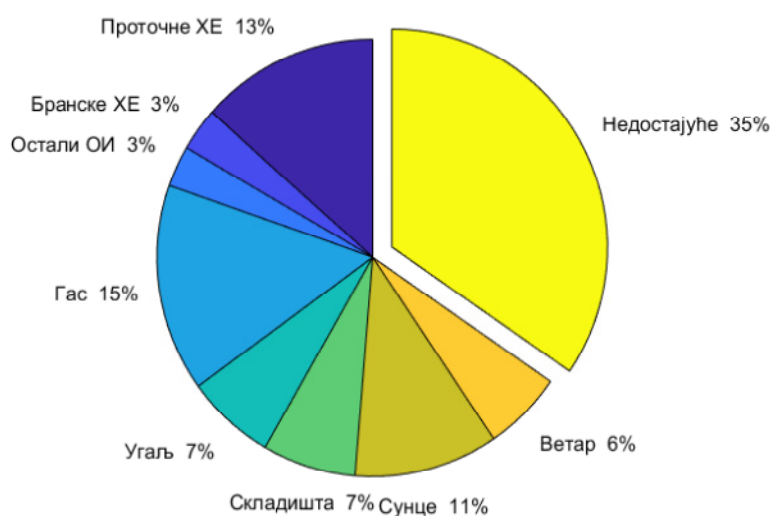
³⁴⁶ Towards a Climate-Neutral Germany by 2045, How Germany can reach its climate targets before 2050, Version 1.1, June 2021

Доња граница потрошње у 2050: У случају где промене потрошње у Србији до 2050. године одговарају сценарију описаном као *доња граница* у одељку 6.3.7, у структури бруто производње могу се у потпуности искључити ТЕ на угаљ, док се производња из ТЕ на гас може умањити за 0,23 TWh. У описаном случају не би било потребе за градњом НЕ, нити за увећањем удела ОИЕ.

Горња граница потрошње у 2050: У случају где промене потрошње у Србији до 2050. године одговарају сценарију описаном као *горња граница* у одељку 6.3.7, у структури бруто производње, наведеној у Табели 6.4.1, недостаје 38,07 TWh, што се може надоместити градњом НЕ и/или значајним увећањем удела ОИЕ. Наведени мањак може надокнадити нова базна електрана снаге 4,88 GW и фактора коришћења од 88% на годишњем нивоу. Једнаку производњу имале би и соларне електране укупне снаге од 29,36 GW или ветроелектране укупне снаге око 20 GW. Технички и финансијски проблеми интеграције безинерционих електрана наведене снаге дати су у одељцима 4.7, 5.8 и 6.2.

Средња очекивана потрошња у 2050: У случају где промене потрошње у Србији до 2050. године одговарају сценарију описаном као *средња очекивана потрошња* у одељку 6.3.7, у структури бруто производње, наведеној у Табели 6.4.1, недостаје 22,75 TWh, што се може надоместити градњом НЕ и/или значајним увећањем удела ОИЕ. Одговарајућа графичка представа дата је на слици 6.4.1б, док се питање обезбеђивања доданих 35% енергије у годишњем билансу разматра у наредним одељцима.

У светлу досадашњих резултата, кључна одлука коју би требало донети је везана за удео ОИЕ и удео НЕ у обезбеђивању недостајуће енергије. Увећање удела ОИЕ изнад вредности назначених на слици 6.4.1б скопчано је са параболичним увећањем трошкова интеграције у мрежу. С друге стране, у Србији је тренутно на снази мораторијум на градњу НЕ, чија је нежељена последица запостављање научних и стручних капацитета неопходних за расуђивање о нуклеарној енергетици која се развија у суседним земљама. На дужи ток, једно од решења које треба разматрати у циљу задовољавања домаћих потреба за електричном енергијом са што мање увоза су и нуклеарне електране нове генерације. При томе, требало би благовремено разматрати и уклапање таквог решења у свеукупне односе са ЕУ.



Слика 6.4.1б. Остварива бруто производња електричне енергије појединих извора током 2050. уз бруто производњу од 65,8 TWh и уз 35% производње за коју тек треба дефинисати изворе.

Под притиском бројних европских земаља које се ослањају на нуклеарну енергију, постоји склоност да Брисел охрабри коришћење нуклеарних електрана и да се оне укључе у „зелени план“. Из разлога наведених у одељцима 4.5.2 и 4.6.4, Немачка и земље северозападне Европе немају интереса за увећањем удела нуклеарних електрана у ЕУ, што био смањило потребе за технологијама и решењима које развија њихова индустрија. С друге стране, у Француској, Украјини, Словачкој и Мађарској се више од 50% електричне енергије добија из нуклеарних електрана, док своје планове за проширење постојећих и градњу нових капацитета исказују и друге земље, превасходно на истоку Европе. У датој ситуацији, разумно решење за српску енергетику је благовремено формирање стручног кадра и покретање свеобухватне анализе расположивих технологија НЕ и њихових техничких, финансијских и еколошких својстава, са циљем да се дође до националног плана развоја и примене нуклеарне енергетике о коме се може преговарати, али би евентуални преговори били безпредметни без ангажовања домаће струке.

Емисије CO₂ из ОИЕ и нуклеарних електрана су упоредиве и веома мале. Један од недостатака НЕ је зависност корисника од испоручиоца опреме и испоручиоца горива. Опрема за соларне електране и ветроелектране се такође увози, али је повезаност корисника са испоручиоцем опреме краткотрајна и мање изражена, док се проблем набавке горива не поставља јер ОИЕ користе енергију сунца и ветра. Због наведених предности, потребно је искористити све технички и финансијски прихватљиве потенцијале ОИЕ. Према трошковнику изведеном у одељцима 4.7, 5.8 и 6.2 значајније премашење оптималног удела ОИЕ (ветроелектрана и соларних електрана, одељак 4.8) ствара стање у коме је интеграција ОИЕ вишеструко скупља од градње нуклеарних електрана, што указује на потребу да удео ОИЕ буде умерен (одељак 4.8), и да се остатак неопходне енергије обезбеди градњом базних извора какве су нуклеарне електране. Одлука о расподели се не мора донети одмах, али би требало што пре прекинути са имплицитном забраном разматрања нуклеарне опције, обновити научни и стручни кадар, подробније проучити карактеристике нових генерација НЕ, и искористити сваку могућност да се вишак енергије из ОИЕ искористи изван електричне мреже.

6.4.2. Трошкови транзиције за средњи раст потрошње до 2050. године

Разматрања у оквиру одељка полазе од претпоставке да ће промене потрошње у Србији до 2050. године одговарати сценарију описаном као *средња очекивана потрошња* у одељку 6.3.7. У структури бруто производње, наведеној у Табели 6.4.1, недостаје 22,75 TWh, што се може надоместити градњом НЕ и/или значајним увећањем удела ОИЕ. Коришћењем исхода анализе спроведене у одељцима 4.7, 5.8 и 6.2, одређени су капацитет, снага и цене батеријских постројења за складиштење за три различите варијанте, у којима се мења удео НЕ и ОИЕ у производњи недостајуће енергије. Уз прорачун инсталисане снаге заменских извора, трошкова њихове градње и оперативних трошкова долази се до оквирне процене трошкова транзиције за сваку од разматраних варијанти:

- Варијанта 1: Недостајућих 22,75 TWh биће обезбеђено увећањем капацитета соларних електрана и ветроелектрана³⁴⁷. Не планира се градња нуклеарних електрана.
- Варијанта 2: Једна половина недостајуће енергије биће обезбеђена увећањем капацитета соларних електрана и ветроелектрана, док ће другу половину дати нуклеарне електране.

³⁴⁷ Прорачун ће бити спроведен уз претпоставку да ће проблеми интеграције ОИ исказани у одељку 6.2. бити решени

- Варијанта 3: Недостајућих 22,75 TWh биће обезбеђено градњом нуклеарних електрана, док ће производња соларних и ветроелектрана остати на нивоу из Табеле 6.4.1.

Варијанта 1

Уз производњу соларних електрана и ветроелектрана исказану у Табели 6.4.1 и претпоставку да ће се недостајућих 22,75 TWh обезбедити градњом додатних ОИЕ и припадајућих складишта, укупна годишња производња соларних електрана и ветроелектрана достигла би 33.76 TWh. У Варијанти 1 не постоји потреба за градњом НЕ. У погледу расподеле наведених 33,76 TWh на соларне електране и ветроелектране, усвојена је арбитарна одлука да ће 1/3 недостајуће енергије од 22,75 TWh дати ветроелектране док ће преостале 2/3 дати соларне електране³⁴⁸.

Табела 6.4.2а: Енергија и снага извора и складишта и одговарајући трошкови за Варијанту 1

Укупна бруто производња	W_{br}	65,8 TWh
Укупна годишња потрошња	W_{pot}	52,64 TWh
Укупна производња из варијабилних извора ³⁴⁹	W_{vari}	33,76 TWh
Удео варијабилних извора у годишњој потрошњи	w_{vari}	0,641
Капацитети за складиштење (енергија, дијаграм 5.8.4а)	W_{sklad}	2747,4* GWh
Капацитети за складиштење (снага, дијаграм 5.8.4б)	P_{sklad}	9,66 GW
Инвестициони трошак градње складишта (5.8.2б)	Invest_sklad	355,5 млрд. \$ US
Годишњи трошкови оперативни+одржавање, (5.8.3а)	FOC+VOC	20,66 млрд. \$ US
LCOS, према изразу (5.8.3с - сценарио 2)	LCOS	82,5 \$ US/MWh
Инсталисана снага ветроелектрана (фак. капацит. 0,21)	P_{WIND}	6,51 GW
Инсталисана снага соларних елект. (фак. капацит. 0,148)	P_{SOLAR}	16,79 GW
Инсталисана снага нуклеарних електрана (ф.кап. 0,87)	$P_{NUCLEAR}$	0
Трошак градње ветроелектрана (1428 \$ US/kW)	Invest_wind	9,31 млрд. \$ US
Трошак градње соларних електрана (595 \$ US/kW)	Invest_solar	9,99 млрд. \$ US
Инвестиције у нуклеарне електране (6572 ³⁵⁰ \$ US/kW)	Invest_NE	0

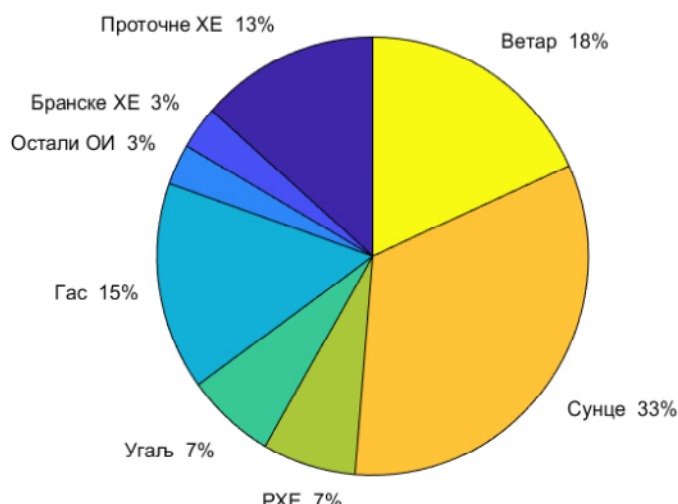
(*) приказани удео варијабилних извора је на ивици опсега за који су, у референтним студијама, рађене симулације, тако да грешка у приказаном износу може достићи 30%.

Применом исхода анализа и израза добијених у одељцима 4.7, 5.8 и 6.2, добијени су одговарајући износи енергије и снаге неопходних извора и складишта, као и оквирне процене инвестиционих трошкова, оперативних трошкова и трошкова одржавања. Одговарајућа структура бруто производње дата је на слици 6.4.2а, док су енергије, снаге и трошкови дати у оквиру Табеле 6.4.2а.

³⁴⁸ Претпоставка да би ветроелектране могле дати више од 6 TWh нису у складу са исходима анализе спроведене у одељку 5.1. Границу од 6 TWh годишње наводе и најамбициозније процене Енергетске заједнице (Табела 6.2.4, пројекције TU-Wien). Имајући у виду да расподела недостајуће енергије између соларних електрана и ветроелектрана нема значајнијег утицаја на главне резултате сажете у Табели 6.4.2а, питање предметне расподеле је за сада остављено по страни.

³⁴⁹ Ради се преваходно о соларним електранама и ветроелектранама, чијом се снагом не може управљати, које не поседују релевантне обртне масе, и које не доприносе укупној инерцији система.

³⁵⁰ Подаци преузети из студије ЕИА (https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumption.pdf) увећани су за 10% на основу оправданих претпоставки да би кашњење градње у Србији било веће него кашњење у САД.



Слика 6.4.2а: Структура бруто производње током 2050. године у Варијанти 1.

У већини посматраних варијанти, највећи утицај на трошкове транзиције имају инвестициони трошкови градње батеријских капацитета за складиштење. Резултати исказани у Табели 6.4.2а и свим преосталим табелама односе се на трошкове градње батеријских капацитета (*Invest_sklad*), али не и на трошкове замене батерија по истеку животног века. Животни век батеријских складишта (одељак 5.8.7) износи од 10 до 15 година. Ради процене трошкова транзиције, требало би узети у обзир да је сваких 10-15 година неопходно обновити батеријска постројења по цени од око 80% износа наведеног под ставком (*Invest_sklad*).

Критички осврт на прорачун капацитета и снаге складишта у Варијанти 1:

У Табели 6.4.2а је наведен неодржив износ трошкова градње батеријских складишта. Полазећи од актуелне годишње потрошње и цене електричне енергије, наведени трошак градње складишта би био довољан за набавку електричне енергије довољне за напајање свих потрошача у Србији током једног века. Неодржива цена градње складишта је показатељ да ће у садејству интереса потрошача и интереса инвеститора бити пронађен другачији, повољнији пут транзиције.

Подаци дати у Табели 6.4.2а дају збир инсталисаних снага соларних електрана и ветроелектрана од 23,3 GW, средњу снагу потрошње од 6 GW, док је потребна снага капацитета за складиштење 9,66 GWh. Очигледна је потреба за флексибилношћу потрошње која би омогућила да се вршна снага ОИЕ преузме уз што мањи износ одбачене снаге. Предвиђена снага капацитета за складиштење омогућује да се у појединим интервалима, око 41% инсталисане снаге соларних електрана и ветроелектрана преусмерава у складиште. Уз подударане интервала вршне потрошње свих ОИЕ (23,3 GW) и уз потрошњу од 6 GW, изостаје могућност преузимања целокупне снаге ОИЕ. Одбачена снага из ОИЕ може достићи 7,64 GW, уз одбачену енергију која зависи од трајања описаног стања. Проблем се може ублажити у случају да постоји део потрошње који је управљив, и који има могућност да, на захтев оператера или кроз реакцију на промену цене енергије, краткотрајно увећа своју потрошњу (*demand response*). Проблем је ублажен околношћу да се интервали са вршном вредношћу производње из соларних електрана и ветроелектрана ретко подударају.

У погледу врло великог траженог износа капацитета за батеријско складиштење (2747,4 GWh, блиско проценама наведеним за Ирску), треба нагласити да постоји могућност да

се тражени капацитет батерија смањи на рачун постојећих РХЕ. Међутим, због околности наведених у одељцима 5.8 и 6.2, ангажовањем РХЕ може се редуковани капацитет батеријског постројења, али се његова снага не може умањити. Уз претпоставку да ће 2050. године постојати могућност да се, из РХЕ Бајина Башта и РХЕ Бистрица, коришћењем целокупне акумулације горњих језера, добије складиште нето капацитета 520 GWh, тада се тражени капацитет батеријског складишта може умањити на 2227,4 GWh. Понављањем прорачуна из одељка 5.8 и смањењем планираних капацитета батеријских складишта за 520 GWh, инвестициони трошак се може смањити са 355 млрд. \$ US на 288 млрд. \$ US.

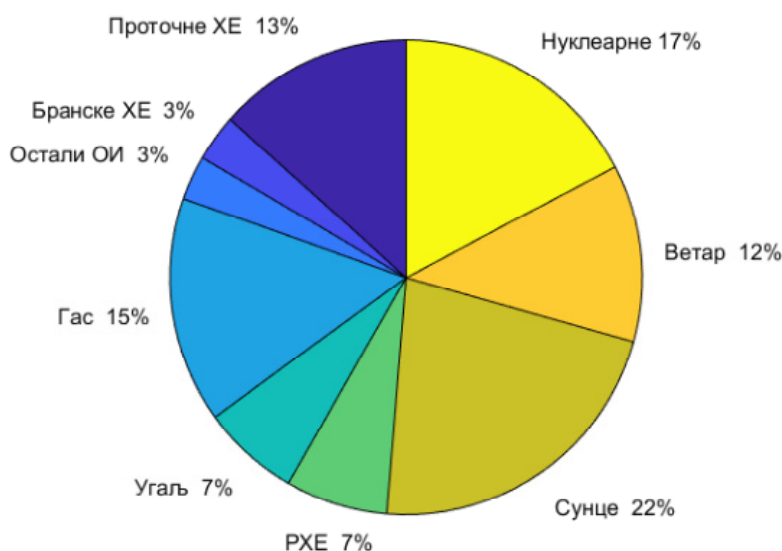
Варијанта 2

Уз производњу соларних електрана и ветроелектрана исказану у Табели 6.4.1 и уз претпоставку да ће се недостајућа енергија од 22,75 TWh обезбедити градњом додатних ОИЕ и припадајућих складишта који дају 50% наведеног износа и градњом НЕ који би дали других 50% наведеног износа, укупна годишња производња ОИЕ достигла би $11,01 + 11,375 = 22,385$ TWh, док би годишња производња из НЕ износила 11,375 TWh. У Варијанти 2 потребно је градити НЕ снаге 1,49 GW. У погледу расподеле енергије из ОИЕ на соларне електране и ветроелектране, задржан је однос из Варијанте 1. Применом исхода анализа и израза добијених у одељцима 4.7, 5.8 и 6.2, добијени су одговарајући износи енергије и снаге неопходних извора и складишта, као и оквирне процене инвестиционих трошкова, оперативних трошкова и трошкова одржавања. Одговарајућа структура бруто производње дата је на слици 6.4.2b, док су енергије, снаге и трошкови дати у оквиру Табеле 6.4.2b.

Табела 6.4.2b: Енергија и снага извора и складишта и одговарајући трошкови за Варијанту 2

Укупна бруто производња	W_{br}	65,8 TWh
Укупна годишња потрошња	W_{pot}	52,64 TWh
Укупна производња из варијабилних извора	W_{vari}	22,38 TWh
Удео варијабилних извора у годишњој потрошњи	w_{vari}	0,4252
Капацитети за складиштење (енергија, дијаграм 5.8.4a)	W_{sklad}	398,42 GWh
Капацитети за складиштење (снага, дијаграм 5.8.4b)	P_{sklad}	4,786 GW
Инвестициони трошак градње складишта (5.8.2b)	Invest	51,94 млрд. \$ US
Годишњи трошкови оперативни+одржавање, (5.8.3a)	FOC+VOC	3,017 млрд. \$ US
LCOS, према изразу (5.8.3c - сценарио 2)	LCOS	82,5 \$ US/MWh
Инсталисана снага ветроелектрана (фак. капацит. 0,21)	P_{WIND}	4,32 GW
Инсталисана снага соларних елект. (фак. капацит. 0,148)	P_{SOLAR}	11,13 GW
Инсталисана снага нуклеарних електрана (ф.кап. 0,87)	$P_{NUCLEAR}$	1,49 GW
Трошак градње ветроелектрана (1428 \$ US/kW)	Invest_wind	6,17 млрд. \$ US
Трошак градње соларних електрана (595 \$ US/kW)	Invest_solar	6,62 млрд. \$ US
Инвестиције у нуклеарне електране (6572 ³⁵¹ \$ US/kW)	Invest_NE	9,81 млрд. \$ US

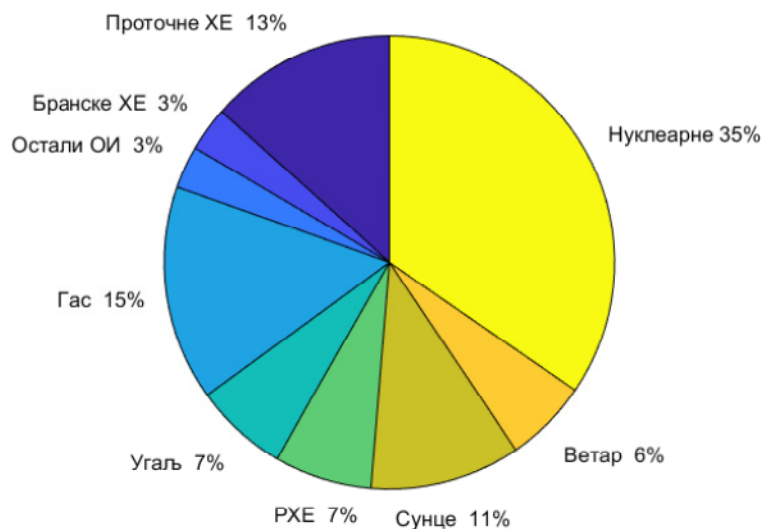
³⁵¹ Подаци преузети из студије ЕИА (https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumption.pdf) увећани су за 10% на основу оправданих претпоставки да би кашњење градње у Србији било веће него кашњење у САД.



Слика 6.4.2b: Структура бруто производње током 2050. године у Варијанти 2.

Варијанта 3

Уз производњу соларних електрана и ветроелектрана исказану у Табели 6.4.1 и уз претпоставку да ће се недостајућа енергија од 22,75 TWh обезбедити градњом НЕ који дају недостајућу енергију у пуном износу, задржала би се укупна годишња производња ОИЕ дата у Табели 6.4.1 (11,01 TWh), док би годишња производња из НЕ износила 22,75 TWh. У Варијанти 3 потребно је градити НЕ снаге 2,98 GW. Применом исхода анализа и израза добијених у одељцима 4.7, 5.8 и 6.2, добијени су одговарајући износи енергије и снаге неопходних извора и складишта, као и оквирне процене инвестиционих трошкова, оперативних трошкова и трошкова одржавања. Одговарајућа структура бруто производње дата је на слици 6.4.2c, док су енергије, снаге и трошкови дати у оквиру Табеле 6.4.2c.



Слика 6.4.2c: Структура бруто производње током 2050. године у Варијанти 3

Табела 6.4.2с: Енергија и снага извора и складишта и одговарајући трошкови за Варијанту 3

Укупна бруто производња	W_{br}	65,8 TWh
Укупна годишња потрошња	W_{pot}	52,64 TWh
Укупна производња из варијабилних извора	W_{vari}	11,01 TWh
Удео варијабилних извора у годишњој потрошњи	w_{vari}	0,2092
Капацитети за складиштење (енергија, дијаграм 5.8.4а)	W_{sklad}	18,92 GWh
Капацитети за складиштење (снага, дијаграм 5.8.4б)	P_{sklad}	1,879 GWh
Инвестициони трошак градње складишта (5.8.2б)	Invest	2,65 млрд. \$ US
Годишњи трошкови оперативни+одржавање, (5.8.3а)	FOC+VOC	0,153 млрд. \$ US
LCOS, према изразу (5.8.3с - сценарио 2)	LCOS	82,5 \$ US/MWh
Инсталисана снага ветроелектрана (фак. капацит. 0,21)	P_{WIND}	2,12 GW
Инсталисана снага соларних елект. (фак. капацит. 0,148)	P_{SOLAR}	5,47 GW
Инсталисана снага нуклеарних електрана (ф.кап. 0,87)	$P_{NUCLEAR}$	2,98 GW
Трошак градње ветроелектрана (1.428 \$ US/kW)	Invest_wind	3,03 млрд. \$ US
Трошак градње соларних електрана (595 \$ US/kW)	Invest_solar	3,26 млрд. \$ US
Инвестиције у нуклеарне електране (6.572 ³⁵² \$ US/kW)	Invest_NE	19,61 млрд. \$ US

6.4.3. Трошкови транзиције за горњу граничну потрошњу до 2050. године

Разматрања у оквиру одељка полазе од претпоставке да ће промене потрошње у Србији до 2050. године одговарати сценарију описаном као *горња гранична потрошња* у одељку 6.3.7, у коме се претпоставља да ће ефекти декарбонизације, смањења ослањања на фосилна горива, замене возила са ендотермичким мотором као и увећање потрошње електричне енергије од стране рачунара и рачунарских мрежа довести до значајно веће потрошње електричне енергије. Уз увећање потрошње услед електрификације транспорта од 16,11 TWh годишње (одељак 6.3.2) и годишњу потрошњу од 14 TWh за складиштење, пренос и обраду података (одељак 6.3.3), годишња потрошња електричне енергије у Србији може достићи 64,9 TWh, уз бруто годишњу производњу током 2050. године од 81,12 TWh.

У структури бруто производње, наведеној у Табели 6.4.1, недостајало би 38,07 TWh, што се може надоместити градњом НЕ и/или значајним увећањем удела ОИЕ. Коришћењем исхода анализе спроведене у одељцима 4.7, 5.8 и 6.2, одређени су капацитет, снага и цене батеријских постројења за складиштење за три различите варијанте, у којима се мења удео НЕ и ОИЕ у производњи недостајуће енергије. Уз прорачун инсталисане снаге заменских извора, трошкова њихове градње и оперативних трошкова долази се до оквирне процене трошкова транзиције за сваку од разматраних варијанти:

- **Варијанта 4:** Недостајућих 38,07 TWh биће обезбеђено увећањем капацитета соларних електрана и ветроелектрана³⁵³. Не планира се градња нуклеарних електрана.

³⁵² Подаци преузети из студије ЕИА (https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumption.pdf) увећани су за 10% на основну оправданих претпоставки да би кашњење градње у Србији било веће него кашњење у САД.

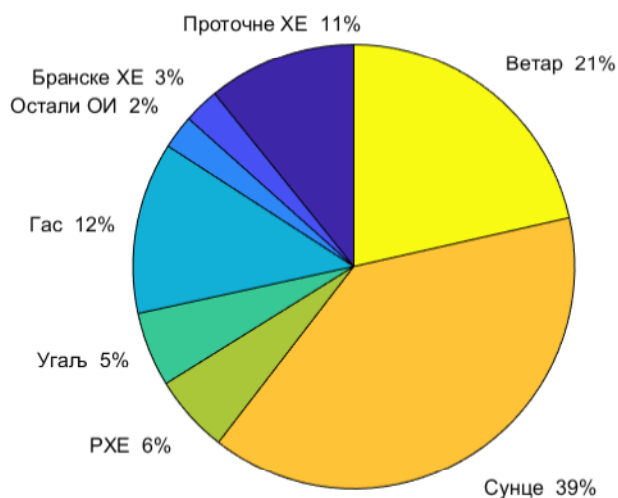
³⁵³ Прорачун ће бити спроведен уз претпоставку да ће проблеми интеграције ОИ исказани у одељку 6.2. бити решени

- Варијанта 5: Једна половина недостајуће енергије биће обезбеђена увећањем капацитета соларних електрана и ветроелектрана, док ће другу половину дати нуклеарне електране.
- Варијанта 6: Недостајућих 38,07 TWh биће обезбеђено градњом нуклеарних електрана, док ће производња соларних и ветроелектрана остати на нивоу из Табеле 6.4.1.

Варијанта 4

Уз производњу соларних електрана и ветроелектрана исказану у Табели 6.4.1 и претпоставку да ће се недостајућих 38,07 TWh обезбедити градњом додатних ОИЕ и припадајућих складишта, укупна годишња производња ОИЕ (а пре свега соларних електрана) морала би достићи 49,08 TWh. У Варијанти 4 не разматра се градња НЕ. Ради утврђивања трошкова градње ОИЕ у Табели 6.4.3а, потребно је утврдити расподелу наведених 49,08 TWh на соларне електране и ветроелектране. У посматраној Варијанти 4, градња ОИЕ представља мање од 1/30 трошкова градње складишта, питању расподеле није подробније разматрано, већ је усвојена арбитарна одлука да ће 1/3 недостајуће енергије дати ветроелектране док ће преостале 2/3 дати соларне електране³⁵⁴. Уз увећање на 49.08 TWh, годишња производња из ОИЕ би достигла удео 75% годишње потрошње.

Применом исхода анализа и израза добијених у одељцима 4.7, 5.8 и 6.2, добијени су одговарајући износи енергије и снаге неопходних извора и складишта, као и оквирне процене инвестиционих трошкова, оперативних трошкова и трошкова одржавања. Одговарајућа структура бруто производње дата је на слици 6.4.3а, док су енергије, снаге и трошкови дати у оквиру Табеле 6.4.3а. Као и у претходном случају (Варијанте 1-3), требало би узети у обзир да ће сваких 10-15 година постојати потреба да се обнова батеријска постројења по цени од око 80% износа наведеног под ставком (Invest_sklad).



Слика 6.4.3а: Структура бруто производње током 2050. године, у Варијанти 4

³⁵⁴ Претпоставка да би ветроелектране могле дати више од 6 TWh нису у складу са исходима анализе спроведене у одељку 5.1. Границу од 6 TWh годишње наводе и најамбициозније процене Енергетске заједнице (Табела 6.2.4, пројекције TU-Wien). Имајући у виду да расподела недостајуће енергије између соларних електрана и ветроелектрана нема значајнијег утицаја на главне резултате сажете у Табели 6.4.3а, питање предметне расподеле је за сада остављено по страни.

Табела 6.4.3а: Енергија и снага извора и складишта и одговарајући трошкови за Варијанту 4

Укупна бруто производња	W_{br}	81,12 TWh
Укупна годишња потрошња	W_{pot}	64,9 TWh
Укупна производња из варијабилних извора	W_{vari}	49,08 TWh
Удео варијабилних извора у годишњој потрошњи	w_{vari}	0,756
Капацитети за складиштење (енергија, дијаграм 5.8.4а)	W_{sklad}^{355}	7498,4* GWh
Капацитети за складиштење (снага, дијаграм 5.8.4б)	P_{sklad}	16,52 GW
Инвестициони трошак градње складишта (5.8.2б)	Invest_sklad	969,1 млрд. \$ US
Годишњи трошкови оперативни+одржавање, (5.8.3а)	FOC+VOC	56,33 млрд. \$ US
LCOS, према изразу (5.8.3с - сценарио 2)	LCOS	82,5 \$ US/MWh
Инсталисана снага ветроелектрана (фак. капацит. 0,21)	P_{WIND}	9,47 GW
Инсталисана снага соларних елект. (фак. капацит. 0,148)	P_{SOLAR}	24,41 GW
Инсталисана снага нуклеарних електрана (ф.кап. 0,87)	$P_{NUCLEAR}$	0
Трошак градње ветроелектрана (1428 \$ US/kW)	Invest_wind	13,53 млрд. \$ US
Трошак градње соларних електрана (595 \$ US/kW)	Invest_solar	14,52 млрд. \$ US
Инвестиције у нуклеарне електране (6572 ³⁵⁶ \$ US/kW)	Invest_NE	0

(*) приказани удео варијабилних извора је на ивици опсега за који су, у референтним студијама, рађене симулације, тако да грешка у приказаном износу може достићи 40%.

Критички осврт на прорачун капацитета за складиштење у Варијанти 4:

Капацитет складишта наведен у Табели 6.4.3а достиже 1/8 годишње потрошње, док трошкови градње вишеструко премашују вредност електричне енергије потребне за напајање свих потрошача у Србији током једног века. Неодржива цена градње складишта је показатељ да ће у садејству интереса потрошача и интереса инвеститора бити пронађен другачији, повољнији пут транзиције, тако да Варијанта 4 нема практичног значаја.

Подаци дати у Табели 6.4.2а дају збир инсталисаних снага соларних електрана и ветроелектрана од 33,88 GW, средњу снагу потрошње од 7,4 GW, док је потребна снага капацитета за складиштење 16,52 GWh. Ако би сви ОИЕ имали максималну производњу током истог интервала, значајан део снаге ОИЕ био би одбачен, што указује на потребу за увећањем флексибилности потрошње. Предвиђена снага капацитета за складиштење омогућује да се у појединим интервалима, око 48% инсталисане снаге соларних електрана и ветроелектрана преусмерава у складиште. Уз подударање интервала вршне потрошње свих ОИЕ (33,88 GW) и уз потрошњу од 7,4 GW, изостаје могућност преузимања целокупне снаге ОИЕ. Одбачена снага из ОИЕ може достићи 9,96 GW, уз одбачену енергију која зависи од трајања описаног стања. Проблем се може ублажити у случају да постоји део потрошње који је управљив, и који има могућност да, на захтев оператера или кроз реакцију на промену цене енергије, краткотрајно увећа своју потрошњу (DR).

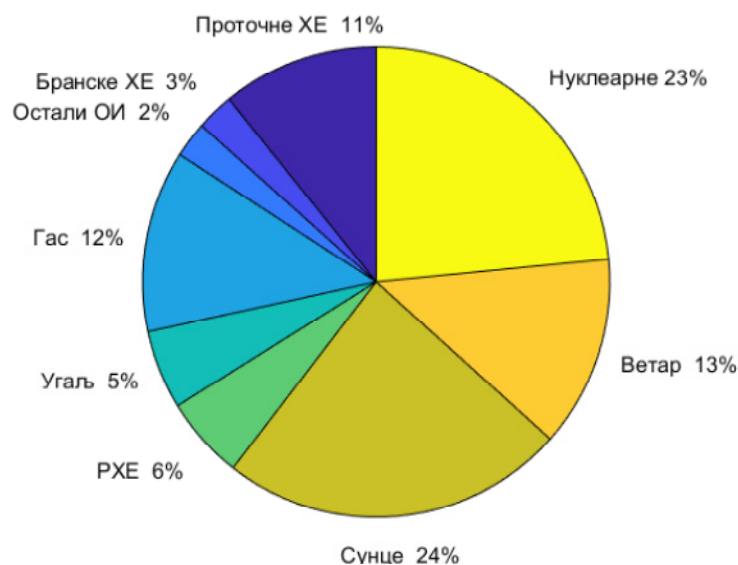
³⁵⁵ Варијанту 4 је тешко остварити јер, за сада, не постоји начин да се реше технички проблеми интеграције ОИ у наведеном обиму. У исто време, процене неопходних капацитета су изван опсега ирске студије на којој се базирају изрази 5.8.4а и 5.8.4б, нумеричке вредности су добијене екстраполацијом, и самим тим су од мањег значаја.

³⁵⁶ Подаци преузети из студије ЕИА (https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumption.pdf) увећани су за 10% на основу оправданих претпоставки да би кашњење градње у Србији било веће него кашњење у САД.

Тражени износ капацитета батеријског складишта је врло велики, око 7498 GWh, и лежи изван опсега података за који су, у референтним студијама, рађене симулације (до 2,7 TWh). Будући да се, у основи, наведена процена добија екстраполацијом, могућа грешка у процени може достићи 40%. Поред тога, треба нагласити да постоји могућност да се тражени капацитет батерија смањи на рачун постојећих РХЕ. Међутим, због околности наведених у одељцима 5.8 и 6.2, ангажовањем РХЕ може се редуковани капацитет батеријског постројења, али се његова снага не може умањити. Уз претпоставку да ће 2050. године постојати могућност да се, из РХЕ Бајина Башта и РХЕ Бистрица, коришћењем целокупне акумулације горњих језера, добије складиште нето капацитета 520 GWh, тада се тражени капацитет батеријског складишта може умањити на 6978 GWh. Понављањем прорачуна из одељка 5.8 и смањењем планираних капацитета батеријских складишта за 520 GWh, инвестициони трошак градње батеријских постројења може се смањити са 969 млрд. \$ US на 902 млрд. \$ US. Смањење није значајно тако да процене везане за Варијанту 4 нису од практичног значаја.

Варијанта 5

Уз производњу соларних електрана и ветроелектрана исказану у Табели 6.4.1 и уз претпоставку да ће се недостајућа енергија од 38,07 TWh обезбедити градњом додатних ОИЕ и припадајућих складишта који дају 50% наведеног износа и градњом НЕ који би дали других 50% наведеног износа, укупна годишња производња ОИЕ достигла би $11,01 + 19,035 = 30,045$ TWh, док би годишња производња из НЕ износила 19,035 TWh. У Варијанти 2, потребно је градити НЕ укупне инсталисане снаге 2,49 GW. У погледу расподеле енергије из ОИЕ на соларне електране и ветроелектране, задржан је однос из Варијанте 4. Применом исхода анализа и израза добијених у одељцима 4.7, 5.8 и 6.2, добијени су одговарајући износи енергије и снаге неопходних извора и складишта, као и оквирне процене инвестиционих трошкова, оперативних трошкова и трошкова одржавања. Одговарајућа структура бруто производње дата је на слици 6.4.3b, док су енергије, снаге и трошкови дати у оквиру Табеле 6.4.3b.



Слика 6.4.3b: Структура бруто производње током 2050. године у Варијанти 5

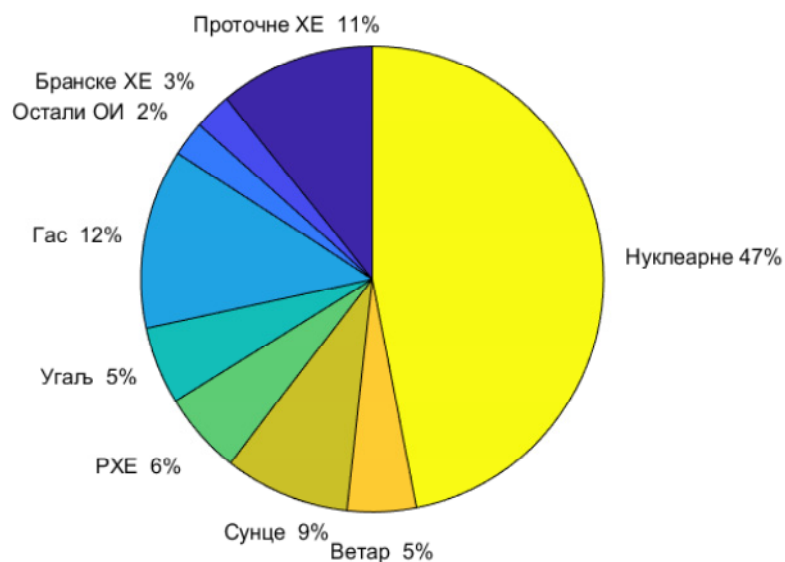
Табела 6.4.3b: Енергија и снага извора и складишта и одговарајући трошкови за Варијанту 5

Укупна бруто производња	W_{br}	81,12 TWh
Укупна годишња потрошња	W_{pot}	64,9 TWh
Укупна производња из варијабилних извора	W_{vari}	30,04 TWh
Удео варијабилних извора у годишњој потрошњи	w_{vari}	0,463
Капацитети за складиштење (енергија, дијаграм 5.8.4a)	W_{sklad}	726,77 GWh
Капацитети за складиштење (снага, дијаграм 5.8.4b)	P_{sklad}	6,74 GW
Инвестициони трошак градње складишта (5.8.2b)	Invest_sklad	94,52 млрд. \$ US
Годишњи трошкови оперативни+одржавање, (5.8.3a)	FOC+VOC	5,49 млрд. \$ US
LCOS, према изразу (5.8.3c - сценарио 2)	LCOS	82,5 \$ US/MWh
Инсталисана снага ветроелектрана (фак. капацит. 0,21)	P_{WIND}	5,8 GW
Инсталисана снага соларних елект. (фак. капацит. 0,148)	P_{SOLAR}	14,94 GW
Инсталисана снага нуклеарних електрана (ф.кап. 0,87)	$P_{NUCLEAR}$	2,49 GW
Трошак градње ветроелектрана (1428 \$ US/kW)	Invest_wind	8,28 млрд. \$ US
Трошак градње соларних електрана (595 \$ US/kW)	Invest_solar	8,89 млрд. \$ US
Инвестиције у нуклеарне електране (6572 ³⁵⁷ \$ US/kW)	Invest_NE	16,36 млрд. \$ US

Варијанта 6

Уз производњу соларних електрана и ветроелектрана исказану у Табели 6.4.1 и уз претпоставку да ће се недостајућа енергија од 38,07 TWh обезбедити градњом НЕ који дају недостајућу енергију у пуном износу, задржала би се укупна годишња производња ОИЕ дата у Табели 6.4.1 (11,01 TWh), док би годишња производња из НЕ износила 38,07 TWh. У Варијанти 6 потребно је градити НЕ снаге 4,99 GW. Применом исхода анализа и израза добијених у одељцима 4.7, 5.8 и 6.2, добијени су одговарајући износи енергије и снаге неопходних извора и складишта, као и оквирне процене инвестиционих трошкова, оперативних трошкова и трошкова одржавања. Одговарајућа структура бруто производње дата је на слици 6.4.3c, док су енергије, снаге и трошкови дати у оквиру Табеле 6.4.3c. Удео варијабилних извора (ОИЕ) у годишњој потрошњи је мањи од 17%, што значајно умањује неопходне батеријске капацитете за складиштење и своди трошкове њихове градње на прихватљив износ.

³⁵⁷ Подаци преузети из студије ЕИА (https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumption.pdf) увећани су за 10% на основу оправданих претпоставки да би кашњење градње у Србији било веће него кашњење у САД.



Слика 6.4.3с: Структура бруто производње током 2050. године у Варијанти 6

Табела 6.4.3с: Енергија и снага извора и складишта и одговарајући трошкови за Варијанту 6

Укупна бруто производња	W_{br}	81,12 TWh
Укупна годишња потрошња	W_{pot}	64,9 TWh
Укупна производња из варијабилних извора	W_{vari}	11,01 TWh
Удео варијабилних извора у годишњој потрошњи	w_{vari}	0,169
Капацитети за складиштење (енергија, дијаграм 5.8.4а)	W_{sklad}	10,4 GWh
Капацитети за складиштење (снага, дијаграм 5.8.4б)	P_{sklad}	1,8 GWh
Инвестициони трошак градње складишта (5.8.2б)	Invest_sklad	1,55 млрд. \$ US
Годишњи трошкови оперативни+одржавање, (5.8.3а)	FOC+VOC	0,089 млрд. \$ US
LCOS, према изразу (5.8.3с - сценарио 2)	LCOS	82,5 \$ US/MWh
Инсталисана снага ветроелектрана (фак. капацит. 0,21)	P_{WIND}	2,12 GW
Инсталисана снага соларних елект. (фак. капацит. 0,148)	P_{SOLAR}	5,47 GW
Инсталисана снага нуклеарних електрана (ф.кап. 0,87)	$P_{NUCLEAR}$	4,99
Трошак градње ветроелектрана (1428 \$ US/kW)	Invest_wind	3,03 млрд. \$ US
Трошак градње соларних електрана (595 \$ US/kW)	Invest_solar	3,25 млрд. \$ US
Инвестиције у нуклеарне електране (6572 ³⁵⁸ \$ US/kW)	Invest_NE	32,82 млрд. \$ US

³⁵⁸ Подаци преузети из студије ЕИА (https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumption.pdf) увећани су за 10% на основу оправданих претпоставки да би кашњење градње у Србији било веће него кашњење у САД.

6.4.4 Трошкови транзиције за доњу граничну потрошњу до 2050. године

Разматрања у оквиру одељка полазе од претпоставке да ће промене потрошње у Србији до 2050. године одговарати сценарију описаном као *доња гранична потрошња* у одељку 6.3.7. Пад популације, замена енергетски интензивних индустријских процеса новим, енергетски ефикаснијим, као и шира примена мера енергетске ефикасности може довести до одређене редукације потрошње. У овом одељку спроведена је анализа заснована на претпоставци да ће се постојеће стање одржати, дакле, да ће бруто производња електричне енергије у Србији 2050. године износити 38,1 TWh, док ће финална потрошња електричне енергије износити 28,1 TWh. Наведени исход није изврстан, али резултати одговарајућег прорачуна могу допринети сагледавању утицаја који има удео варијабилне енергије на цену транзиције.

Уз прорачун инсталисане снаге заменских извора, трошкова њихове градње и оперативних трошкова долази се до оквирне процене трошкова транзиције за сваку од разматраних варијанти:

- Варијанта 7: Уз потпуно заустављање ТЕ на угљ, производња из ТЕ на природни гас ће се задржати на 59% раније предвиђене вредности (Табела 6.4.1), производња ветроелектрана ће се увећати до горње границе остваривог износа (одељак 5.1, као и Табела 6.2.4), док ће производња соларних електрана бити додатно увећана, за 1/3 у односу на исказану у Табели 6.4.1. Не планира се градња нуклеарних електрана.
- Варијанта 8: Полазећи од Варијанте 8, трошкови интеграције ОИЕ ће бити умањени ограничавањем њихове производње на 5,5 TWh годишње. Недостајућа енергија ће бити обезбеђена градњом једне нуклеарне електране.

Варијанта 7

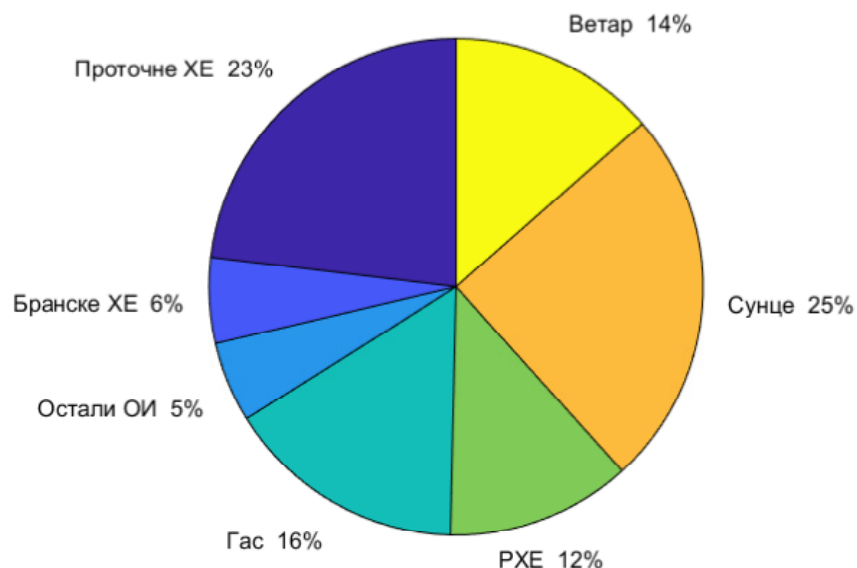
Полазећи од података датих у Табели 6.4.1, где је приказан претпостављени удео појединих извора електричне енергије у бруто производњи током 2050. године, уводе се следеће претпоставке и измене:

- Производња електричне енергије из ТЕ на угљ биће потпуно обустављена.
- Производња из ТЕ на природни гас биће смањена на 59% износа из Табеле 6.4.1.
- Производња из ветроелектрана биће увећана до технички и економски прихватљивих граница, ближе дефинисаних у одељку 5.1 и Табели 6.2.4.
- Производња из соларних електрана ће се увећати за доданих 2,3 TWh како би се задовољиле потребе потрошње.

Одговарајућа структура бруто производње електричне енергије током 2050. године дата је у Табели 6.4.4.1. Применом исхода анализа и израза добијених у одељцима 4.7, 5.8 и 6.2, добијени су одговарајући износи енергије и снаге неопходних извора и складишта, као и оквирне процене инвестиционих трошкова, оперативних трошкова и трошкова одржавања. Структура бруто производње је илустрована на слици 6.4.4.1, док су енергије, снаге и трошкови дати у оквиру Табеле 6.4.4.2.

Табела 6.4.4.1 (модификована Табела 6.4.1): Бруто производња ЕЕ током 2050. -Варијанта 7

ТЕ на гас	ТЕ на лигнит	РХЕ	Проточне ХЕ	Бранске ХЕ	Остали ОИ	Соларне електране	Електране на ветар
6 TWh	0 TWh	4,61 TWh	8,81 TWh	2,1 TWh	2 TWh	9,4 TWh	5,18 TWh



Слика 6.4.4.1: Структура бруто производње током 2050. године у Варијанти 7

Табела 6.4.4.2: Енергија и снага извора и складишта и одговарајући трошкови за Варијанту 7

Укупна бруто производња	W_{br}	38,099 TWh
Укупна годишња потрошња	W_{pot}	28,096 TWh
Укупна производња из варијабилних извора	W_{vari}	14,579 TWh
Удео варијабилних извора у годишњој потрошњи	w_{vari}	0,5189
Капацитети за складиштење (енергија, дијаграм 5.8.4а)	W_{sklad}	536,1 GWh
Капацитети за складиштење (снага, дијаграм 5.8.4б)	P_{sklad}	3,522 GW
Инвестициони трошак градње складишта (5.8.2б)	Invest_sklad	69,55 млрд. \$ US
Годишњи трошкови оперативни+одржавање, (5.8.3а)	FOC+VOC	4,04 млрд. \$ US
LCOS, према изразу (5.8.3с - сценарио 2)	LCOS	82,5 \$ US/MWh
Инсталисана снага ветроелектрана (фак. капацит. 0,21)	P_{WIND}	2,81 GW
Инсталисана снага соларних елект. (фак. капацит. 0,148)	P_{SOLAR}	7,25 GW
Инсталисана снага нуклеарних електрана (ф.кап. 0,87)	$P_{NUCLEAR}$	0
Трошак градње ветроелектрана (1428 \$ US/kW)	Invest_wind	4,02 млрд. \$ US
Трошак градње соларних електрана (595 \$ US/kW)	Invest_solar	4,31 млрд. \$ US
Инвестиције у нуклеарне електране (6572 ³⁵⁹ \$ US/kW)	Invest_NE	0

³⁵⁹ Подаци преузети из студије ЕИА (https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumption.pdf) увећани су за 10% на основу оправданих претпоставки да би кашњење градње у Србији било веће него кашњење у САД.

Варијанта 8

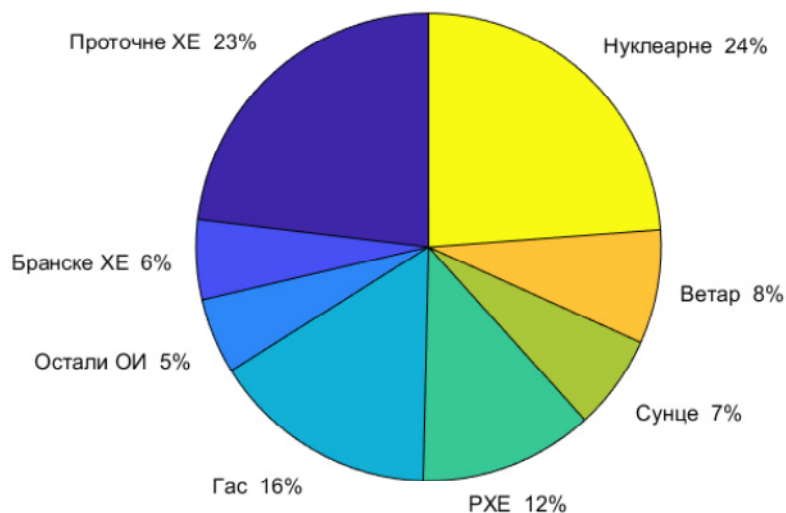
Полазећи од података датих у Табели 6.4.1, где је приказан претпостављени удео појединих извора електричне енергије у бруто производњи током 2050. године, уводе се следеће претпоставке и измене:

- Производња електричне енергије из ТЕ на угаљ биће потпуно обустављена.
- Производња из ТЕ на природни гас биће смањена на 59% износа из Табеле 6.4.1.
- Ради смањења трошкова интеграције ОИ (пре свега, трошкова складиштења), раст производња из ОИЕ биће умерен, мањи од раста исказаног у Табели 6.4.1.
- Годишња производња из соларних електрана ће достићи 2,5 TWh
- Годишња производња из ветроелектрана достићи 3 TWh
- Недостајућа производња ће се надокнадити градњом једне нуклеарне електране снаге 1,2 GW, са годишњом производњом од 9,08 TWh.

Одговарајућа структура бруто производње електричне енергије током 2050. године дата је у Табели 6.4.4.3. Применом исхода анализа и израза добијених у одељцима 4.7, 5.8 и 6.2, добијени су одговарајући износи енергије и снаге неопходних извора и складишта, као и оквирне процене инвестиционих трошкова, оперативних трошкова и трошкова одржавања. Структура бруто производње је илустрована на слици 6.4.4.2, док су енергије, снаге и трошкови дати у оквиру Табеле 6.4.4.4.

Табела 6.4.4.3 (модификована Табела 6.4.1): Бруто производња ЕЕ током 2050. -Варијанта 8

ТЕ на гас	ТЕ на лигнит	РХЕ	Проточне ХЕ	Бранске ХЕ	Остали ОИ	Соларне електране	Електране на ветар	Нуклеарне електране
6 TWh	0 TWh	4,61 TWh	8,81 TWh	2,1 TWh	2 TWh	2,5 TWh	3 TWh	9,08 TWh



Слика 6.4.4.2: Структура бруто производње током 2050. године у Варијанти 8

Табела 6.4.4.4: Енергија и снага извора и складишта и одговарајући трошкови за Варијанту 8

Укупна бруто производња	W_{br}	38,099 TWh
Укупна годишња потрошња	W_{pot}	28,096 TWh
Укупна производња из варијабилних извора	W_{vari}	5,5 TWh
Удео варијабилних извора у годишњој потрошњи	w_{vari}	0,195
Капацитети за складиштење (енергија, дијаграм 5.8.4a)	W_{sklad}	7,78 GWh
Капацитети за складиштење (снага, дијаграм 5.8.4b)	P_{sklad}	0,929 GWh
Инвестициони трошак градње складишта (5.8.2b)	Invest_sklad	1,11 млрд. \$ US
Годишњи трошкови оперативни+одржавање, (5.8.3a)	FOC+VOC	0,064 млрд. \$ US
LCOS, према изразу (5.8.3c - сценарио 2)	LCOS	82,5 \$ US/MWh
Инсталисана снага ветроелектрана (фак. капацит. 0,21)	P_{WIND}	1,63 GW
Инсталисана снага соларних елект. (фак. капацит. 0,148)	P_{SOLAR}	1,92 GW
Инсталисана снага нуклеарних електрана (ф.кап. 0,87)	$P_{NUCLEAR}$	1,19 GW
Трошак градње ветроелектрана (1428 \$ US/kW)	Invest_wind	2,32 млрд. \$ US
Трошак градње соларних електрана (595 \$ US/kW)	Invest_solar	1,14 млрд. \$ US
Инвестиције у нуклеарне електране (6572 ³⁶⁰ \$ US/kW)	Invest_NE	7,8 млрд. \$ US

6.4.5. Трошкови транзиције - збирни приказ

Инвестициони трошкови и други трошкови транзиције зависе од промена потрошње током наредних деценија, од развоја технологија заменских извора, и од удела појединих извора у бруто производњи. Посредни, али веома значајан утицај имају и последице транзиционих одређења на животну средину и здравље становништва. Подробнија процена транзиционих трошкова је задатак који захтева додатне напоре. У оквиру овог одељка, дата је индикација транзиционих трошкова путем збрајања инвестиционих трошкова за варијанте 1-8, које су наведене у одељцима 6.4.2, 6.4.3 и 6.4.4. Одговарајући подаци су приказани у Табели 6.4.5. Табела приказује податке о укупној годишњој производњи електричне енергије у [TWh] (прва колона), укупној годишњој потрошњи електричне енергије у [TWh] (друга колона), годишњој производњи електричне енергије из соларних електрана и ветроелектрана у [TWh] (варијабилна енергије, трећа колона), годишњој производњи електричне енергије из нуклеарних електрана у [TWh] (четврта колона), као и збиру инвестиционих трошкова за градњу капацитета за складиштење, градњу соларних електрана, градњу ветроелектрана и градњу нуклеарних електрана (последња колона).

За комплетнији приказ требало би узети у обзир и трошкове које треба уложити у техничка унапређења управљачких и заштитних функција мреже (погледати разматрања у одељку 4.7.6), трошкове имплементације помоћних стабилизационих функција које могу обављати нови извори и групе потрошача-произвођача (ancillary functions), фиксне и варијабилне оперативне трошкове и трошкове одржавања, као и друге трошкове који се мењају у зависности од одабране варијанте енергетске транзиције. Коначна евалуација различитих путева транзиције морала би обухватити и утицај на животну средину, здравље становништва, сигурност напајања

³⁶⁰ Подаци преузети из студије ЕИА (https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumption.pdf) увећани су за 10% на основу оправданих претпоставки да би кашњење градње у Србији било веће него кашњење у САД.

и доступност енергије.

Табела 6.4.5 Трошкови транзиције у варијантама 1-8 (складиштење + извори)³⁶¹

	Бруто годишња производња	Годишња потрошња	Соларне и ветроелектране	Нуклеарне електране	Инвестиције [2021, 1\$ US = 0,84€]
Варијанта1	65,8 TWh	52,64 TWh	33,76 TWh	0	\$ 374* млрд.
Варијанта2	65,8 TWh	52,64 TWh	22,38 TWh	11,37 TWh	\$ 74,5 млрд.
Варијанта3	65,8 TWh	52,64 TWh	11,01 TWh	22,75 TWh	\$ 28,5 млрд.
Варијанта4	81,12 TWh	64,9 TWh	49,08 TWh	0	\$ 997* млрд.
Варијанта5	81,12 TWh	64,9 TWh	30,04 TWh	19,03 TWh	\$ 128 млрд.
Варијанта6	81,12 TWh	64,9 TWh	11,01 TWh	38,07 TWh	\$ 40,6 млрд.
Варијанта7	38,1 TWh	28,1 TWh	14,57 TWh	0	\$ 77,9 млрд.
Варијанта8	38,1 TWh	28,1 TWh	5,5 TWh	9,08 TWh	\$ 12,42 млрд.

(*) за посматране случајеве, удео варијабилних извора је на ивици опсега за који су, у референтним студијама, рађене симулације, тако да грешка у приказаном износу може достићи 30%, односно 40%.

6.5. Препоручена структура бруто производње електричне енергије

Трошкови енергетске транзиције која би се спровела до 2050. године уз мањи удео нуклеарних електрана и већи удео варијабилних извора (41%) износе 73,26 млрд. \$ US (слика 6.5.2.a). Уз увећан удео нуклеарних електрана и мањи удео варијабилних извора (21%), трошкови транзиције се смањују и износе 28,5 млрд. \$ US (слика 6.5.2.b).

У одељку 6.4. дат је оквирни прорачун инвестиционих трошкова за осам варијанти развоја електроенергетике Србије до 2050. године. Варијанте 1-8 разликују се у процени промена у потрошњи електричне енергије, као и у начину на који се недостајућа енергије обезбеђује из ОИЕ и НЕ. Збирни приказ и осврт на утицај удела ОИЕ на инвестиционе трошкове дат је у одељку 6.4.5. На основу резултата из одељка 6.4, у наредном одељку 6.5.1. дат је покушај да се ближе сагледа утицај удела ОИЕ на укупне трошкове транзиције. Добијени резултати се користе као основ за израду препорученог сценарија који је изложен у одељку 6.5.2.

6.5.1. Утицај удела ОИЕ на трошкове транзиције

Ради увида у утицај удела варијабилних извора (соларних електрана и ветроелектрана, у овом одељку означених скраћеницом ОИЕ) на трошкове транзиције, спроведена је анализа у којој се претпоставља да удео варијабилних извора постепено расте (апсица Слике 6.5.1) док се збир инвестиционих трошкова за градњу постројења за складиштење и трошкова за градњу заменских извора приказује на ординати.

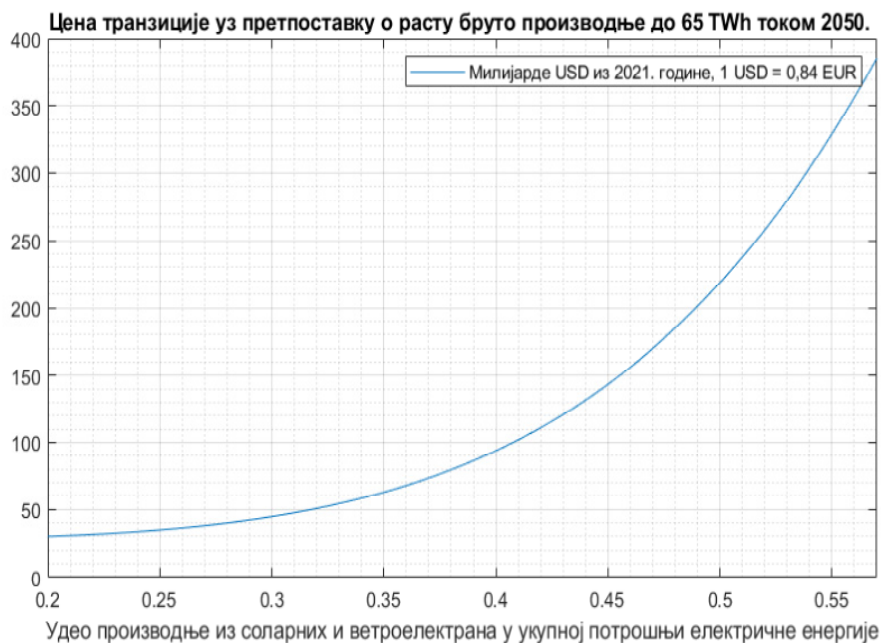
Графички приказ на слици 6.5.1. начињен је на основу претпоставке о потрошњи електричне енергије током 2050. године од 52,64 TWh. Подаци на ординати су добијени на основу анализа, података и једначина из одељка 5.8, одељка 6.4.2, 6.4.3 и 6.4.4. Удео појединих извора је преузет из Табеле 6.4.1, са изузетком енергије из соларних електрана, ветроелектрана и нуклеарних електрана. Њихова производња је одређена тако што је преузет однос из Табеле

³⁶¹ На приказане трошкове требало би додати и трошкове за техничко унапређење мреже, који би (одељак 4.7.6) за приказано удео варијабилних безинерционих извора износили око 5 млрд. €.

6.4.1, док је одговарајући удео мењан у опсегу приказаном на апсциси, која показује збирни удео соларних електрана и ветроелектрана. Раст производње из ОИЕ праћен је падом производње из нуклеарних електрана.

У оквиру прорачуна, после утврђивања годишње производње из варијабилних извора, утврђује се износ енергије који недостаје да би годишња производња достигла циљану вредност, и уводи се претпоставка да ће недостајућа енергија бити добијена из нуклеарних електрана. У крајњем десном делу дијаграма, где је удео варијабилних извора близак 64%, енергија из нуклеарних електрана је сведена на нулу. Сви прорачуни су засновани на претпоставци да се снаге и енергије одговарајућих извора могу мењати континуално.

Критички осврт на изнесене поставке и добијене резултате дат је у оквиру одељка 5.8.5. Од значаја је упоредити резултате на слици 6.5.1 и резултате приказане у раду који су 2013. публиковали Falko Ueckerdt, Lion Hirth, Gunnar Luderer и Ottmar Edenhofer из Potsdam-Institute for Climate Impact Research и Vattenfall GmbH, под насловом „System LCOE: What are the costs of variable renewables?“. У свом раду, аутори дају процену раста системске LCOE цене електричне енергије услед трошкова интеграције варијабилне енергије. При уделу варијабилне енергије од 40%, рад предвиђа (Слика 6) да системска цена LCOE буде преко два пута већа од LCOE која уважава само трошкове производње. Уз сагледавање утицаја цене инвестиција на LCOE и уважавање промене цена до 2050, наведени исход у великој мери потврђује цене транзиције у електроенергетици добијене у одељку 6 за разматране варијанте транзиције.



Слика 6.5.1: Приказ трошкова транзиције у функцији удела ОИЕ. Док удео ОИЕ расте од 0,2 до 0,55, производња из нуклеарних електрана опада и достиже нулту вредност у десном делу дијаграма. Разматра се случај где током 2050. године треба снабдевати потрошњу електричне енергије од 52,64 TWh. Приказан је збир инвестиција у варијабилне изворе (соларне електране и ветроелектране), у базне изворе (нуклеарне електране), као и инвестиција у батеријске капацитете за складиштење³⁶².

³⁶² У складу са претпоставком о уделу грађевинских радова у трошкове градње, датом на крају одељка 5.8.7, инвестиција у замену батеријских постројења за складиштење по истеку првог 15-годишњег животног века зарачуната је са фактором 0,8.

6.5.2. Предложени сценарио промене бруто производње 2021-2060.

У претходним одељцима 6.4.2-6.4.4, разматране су варијанте 1-8 структуре бруто производње електричне енергије током 2050. године, засноване на препорукама ЕУ³⁶³ и на подацима приказаним у табелама 6.2.3.а, 6.2.4 и 6.4.1. Сумарни приказ за варијанте 1-8 дат је у претходном одељку 6.4.5 уз приказ одговарајућих трошкова.

Претпоставке и опредељења

У оквиру овог одељка примењени су наведени резултати и исходи како би се сачињено, приказано и образложено предлог промене удела кључних извора електричне енергије у бруто производњи од 2021. године до 2060. године. Ради једноставнијег приказа, у оквиру одељка су начињена одређена упрошћења. Енергија малих хидроелектрана придружена је категорији „хидроелектране“ (Слика 6.5.2.а), која обухвата збирну производњу из свих врста хидроелектрана. У категорији „ТЕ на гас“ приказан је збир производње из ТЕ на природни гас и ТЕ на биогаз (премда биогаз припада обновљивим изворима енергије, релативно мали износ производње се показао неподобним за графички приказ). Производња у индустријским енерганама и ТЕ на биомасу је из истих разлога придружена категорији „ТЕ на угаљ“. Поред тога, уведена је претпоставка да ће енергетска употреба биомасе бити, пре свега, везана за добијање топлоте.

Дијаграм на слици 6.5.2.а представља приказ предложене промене удела кључних извора начињен на бази података о уделу појединих извора планираних за 2021. годину, на бази пресека начињеног за 2030. годину, пресека за 2050. и оквирних претпоставки везаних за 2060. годину. У наредним пасусима дато је образложење мањих измена које се тичу пресека за 2030. и 2050. годину, вођених потребом да се инвестициони трошкови сведу на остварив ниво.

Полазна основа за утврђивање пресека за 2030. и пресека за 2050. су подаци у табелама 6.2.3.а, 6.2.4 и 6.4.1, као и производња електричне енергије и оквирни удео појединих извора у Варијанти 2, у којој се наставља умерен раст удела варијабилне енергије из соларних електрана и ветроелектрана уз делимично ослањање на прве нуклеарне електране. Циљ ослањања на НЕ је избегавање превеликог раста удела соларних електрана и ветроелектрана, јер би њихова интеграција била скопчана са неприхватљивим трошковима интеграције (слика 6.5.1). Подразумева се да би се производња ОИЕ која се не може интегрисати користила изван електричних мрежа.

Пресек за 2030. годину је начињен у складу са Табелом 6.2.3.а, у којој укупна бруто производња одговара претпоставци да ће се одговарајући раст од 2021. до 2030. године одвијати са стопом од 0,85% годишње. У оквиру овог одељка, та претпоставка је коригована. Усвојена је претпоставка да ће се наставити раст од 1,9%-2% годишње, што увећава бруто производњу у 2030. години за око 4 TWh, чиме се достиже бруто производња од 45,05 TWh. Недостајућу енергију треба надокнадити увећањем производње. Имајући у виду да ће удео варијабилних извора³⁶⁴ током 2030. већ достићи 15%, даљи раст би био скопчан са увећањем трошкова интеграције (слика 6.5.1) који значајније утичу на пораст LCOE³⁶⁵. Уз претпоставку да цена

³⁶³ Climate Strategy and Action Plan, Baseline Scenarios 2050, GFA, Sept. 2018

³⁶⁴ Соларних електрана и ветроелектрана

³⁶⁵ Falko Ueckerdt, Lion Hirth, Gunnar Luderer, Ottmar Edenhofer, „System LCOE: What are the costs of variable renewables?“ Potsdam-Institute for Climate Impact Research, Vattenfall GmbH

природног гаса неће наставити свој раст, прорачун показује да је у датом тренутку (2030. година) рационално увећати производњу из ТЕ на гас за око 4 TWh, чиме она достиже укупно 6,12 TWh.

У погледу производње из хидроелектрана, претпоставља се да ће она иницијално расти због пуштања у рад капацитета чија се градња планира у горњем току Дрине. Доцније, после 2030, уважава се промена режима падавина³⁶⁶ и последични пад производње из хидроелектрана.

У оквиру пресека за 2050. годину, претпостављено је да ће бруто производња и годишња потрошња достићи ниво назначен у Варијанти 2 (65,8 TWh и 52,64 TWh). Имајући у виду значајне једнократне трошкове везане за градњу нуклеарних електрана, усвојена је претпоставка да ће до 2050. године бити изграђени капацитети НЕ снаге 1,77 GW, са годишњом производњом од 13,5 TWh. Нешто доцније, током наредне декаде и пре 2060. године, НЕ капацитети би се могли допунити градњом додатних 1,94 GW. Удео нуклеарних електрана потребних за рад током 2050. године је одређен тако да се инвестиције у батеријске капацитете за складиштење одрже у разумним границама. Наиме, додатни раст удела варијабилне енергије би, према подацима из одељка 5.8, увећавао трошкове складиштења по брзо растућој функцији. Коришћени су резултати и закључци из одељака 6.4.2, 6.4.3 и 6.4.4, као и околност да је инвестиција у нуклеарне капацитете ограничена објективним потешкоћама прибављања иницијалних средстава.

Трошкови

Према приказу на слици 6.5.2.а, удео енергије из ветрогенератора и соларних електрана ће 2050. године достићи 41%, односно 17,785 TWh, што ствара потребу за градњом батеријских капацитета за складиштење од 375 GWh, снаге 4,69 GW чија је цена 49 млрд. \$ US³⁶⁷ уз годишње оперативне трошкове и трошкове одржавања од 2,84 млрд \$ US/год. Инвестициони трошкови градње нуклеарних капацитета од 1,77 GW износе 11,64 млрд. Трошкови градње соларних електрана снаге 11 GW и градње ветроелектрана снаге 4,24 GW износиће 6,56 и 6,06 млрд. \$ US, респективно. Наведена инсталисана снага ветроелектрана би се могла достићи у сарадњи са Републиком Српском, градњом ветро-паркова у Херцеговини, или заједничким улагањима са другим суседним државама које имају већи потенцијал за коришћење енергије ветра него што га има Србија.

Збрајањем наведених износа добијају се укупни инвестициони трошкови градње постројења за складиштење, нуклеарних електрана, соларних електрана и ветроелектрана неопходних до 2050. године. Трошкови би износили око 73,26 млрд. \$ US, што је знатно повољније од Варијанте 1, која не предвиђа градњу нуклеарних електрана, и нешто повољније од Варијанте 2, која има нешто већи удео варијабилне енергије.

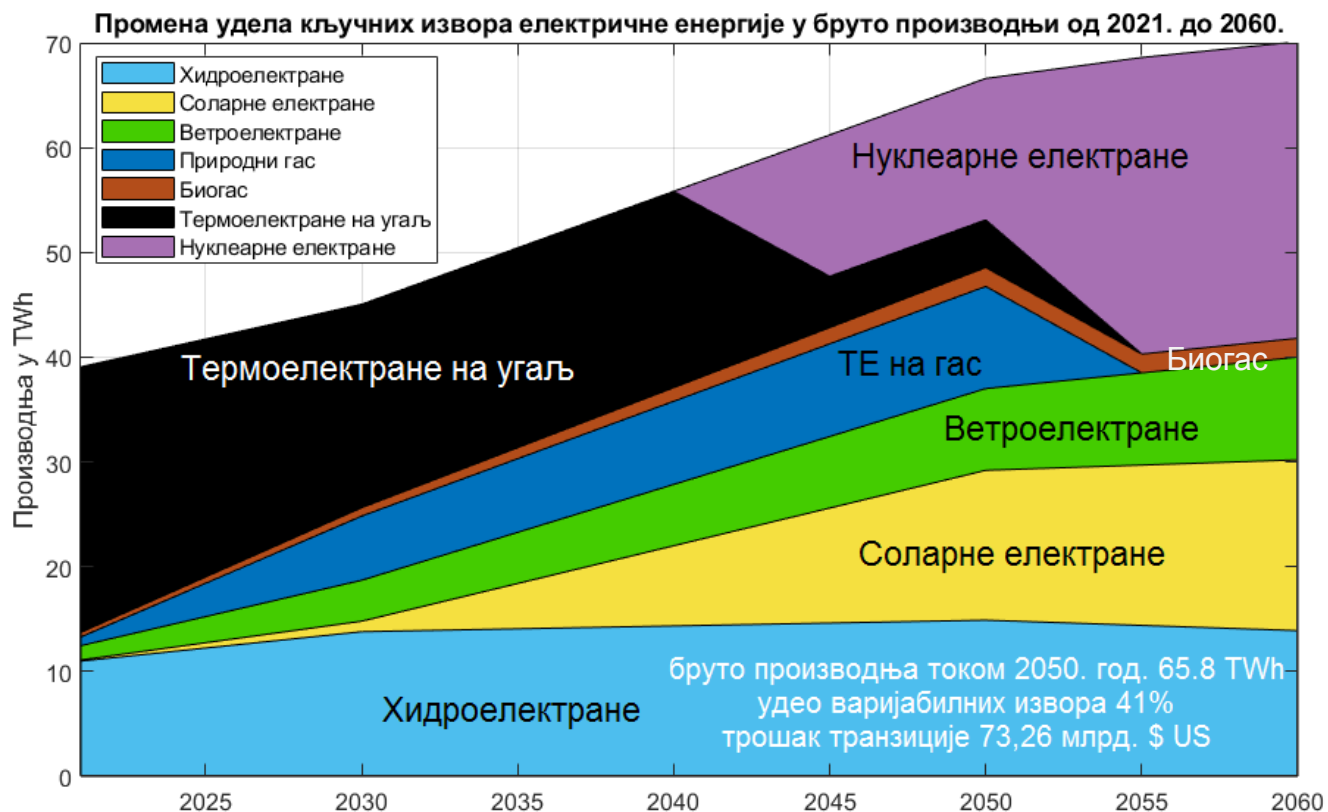
Наведени трошкови би се могли умањити на свега 28,5 млрд. \$ US ако би се благовремено обезбедила средства од 19,31 млрд. \$ US за градњу нуклеарних капацитета снаге 2,98 GW, који би били на мрежи током 2050, и који би смањили удео варијабилне енергије на 20,92% (Варијанта 3). Инвестициони трошак у складишта тада би био мањи од 3 млрд. \$ US. Промена удела заменских извора која одговара већем уделу нуклеарних електрана графички је приказана на слици 6.5.2.б.

Будући да свака процена трошкова везана за 2050. годину може бити само оквирна, предлог садржан на слици 6.5.2.а треба узети са неопходним резервом, и кориговати га током

³⁶⁶ Kadovic et al. (2013), in: Perović et al. (2019), <https://www.climatechangepost.com/serbia/climate-change/>

³⁶⁷ Ради се о вредности валуте из 2021. године.

наредних година. Требало би очекивати да ће основни трендови, односи и трошкови неће значајније мењати.



Слика 6.5.2.а: Промена удела кључних извора електричне енергије у бруто производњи од 2021. до 2060. Дијаграм се ослања на податке, одлуке и прорачуне дате у оквиру одељка 6.5.1. За достизање бруто производње од 65,8 TWh током 2050. године, потребно је уложити 73,26 млрд. \$ US у постројења за складиштење, нуклеарне електране, соларне и ветроелектране.

Закључци

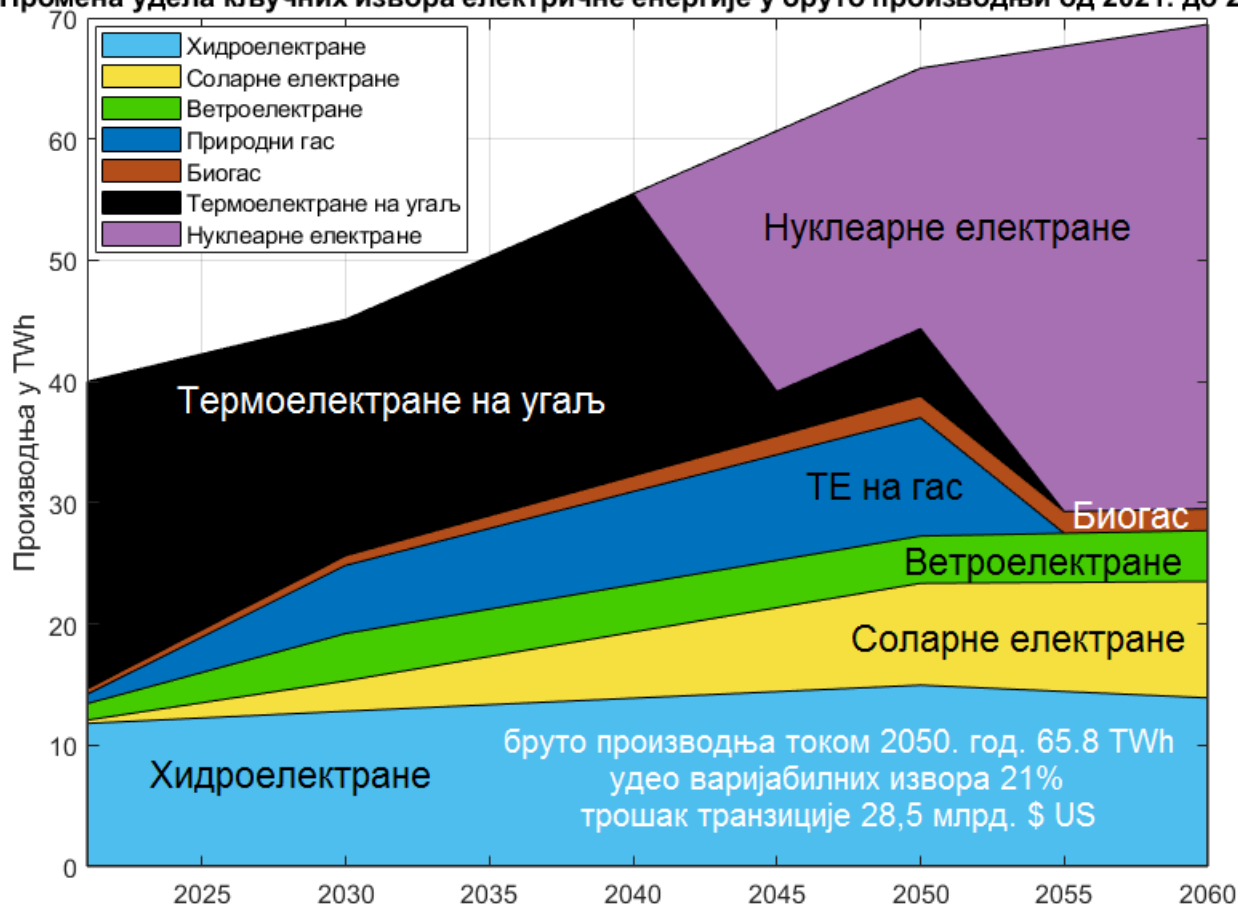
Дијаграм је допуњен слободном претпоставком да ће до 2060. године бити проширени капацитети нуклеарних електрана. Из наведених података и сценарија намећу се следећи закључци:

- Раст потрошње до 2050. године може створити потребу за бруто производњом електричне енергије од 65,8 TWh. У зависности од околности, бруто производња електричне енергије током 2050. године може порасти до 81,12 TWh.
- До 2050, процеси декарбонизације ће довести до потпуног потискивања лигнита и заустављања ТЕ на угаљ, док ће ТЕ на гас бити заустављене до 2055. године.
- Питање удела кључних извора у производњи електричне енергије током 2050. године се углавном своди на питање расподеле између нуклеарних електрана и обновљивих извора

електричне енергије (ОИЕ).

- Трошак транзиције у електропривреди врло брзо расте са уделом ОИЕ, пре свега због неопходних, скувих и еколошки ризичних постројења за складиштење електричне енергије. Вишак енергије из ОИЕ који премашује границе економичне интеграције у електричну мрежу треба користити изван мреже.
- Остваривост препорученог сценарија зависи од могућности да се до 2040. обезбеде неопходна средства а до 2050. пусте у рад НЕ капацитета од најмање 1,77 TWh.
- Градња већих НЕ капацитета значајно доприноси смањивању укупних трошкова енергетске транзиције.

Промена удела кључних извора електричне енергије у бруто производњи од 2021. до 2060.



Слика 6.5.2.b: Промена удела кључних извора електричне енергије у бруто производњи заснована на сценарију који је дат на слици 6.5.2.a, уз смањен удео варијабилних извора са 41% на 21%, и са увећањи удео електричне енергије која се добија из нуклеарних електрана.

6.5.3. Усклађеност са документом *Climate Strategy and Action Plan (GFA)*

Од интереса је упоредити најзначајније показатеље сценарија 6.5.2. са проценама које је за потребе Србије начинио GFA³⁶⁸. Према пројекцијама GFA, збирна инсталисана снага електрана које електричну енергију производе из обновљивих извора би 2030. године требало да достигне 5037 MW, од чега 3409 MW у хидроелектранама, док би збир снага соларних електрана и ветроелектрана достигао 1592MW.

Сценарио 6.5.2 предвиђа да би збир снага соларних електрана и ветроелектрана током 2030. требало да достигне укупно 2896 MW³⁶⁹, значајно више од предвиђања GFA, али ипак мање од снаге која би била потребна да се остваре коригована предвиђања ЕУ из Табеле 6.2.4.

Према подацима GFA из децембра 2019, улагања у техничка унапређења мреже за период од 2021. до 2030. године износе 1,04 млрд. €, односно око 104 милиона € годишње. Унапређења укључују дигитализацију, примену помоћних функција, међу којима је виртуелна инерција и учешће у балансирању, као и корените измене у систему управљања и заштите. Процене о неопходним улагањима у унапређење мреже Србије, дате у одељку 4.7.6, веће су од процена GFA. Студије Универзитета у Ахену и EPRI института дају податке о инвестицијама које се планирају у Сједињеним Државама и у Немачкој. Свођењем расположивих података на ЕЕС Србије долази се до процене о укупним инвестицијама у унапређење мреже од око 169 милиона € годишње, односно, око 1,7 млрд. € до 2030. године.

За рад српског ЕЕС током 2050, подаци GFA³⁷⁰ предвиђају да инсталисана снага свих соларних електрана достигне 10.521 MW, уз годишњу производњу од 13,64 TWh, док би снага ветроелектрана достигла 2.253 MW, уз годишњу производњу од 4,11 TWh. Сценарио 6.5.2 предвиђа снагу соларних електрана од 11.030 MW, уз годишњу производњу од 14,3 TWh, и снагу ветроелектрана од 4.240 MW, уз годишњу производњу од 7,8 TWh.

Претходно упоређење Сценарија 6.5.2 и Нацрта климатске стратегије који је припремио конзорцијум европских консултаната под вођством немачке компаније GFA указује на релативно велику разлику у прогнозираној снази (и производњи) ветроелектрана, док су прогнозе за снагу и производњу соларних електрана за исту (2050.) годину приближно исте. Наведена прогноза GFA за снагу ветроелектрана за 2050. годину је нижа и од најављене (од стране ЕМС а.д.) инсталисане снаге (2.800 MW) за 2030. годину.

Однос технички искористивог енергетског потенцијала соларне и енергије ветра у нацрту климатске стратегије GFA (око 3:1) приближно прати првобитно (слика 1.4³⁷¹) дефинисан однос у току целог периода. На слици 6.5.3 дат је графички приказ односа прорачунатих уважавајући критеријуме из Сценарија 6.5.2 за очекивану производњу електричне енергије из соларних и ветроелектрана у 2030. години (б) и 2050. години (ц). Уз уочљив раст учешћа променљивих потенцијала сунца и ветра и њихов однос који се ближи 2:1, учешће потенцијала сталних извора обновљиве енергије остаје исто (хидро и геотермални) или опада (биомаса).

У погледу трошкова за техничка унапређења која би требало спровести до 2050. године ради интеграције соларних електрана и ветроелектрана, у проценама GFA предвиђа се 4,3 млрд. €. На основу разматрања у одељку 6.5.2, предвиђена сума би била одговарајућа једино у случају

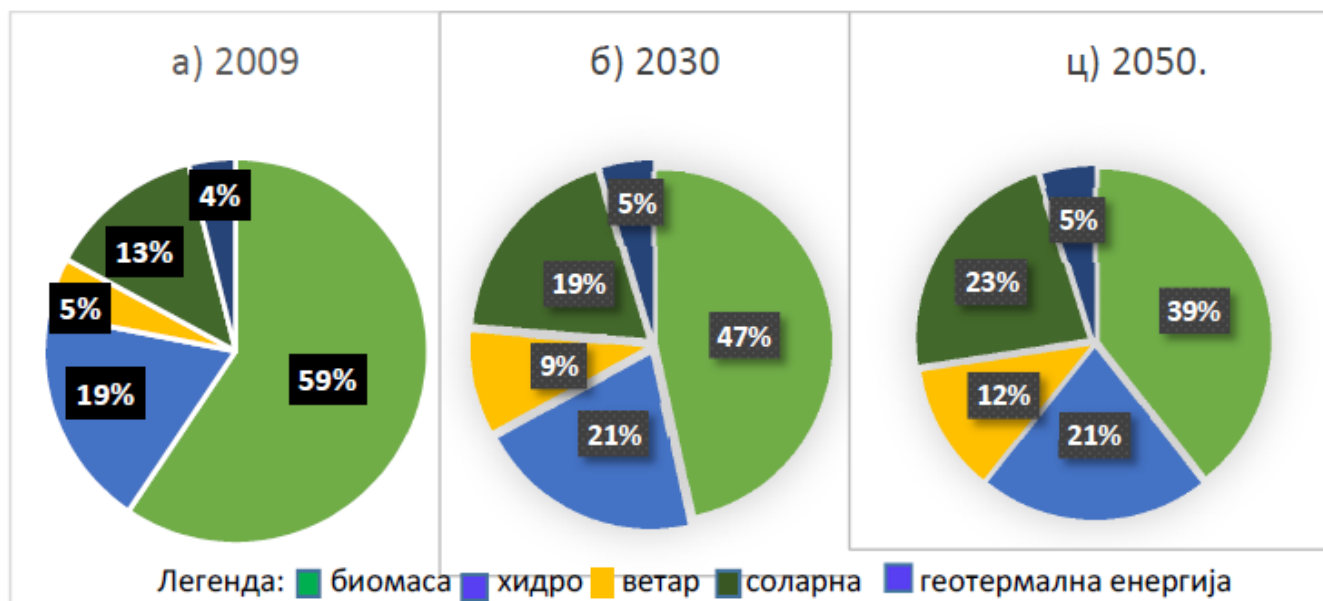
³⁶⁸ Climate Strategy and Action Plan сачињен за потребе Србије од стране GFA, Dec. 2019, страница 43, мера број 2

³⁶⁹ податак је одређен на основу одговарајуће годишње производње

³⁷⁰ Climate Strategy and Action Plan сачињен за потребе Србије од стране GFA, Sept. 2018, страница 108, Табела 5-6

³⁷¹ Службени Гласник Републике Србије 99/2009

да се благовремено (2035-2040.) обезбеде средства за градњу НЕ укупне снаге не мање од 4,7 GW. Уз градњу НЕ снаге 1,77 GW до 2050, укупна инвестиција у постројења за складиштење и нове изворе електричне енергије била би 61,5 млрд. € (одељак 6.5.2).



Слика 6.5.3. Структура потенцијала обновљивих извора примарне енергије до 2050.

6.5.4. Усклађивање са ЕУ и потреба за сувереним одлучивањем

Већ видљиве последице глобалног загревања прете да, до краја 21. века, угрозе велики број биљних и животињских врста, да смање обрадиве површине, угрозе снабдевање питком водом, подстакну умножавање и стварање нових сојева микроорганизама и вируса, и да значајно отежају опстанак човечанства. У одсуству одговарајућих мера, средња глобална температура би се могла увећати за додатних 5,4 °С, што би значајно смањило просторе на којима је живот одржив током целе године. Заштита животне средине и достизање климатске неутралности су неупитни циљеви којима би требало да стреме, без разлике, сви доносиоци одлука и све земље света.

Као део напора који се спроводе, у области енергетике се спроводе бројне и корените промене под именом *енергетска транзиција*. Циљеви транзиције су неоспорни и универзални, док се најповољнији путеви достизања циљева могу разликовати од земље до земље. Решења која у једној земљи доприносе смањењу емисија CO₂ и сигурности снабдевања могу, у другој земљи, смањити доступност енергије и угрозити животну средину (одељак 4.6). За Србију је од великог значаја да (1) ангажује домаћу науку и струку на проналажењу оптималних путева транзиције који одговарају интересима српских потрошача и становништва, и да (2) очува способност самосталног одлучивања о питањима и путевима енергетске транзиције.

Сарадња са ЕУ омогућује стручњацима и доносиоцима одлука драгоцен извор информација и искустава. Будући да се кроз напоре истраживача и индустријске подухвате

испитује већи број решења, од којих релативно мали број заживи и опстане, ослањање на европска искуства пружа могућност да се сагледају прихватљива решења и избегне понављање грешака које су други већ начинили. Током сагледавања европских решења и разматрања њихове могуће примене у Србији, треба узети у обзир значајне разлике које постоје у енергетском сектору ЕУ и енергетском сектору Србије. Док ЕУ намирају скоро 2/3 својих примарних потреба за енергијом из увоза, у Србији је удео увоза много мањи и износи око 1/3. Поред тога, економска моћ водећих земаља ЕУ и куповна моћ становништва омогућује да се трошкови транзиције у већој мери социјализују и да цена електричне енергије за домаћинства достигне износ око 4 пута већи него у Србији. Коначно, могућност ангажовања европске индустрије на развоју неопходних технологија и производњи опреме је већа него могућност да се на истим пословима ангажује индустрија Србије. Наведене околности указују на широк простор да се, у односима са ЕУ, увећа и побољша међусобно разумевање и уважавање интереса обе стране.

Земље северозападне европе су врло активне у промоцији угљеничке неутралности и климатске неутралности. Оне су закорачиле један корак даље од других, одговарајућа индустрија развија одговарајуће енергетске и климатске технологије, услуге и производе, у намери да оствари значајан извоз и заузме водећу улогу у свету. Пласирање предметних технологија у њиховој раној фази је услов финансијске одрживости таквог развоја. Жељени пласман укључује, пре свега, пласман у земље Уније, потом у земље које гравитирају Унији, а доцније и пласман у читавом свету. У оквиру позитивних настојања да се у Европи и окружењу смањи и заустави експлоатација угља и других фосилних горива, током претходних година је значајно увећан број медијских садржаја и интернет портала који промовишу декарбонизацију. Уз промоцију енергетске транзиције ослоњене на зелену енергију, указује се на негативне последице коришћења фосилних горива, предлаже затварање термоелектрана, заустављање реконструкције и проширења постојећих термоелектрана и указује на штетан утицај експлоатације лигнита у Србији. Значајан је и број скупова, предавања и округлих столова где се указује на штетност експлоатације угља у Европским земљама, осуђује градња управо завршено проширење Немачке термоелектране (Datteln 4) ултра-суперкритичном јединицом на угаљ, и осуђује околност да Немачка остварује значајан увоз угља из Аустралије и Јужне Америке и сагорева га за енергетске потребе.

У пољу енергетике, интерес Уније у земљама који јој гравитирају испољава се кроз Енергетску заједницу чији представници непосредно доприносе раду законодавних тела и органа извршне власти. Одговарајуће финансирање цивилног сектора усмерено је ка остварењу циљева Уније, док је финансирање анализа и студија углавном усмерено ка остваривању промовисаних политика. У многим земљама, на одлуке о енергетици утичу и акције цивилног сектора и група грађана окупљених у жељи да се обустави градња и модернизација термоелектрана на фосилна горива и да се одреди датум њиховог заустављања. Прихватљивост европских иницијатива увећавају и инвестиције у одговарајуће наменске студије, у чију израду се укључују и стручњаци земаља које гравитирају Унији. Скуп наведених напора и акција осмишљен је тако да оствари утицај на јавно мњење, на законодавце, на извршну власт па и на домаћу науку и струку на начин који промовише и убрзава остваривање промовисаних циљева.

Не доводећи у питање неопходност декарбонизације и достизања климатске неутралности, треба уочити да, међу путевима за достизање наведених циљева које сугерише ЕУ, постоје и путеви енергетске транзиције који не представљају најбољи начин да се испуне интереси српске електропривреде, индустрије и становништва. Не доводећи у питање исправност многих европских иницијатива, треба уочити да је током енергетске транзиције у ЕУ било бројних скретања у следеће улице, усвајања и примене решења од којих се доцније морало

одустати. Међу таквим решењима је ослањање на биомасу, спаљивање отпада у енергетске сврхе, изузимање појединих извора из тржишних механизма, неодлучност у погледу коришћења нуклеарних електрана, подстицање градње малих хидроелектрана, као и друге иницијативе наведене у одељцима 4.5, 4.6 и 4.7. За Србију је од великог значаја да се ослони на објективност и непристрасност домаће науке и струке, са циљем да се благовремено препознају решења која неће опстати на дужи рок, да се обузда пролазни ентузијазам и спремност некритичког прихватања таквих решења, и да се усмере средства и време ка решењима енергетске транзиције у складу са интересима потрошача.

У начелу позитивни и напредни, циљеви Уније немају потпуну подударност са циљевима Србије. Разлике се јављају пре свега у погледу динамике енергетске транзиције, избора заменских извора енергије и других питања. Уз придавање великог значаја процесу придружења, уз потребу да се разумеју интереси западноевропских земаља и уз улагање разумног напора да се таквим интересима изађе у сусрет кад год су у складу са интересима српског друштва, постоји и потреба да се очува самосталност у одлучивању, и да се оптимална путања и динамика енергетске транзиције одреди уз помоћ домаће струке и науке. У случајевима где се циљеви који се постављају пред Србију и листа преузетих обавеза не могу остварити из техничких или финансијских разлога или се у великој мери разликују од оптималне путање развоја српске енергетике, од користи је сачинити разумно образложење које добронамерни европски саговорник може сагледати и прихватити.

За сада, већи део иницијатива и препорука ЕУ нема обавезујући карактер, што се може променити уколико до 2035. године Србија постане једна од чланица ЕУ. У међувремену, заступници интереса индустрије европских земаља, као и представници који се залажу за западноевропске путеве достизања циљева транзиције и остваривања климатске неутралности настоје да укажу на предности одабраних опција и предлажу путеве енергетске транзиције који произилазе из специфичности земаља северозападне Европе. У мањим земљама Уније као и у земљама које гравитирају Унији, подршка одабраним решењима остварује се, између осталог, уз помоћ политичких и финансијских инструмената и уз непосредни приступ законодавним и извршним властима. Стога, ставове Уније и захтеве упућене Србији треба пажљиво разматрати, чак и у случајевима када нису технички оствариви или се косе са оптималним путањама развоје српске енергетике, како би се кроз аргументовану дискусију указало на разлике у интересима и у потреби да се нађе одговарајуће решење.

Убрзани сплет догађаја и промена наговештава долазак времена искушења, времена у коме ће промене климе и урушавање традиционалних начина организовања друштва многим ускратити право на безбрижну доколицу у очекивању све боље будућности. Визије затрованог ваздуха, борбе за храну, воду и ресурсе се постепено селе из апокалиптичних романа и филмова у забрињавајућу свакодневицу. У свету где изумиру врсте, нестају језици, народи и идентитети, и где борба за опстанак потискује обзире у други план, предуслов опстанка за друштва какво је српско је ослањање на сопствену памет и ревносно очување способности и права да се о питањима од виталног значаја суверено одлучује.

7. Проблеми и решења електроенергетике на дужи рок

7.1. Развој енергетике током наредног века

Око 80% енергије утрошене у целом свету добија се из фосилних горива. Током 21. века, промене у енергетици ће довести до прекида у експлоатацији фосилних горива, при чему ће се преко 80% потрошача снабдевати електричном енергијом (слика 6.3.1e). Према проценама датим у поглављу 6.3, постоји могућност да се потрошња електричне енергије удвостручи већ током 2050. године. Потрошња електричне енергије по глави становника за развијене земље, земље у развоју, неразвијене земље и територије где не постоји електрична мрежа дата је у Табели 7.1:

Табела 7.1 Дневна потрошња електричне енергије по глави становника

	Популација	Потрошња по глави стан.
Развијене земље	1,5 млрд.	25 kWh дневно
Земље у развоју	2,5 млрд.	8,5 kWh дневно
Неразвијене земље	2,5 млрд.	3 kWh дневно
Без снабдевања ел. енергијом	1,3 млрд.	0

Увећање стандарда у земљама у развоју може довести до значајног увећања потрошње електричне енергије, као и декарбонизација заснована на електрификацији.

7.1.1 Могућности коришћења енергије сунца путем глобалне мреже

У погледу снабдевања електричном енергијом на дужи рок, треба поћи од чињенице да Земља од Сунца свакога дана прими 4 150 000 TWh енергије, око 10 000 пута више од укупне потрошње енергије у свету (око 450 TWh дневно). Ако занемаримо проблеме интеграције соларних електрана, и ако претпоставимо да је ефикасност фотонапонских панела свега 18%, долази се до закључка да би све глобалне потребе за енергијом биле задовољене градњом соларних електрана укупне површине од око 500 000 km², другим речима, фотонапонским панелима требало би покрити око 2,5% површине свих светских ненасељених, добро осунчаних пустиња. Међутим, описана идеја би тражила да се веома значајни износи енергије преносе са осунчаних континената на континенте који су у мраку. У правцу исток-запад требало би размењивати снагу која премашује 6000 GW на растојањима до 20000 km. Описани пренос се не може остварити путем мрежа са наизменичним струјама.

Постојећи електроенергетски систем, настао крајем 19. века, заснива се на наизменичним струјама и напонима у преносној и дистрибутивној мрежи. Традиционални извори електричне енергије ослањају се на синхроне генераторе, чије статичке и динамичке карактеристике суштински одређују управљање и заштитне механизме. Увећање удела електронски контролисаних извора (соларних електрана, ветроелектрана, батеријских капацитета) као и електронски контролисаних потрошача, ствара проблеме у раду мреже са наизменичним струјама и ствара потребу да се пренос и дистрибуција електричне енергије обављају путем мрежа са једносмерним струјама.

7.1.2. Рад мрежа са наизменичним струјама

Регулација напона и учестаности, расподела снага, стабилизација, потискивање поремећаја и координисани систем заштите електричне мреже са наизменичним струјама се у великој мери ослања на статичке и динамичке карактеристике традиционалних синхроних генератора:

- Размена снаге између удаљених делова мреже одређена је угаоном разликом (разликом у фази) између напона у посматраним деловима. Околност да је први извод угла одређен фреквенцијом је разлог да у мрежама са наизменичним струјама постоји спрега између промена фреквенције и промена снаге.
- Снага коју синхрони генератор предаје мрежи зависи од промена мрежне фреквенције. Ако се нагло увећа протрошња, мрежна фреквенција ће почети да опада. Инерција ротора синхроног генератора омогућује да се брзина ротора задржи на иницијалној вредности. Као последица, електромоторна сила ротора ће напредовати (увећавати фазну разлику) у односу на напон мреже, што доводи до увећања снаге генератора. У првим тренуцима, неопходна енергија за уравнотежење производње и потрошње добија се на рачун кинетичке енергије обртних маса ротора.
- Уколико је фреквенција мреже већа од фреквенције електромоторне силе ротора (тј. брзине ротора), снага коју генератор предаје мрежи се смањује, док расте брзина и кинетичка енергија ротора. Обртне масе ротора свих синхроних генератора представљају складиште кинетичке енергије на коме се темељи стабилност система и отпорност на поремећаје.
- Током кратких спојева, присуство пригушних и побудних намотаја на ротору синхроних генератора омогућује напајање места квара такозваним субтранзијентним и транзијентним струјама квара. Поменуте струје вишеструко премашују струју кратког споја у устаљеном стању и предуслов су правовременог и селективног реаговања заштитних механизма чији је задатак да изолују место квара.
- У случају где се фреквенција мреже мења, снага коју генератор предаје мрежи садржаће компоненту која је одређена изводом фреквенције.

7.1.3. Прикључење безинерционих извора

Обновљиви извори као што су ветроелектране и соларне електране не поседују обртне масе. Размена снаге између фотонапонских панела (или ветротурбине) и мреже обавља се путем електронски контролисаних енергетских претварача. Њихов одзив на поремећаје у мрежи се у великој мери разликује од одзива традиционалних синхроних генератора.

Струјни капацитет безинерционих извора зависи од граничних струја полупроводничких прекидача у трофазним мрежним претварачима преко којих се соларне електране и ветроелектране повезују на мрежу. Теоријски, постоји могућност да мрежни претварачи снабдевају место квара у мрежи струјама кратког споја упоредивим са субтранзијентним и транзијентним струјама синхроних генератора. Међутим, снабдевање места квара очекиваним струјама квара тражило би градњу мрежних претварача са полупроводничким прекидачима за много веће јачине струје, што би значајно увећало трошкове њихове градње. У исто време, у Србији не постоји регулатива која прикључење обновљивих извора условљава спремношћу да се обезбеди јачина струје квара упоредива са струјом коју дају синхрони генератори. Као

последича, системи са увећаним уделом обновљивих извора имају мањи струјни капацитет извора, што смањује могућност брзог и тачног утврђивања места квара. У многим случајевима неће постојати могућност да се место квара благовремено одвоји од остатка мреже активирањем одговарајућих заштитних акција. Такво стање увећава ризик да кварови релативно малог обима и значаја доведу до испада напајања за велики и значајан број потрошача.

Безинерциони извори најчешће не поседују сопствене ресурсе за складиштење енергије, и зато је снага коју такви извори предају мрежи у потпуности одређена снагом коју дају фотонапонски панели, односно ветро-турбина. Другим речима, не постоји могућност³⁷² да се снага коју безинерциони извор предаје мрежи током прелазних стања промени у складу са одступањем мрежне фреквенције и брзине с којом се фреквенција мења. Увећањем удела безинерционих извора, смањењем обртних маса у систему и смањењем системских резерви стварају се услови да поремећаји у потрошњи, производњи или кварови увећају одступање мрежне фреквенције, угрозе стабилност и доведу до распада система.

Промене у електричним мрежама у земљама као што је Ирска, Тексас, Јужна Аустралија и Калифорнија већ су довеле до смањења отпорности мреже на поремећаје, до пада робусности и жилавости и до мање сигурности снабдевања, о чему сведоче и исподи напајања великог броја потрошача који су проузроковали значајне штете и губитке људских живота (одељак 4.2.2). Садржај документа који је финансирао Европска комисија (*Asset study on ... penetration of renewables*³⁷³) указује да јача свест о значају очувања стабилности, робусности, жилавости и сигурности снабдевања у мрежама са наизменичним струјама, као и о значају укупне кинетичке енергије обртних маса.

У погледу мера које треба предузети треба се угледати на кораке које предузимају оператери преносног система у земљама са увећаним уделом обновљивих извора. У процес доношења одлука диспечера укључују се алгоритми који у свим ситуацијама где за то постоји могућност иницирају и спроводе прерасподеле које резултују већом кинетичком енергијом коју складиште прикључени инерциони извори.

У случајевима где захтеви декарбонизације налажу прекид рада појединих термоелектрана на угљ, могу се искористити ремонтвани и незнатно преуређени синхрони генератори за рад у улози синхроних компензатора и стабилизатора система који ће доприносити кинетичкој енергији обртних маса једнако као и некадашње термоелектране.

Као неопходан услов за прикључење безинерционих обновљивих извора требало би усвојити мере сличне онима које је специфицирао Hydro-Quebec, где се од безинерционих извора тражи да имају помоћну функцију „виртуелне инерције“ са параметром $H_{min} = 3,5$ s, другим речима, да имају интерно складиштење и управљачке функције способне да дочарају (емулирају) кинетичку енергију обртних маса W_k која, када се подели са номиналном снагом безинерционе електране, даје временски константу од најмање 3,5 секунде.

7.1.4 Коришћење ОИЕ изван електричне мреже

Проблеми интеграције ОИЕ у електричну мрежу са наизменичним струјама подстичу алтернативна решења где би се енергија добијена из ОИЕ користила за добијање горива кроз

³⁷² Поменута могућност се може створити уз услов да безинерциони извор трајно ради у режиму смањене снаге.

³⁷³ ASSET STUDY on Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions ISBN 978-92-76-24738-8 doi: 10.2833/35606 MJ-04-20-645-EN-N

електрохемијске процесе, или би се користила за друге енергетске потребе изван електричне мреже. Детаљнији увид може се стећи из навода датих у одељку 7.3.2.

7.1.5 Мреже са једносмерним струјама и повезивање континента

Ширину примену соларне енергије ограничава околност да је она доступна само током дана, на локацијама где локална облачност не спречава добијање електричне енергије из фотонапонских панела. Напајање потрошача током ноћи или за облачних дана мора се обављати из других извора, или из складишта у коме је похрањен вишак енергије добијен током сунчаних дана.

Уколико се посматрају релативно мали региони, одступања снаге соларних електрана од снаге потрошње је значајна и тражи градњу непрактично великих капацитета за складиштење. Исто одступање је знатно мање за веће регионе, државе, или целе континенте. Потрошачи у регионима који су тренутно у сенци облака могу се напајати вишком енергије из фотонапонских панела у регионима обасјаним сунцем.

Уколико се посматра цео свет, равнотежу између укупне производње из фотонапонских панела и укупне потрошње је још лакше успоставити. Периоди дневне/ноћне и јутарње/вечерње потрошње у различитим земљама се преклапају дајући предвидиву укупну потрошњу која се веома мало мења. У исто време, укупан износ осунчаних површина Земље се мало мења. Уз градњу довољне површине фотонапонских панела, читав свет би се могао напајати електричном енергијом из фотонапонских панела уз веома мале потребе за скупим и еколошки ризичном батеријским складиштима. У уводном делу одељка 7.1 напоменута је потреба за градњом око 500 000 km² фотонапонских панела са степеном корисног дејства од 18%, који би заузели свега 2.5% површине ненасељених пустиња.

Да би ноћна страна Земље користила електричну енергију са осунчане дневне стране, неопходно је пренети електричну енергију на велике даљине, до износа половине обима Земље, што износи преко 20 000 km. Мреже са наизменичним струјама фреквенције 50 Hz не могу обављати пренос електричне енергије на тако великим растојањима, већ је неопходно градити мреже са високим једносмерним напоном (HVDC - *High Voltage Direct Current*).

Далеководом са два проводника и са напоном +/- 640 kV (на позитивном и негативном напону у односу на земљу) могуће је пренети снагу од 3 GW. Захваљујући преносу системом једносмерних струја, снага размене више не зависи од угаоне разлике наизменичних напона, већ од разлике у једносмерним напонима на крајевима вода, што олакшава очување стабилности. Без обзира на врло велика растојања (до 20 000 km), брзина са којом се може мењати снага размене је задовољавајућа, поремећаји се могу сузбити за око 500 ms, што говори у прилог техничкој остваривости система далековода са високим једносмерним напоном, који би повезали све континенте.

Да би се свет напајао електричном енергијом из соларних панела, и да би се добијена енергија преносила потрошачима, потребно је изградити HVDC мрежу која би омогућила токове снага у правцу исток-запад у износу до 6000 GW, укупне дужине до 70 милиона километара³⁷⁴. За пренос снаге у правцу север-југ, снага и дужина водова били би двоструко мањи. Свет не располаже довољним резервама бакра да би се начинили проводници HVDC мреже, али би се они могли начинити од лако доступног алуминијума. Инвестициони трошак градње HVDC мреже износио би око 60 000 млрд. €. Уз градњу неопходних уређаја енергетске електронике за

³⁷⁴ др Игор Цветковић и проф. Душан Боројевић са *Virginia Polytechnic Institute and State University*, Blacksburg, Virginia

промену напонских нивоа, градњу електрана са фотонапонским панелима, систем за напајање читавог света електричном енергијом из сунчаних предела коштао би око 135 000 млрд. €. Уз постојећи ниво светског бруто дохотка од око 75 000 млрд. €, наведена сума одговара издвајању 6% бруто дохотка током наредних 30 година.

Ради исправне оцене исплативости наведеног подухвата, треба сагледати трошкове унапређења мреже са наизменичним струјама у Србији, који укључују градњу ОИЕ, капацитета за складиштење, унапређење мреже и обнављање базних извора, и који су дати у одељцима 6.4.2 - 6.4.5 као и одељку 6.5. Однос наведених трошкова и српског бруто националног дохотка (око 50 млрд. €) близак је односу трошкова градње горе описаног система и светског бруто дохотка.

Свет тренутно располаже средствима и неопходним материјалима за градњу описаног система. Још увек не постоје разлози које би поједине државе уверили да се веома осетљиво питање снабдевања електричном енергијом може поверити центрима изван граница и изван контроле сваке од држава.

Поред предности мрежа са једносмерним струјама у пољу преноса, треба напоменути да већ постоје технички разлози да се дистрибуција електричне енергије и инсталације у објектима реализују са једносмерним струјама. Промена система ће се одвијати релативно споро услед конзервативности индустрије, потребе за значајним инвестицијама, као и потребе да се пре тога исплате досадашње инвестиције.

За потребе израде стратегије развоја енергетике Србије, наведене информације указују на околност да ће мреже са наизменичним струјама бити замењене мрежама са једносмерним струјама, што треба узети у обзир у планирању обима и домашаја инвестиција у постојеће мреже.

7.2. Улога дистрибуираног рачунарства у интеграцији обновљивих извора

У систему са великим уделом соларних електрана и са приближно константном потрошњом неопходно је складиштити (и користити касније) око више од 1/2 укупне производње електричне енергије. Губици енергије приликом складиштења су значајни док трошкови премашују 0,1 €/kWh (деталније у одељку 5.8). Неопходни капацитети за складиштење се могу умањити уколико се промени навика "преузимања енергије када за њом постоји потреба" у навику "преузимања енергије у интервалима када је доступна". Да би се то и догодило, неопходно је применити дигитализацију, елементе дистрибуираног рачунарства и дистрибуиране базе података у електроенергетици.

У мрежи где размену енергије уговарају и иницирају рачунари, и где постоји врло брза, динамичка промена цене која се користи током аутоматизованог уговарања, оператер може решити проблем превелике потрошње тако што ће увећати цену. Као последица, сви потрошачи који могу да одложе куповину енергије ће смањити потрошњу, док ће сви произвођачи који желе да уступе своју енергију по увећаној цени увећати производњу, чиме ће иницијални проблем превелике потрошње бити решен. На сличан начин, проблем превелике производње се решава умањењем цене, што за последицу има раст потрошње и пад производње. Поред енергије, предмет трговине уз ослонац на рачунарски подржане микротрансакције могу бити и капацитети за складиштење, услуге виртуелне инерције као и друге функције и услуге. Описани начин представља могућност да се трошкови интеграције обновљивих извора значајно умање.

7.3. Неки видови не-електричног коришћење соларне енергије

Коришћење фотонапонских панела ради добијања енергије из радијације сунца је скопчано са низом потешкоћа и проблема који су само делимично решени:

- Степен корисног дејства фотонапонских панела задовољавајуће цене и отпорности на оштећења не прелази 16%. Степен корисног дејства опада са повишењем температуре и зависи од степена задрљаности површина.
- Рад електроенергетског система са великим уделом енергије из фотонапонских панела захтева градњу значајних капацитета за складиштење, док трошкови складиштења значајно увећавају цену енергије коју преузимају потрошачи.
- Велика постројења за складиштење представљају безбедносни ризик, док производња и декомисија постројења за складиштење остварују значајан негативан утицај на окружење.
- Соларне електране нису отпорне на временске непогоде великих размера какве се јављају све чешће и које представљају ризик за фотонапонске панеле свих величина и снага.

Наведени проблеми су разлог да се, поред електричних, размотре и не-електрични видови коришћења енергије сунца.

7.3.1. Термо-соларни панели

Практичан, безбедан и еколошки прихватљив начин да се искористи енергија радијације сунца је коришћење термо-соларних панела за загревање воде. Поред обезбеђивања топле воде у насељима, термо-соларни панели се могу користити и у спрези са фотонапонским, и тада први смањују радну температуру других, увећавајући њихов степен корисног дејства.

7.3.2. Коришћење енергије сунца за добијање гасовитих горива

Енергија из обновљивих извора, а пре свега енергија која се добија из фотонапонских панела и ветроелектрана је чиста, јевтина и доступна, тако да је неопходно наћи начин да се увећа њено коришћење. Прикључење ОИЕ на мрежу увећава потребу за батеријским капацитетима за складиштење. Анализа спроведена у одељцима 5.8 и одељцима 6.4-6.5 указује да значајно увећање удела ОИЕ ствара трошкове интеграције који се не могу оправдати нити остварити у пракси. Алтернативни начин коришћења енергије из ОИЕ је њихов рад изван мреже, уз коришћење енергије за производњу горива. Концепт „*Power-to-Gas*” (P2G) представља значајан продор у енергетској транзицији.

Концепт P2G подразумева коришћење енергије из ОИЕ за напајање електрохемијских процеса. Уз разлагање воде и везивање угљен-диоксида могуће је произвести метан, гас који је лакше складиштити и транспортовати него водоник. Добијено гориво може се користити у домаћинствима, индустрији и у сектору саобраћаја, као супституција за фосилна горива.

Развој технологија за коришћење енергије сунца за производњу гасовитог горива још увек није завршен. Постоје експерименталне поставке за директно добијање водоника, у којима се под дејством радијације сунца³⁷⁵ водена пара разлаже на водоник и кисеоник. Том приликом,

³⁷⁵ Maria Gallucci, Solar Panel Splits Water to Produce Hydrogen, IEEE Spectrum, 13. Mart 2019.

нема потребе да се енергија најпре претвара у електричну, па је енергетска ефикасност процеса већа. Тренутно се ради на развоју практично примењивих решења у којима би добијени кисеоник био благовремено уклоњен како не би дошло до повратне оксидације.

Коришћењем радијације сунца за добијање водоника може се решити проблем складиштења енергије. Производња водоника би имала свој максимум током доба дана када је радијација сунца највећа, и тада се водоник може складиштити да би се користио за добијање енергије током интервала када нема сунца. Водоник се може користити у микротурбинама што покрећу генераторе који дају електричну енергију, или се може користити у горивним ћелијама ради добијања једносмерних напона и струја, међутим, ефикасност у затвореном циклусу била би релативно мала. За сваки kWh електричне енергије уложен у добијање водоника у електролизерима ефикасности 70%, горивне ћелије ефикасности од 60% би регенерисале око 0,42 kWh. Постоје и идеје да се на бази водоника заснује *водоничка енергетика*, где водоник не би био само гориво већ медијум за пренос енергије од места производње до места потрошње. Улога водоника у енергетици може бити другачија и шира, што је описано у одељку 7.6.

У блиској будућности треба очекивати усаглашавање и опредељење за једно од гасовитих горива, док се током наредне деценије може очекивати усвајање консолидованог решења. Перспективе P2G технологије и одговарајућа сазнања су од великог значаја за планирање динамике енергетске транзиције у Србији.

7.3.3. Вештачка фотосинтеза

На дужи рок, постоји могућност да експерименталне поставке за вештачку фотосинтезу³⁷⁶ дођу у фазу практичне примене. Уз коришћење нанотехнологија, енергија радијације сунца се може везивати кроз хемијске процесе. Поред разлагања воде и стварања кисеоника, могуће је искористити радијацију сунца да се остваре и другачији процеси. Уз мешање водене паре и угљен-диоксида и коришћење одговарајућих каталитичких дејстава, радијација сунца се може искористити за синтезу органских једињења на начин који опонаша процес фотосинтезе. Продукт таквих процеса може бити метанол, алкохол који током сагоревања у кисеонику даје угљен-диоксид и воду. Вештачка фотосинтеза је још у фази развоја, потребно је унапредити каталитичке материјале који омогућују да се кроз хватање светлости, квантну кохеренцију и трансфер електрона иницира и одржи процес вештачке фотосинтезе. Практична примена ће бити могућа тек када се развије довољно јевтин и довољно робустан хардвер који ради на задовољавајући начин у широком опсегу температура и атмосферских услова.

7.4. Нуклеарне електране

Приликом планирања примарних извора на дужи рок неопходно је размотрити и карактеристике нуклеарних електрана. Према трошковнику изведеном у одељцима 4.7 и 5.8, ослањање на ветроелектране и соларне електране је приближно три пута скупље од градње нуклеарних електрана, тако да постоји потреба да се могућност градње нуклеарних електрана подробније проучи. Први кораци треба да укључе обнављање домаћег стручног кадра, оживљавање стручних тимова као и подстицање и усклађивање стручног и истраживачког рада у области нуклеарне енергије. Достигнућа у пољу нуклеарне енергетике и досадашња искуства у

³⁷⁶ Yarris, Lynn (10 March 2009). "Turning Sunlight into Liquid Fuels: Berkeley Lab Researchers Create a Nano-sized Photocatalyst for Artificial Photosynthesis". Berkeley Lab News Center. Lawrence Berkeley National Laboratory. Retrieved 16 January 2012.

експлоатацији омогућују да се утврде ризици којима нуклеарне електране излажу животну средину и животе људи.

7.4.1. Ризици

Према расположивим подацима, нема техничких разлога нити сигурносних ризика који би обесхрабрили ослањање на нуклеарну енергију уз примену нуклеарних реактора четврте генерације. Кључни сигурносни процеси који спречавају инциденте се засновају на гравитацији и другим појавама које не зависе од спољашњих околности као што је напајање електричном енергијом или водом. Расхладни флуиди могу бити растопљени метали или соли, што искључује могућност стварања експлозивних гасова (карактеристично за реакторе који користе воду) у случају нерегуларног рада и предупредује експлозије и инциденте какви су се јављали са претходним генерацијама реактора³⁷⁷. Поред осталог, реактори четврте генерације имају могућност да складиште значајне износе топлотне енергије што их чини погодним за рад у склопу са ветроелектранама и соларним електранама које раде интермитентно³⁷⁸. Током интервала са увећаном радијацијом сунца или увећаном брзином ветра, потребе ОИЕ за складиштењем енергије могу се задовољити смањењем електричне снаге нуклеарне електране, при чему се топлота коју производи реактор складишти у расхладним флуидима кроз увећање температуре. Депонована топлотна енергија се може користити за увећану производњу електричне енергије из нуклеарне електране у интервалима када је производња из ОИЕ смањена.

Покретање нуклеарног програма у земљама које немају довољну подршку домаће струке, где доносиоци одлука планирају и одлучују на кратак рок, и где се често сагледава интерес релативно узаног сегмента друштва може представљати значајан ризик. Србија би такве ризике могла умањити обнављањем стручних знања и достизањем кадровских потенцијала каквим се располагало у време Нуклеарног програма СФРЈ. Нуклеарна енергетика није спојива са праксом доношења исхитрених одлука под притиском и без консултовања домаће струке. Негативан став јавности према нуклеарним електранама и њена информисаност су фактори које треба имати у виду када се разматра увођење ових електрана. Ослањање на нуклеарне електране подразумева дугорочно и нераскидиво повезивање са испоручиоцима и технологијама.

У земљама источне Европе, као и у суседним земљама међу којима су Бугарска, Румунија, Мађарска и Хрватска ради велики број нуклеарних електрана са технологијом развијеном крајем 20. века. Ризици скопчани са радом НЕ у окружењу завређују обнављање стручног кадра за рад у области нуклеарне енергетике, са циљем да прате рад НЕ у окружењу, прате развој технологија и спроводе анализе оправданости примене НЕ у Србији. Очекује се да до 2030. буду комерцијално расположиве НЕ четврте генерације чија ће безбедност бити значајно унапређења. Уз благовремену припрему, њихова градња у Србији могла би започети од 2040. године.

7.4.2. Улога домаће науке и струке

Као и код произвођача опреме, нуклеарна енергетика је државни пројекат корисника јер непосредно утиче на цело друштво. Примери успешног и безбедног коришћења нуклеарне енергије подразумевају значајно учешће домаће науке и струке у фазама одлучивања, изградње, рада и декомисије. Поред тога, неопходно је охрабрити јавне власти да уваже шири интерес и

³⁷⁷ https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2019-02/geniv_webinar_ammirabile_rswg_gif_ettf_webinar_final_.pdf

³⁷⁸ Charles W. Forsberg, Per F. Peterson, "Molten-Salt-Cooled Advanced High-Temperature Reactor for Production of Hydrogen and Electricity", December 2003, Nuclear Technology 144(3):289-302

одлучују на дужи рок. Највећи проблем досадашње нуклеарне енергетике било је складиштење нуклеарног отпада и декомисија, као и обезбеђивање значајних иницијалних финансијских средстава. Планирање нових капацитета требало би да започне разматрањем проблема одлагања отпада и декомисије и проучавањем начине да се обезбеди финансирање. Преласком на 4. генерацију НЕ, које унутар наменских реактора разлажу дугоживуће изотопе, проблем одлагања отпада се значајно олакшава.

7.4.3. Нуклеарно гориво

Нове генерације реакторских технологија омогућују да се унапреди горивни циклус, да се искористи уранијумов³⁷⁹ изотоп ^{238}U , као и торијум ^{232}Th , што би значајно смањило обим експлоатације руде уранијума. Нове генерације реакторских технологија омогућују да се унапреди горивни циклус, да се искористи широко распрострањени уранијум ^{238}U и торијум ^{232}Th , што би значајно смањило обим експлоатације руде уранијума. Поред тога, напредни поступци рециклирања горива и третмана ислуженог горива омогућују да се значајно умањи садржај дугоживућих трансуранијумских изотопа³⁸⁰, што проблем одлагања ислуженог горива знатно поједностављује.

Већина постојећих реактора као гориво користи ^{235}U , изотоп који је у природном уранијуму заступљен са око 0,7%. Да би се користио као гориво, природни уранијум се, осим у тешководним реакторима, мора обогатити. Реактори типа PWR и BWR користе обогачени уранијум у коме садржај изотопа уранијум-235 достиже 3-5%. Укупне светске залихе уранијума процењују се на око 4-6 милиона тона³⁸¹, што би, уз потрошњу од око 65 000 тона годишње могло потрајати око девет деценија. Увећани интерес за налазишта уранијума могао би привући инвеститоре да размотре експлоатацију уранијума на Старој планини. Експлоатација уранијума може створити значајне ризике за животну средину³⁸², и зато је не треба подстицати и не треба повезивати евентуалну градњу нуклеарних електрана са ископавањем уранијума у Србији.

Грешке и пропусти приликом експлоатације уранијума могу створити дугорочне последице чак и на местима која су значајно удаљена од самог рудника³⁸³. У свим случајевима где начин доношења одлука од ширег значаја није довољно транспарентан, где утицај становништва на јавне власти није довољан док је утицај центара међународне политичке и финансијске моћи превише заступљен, негативне последице инвестирања у руднике који могу угрозити земљу, воду и ваздух могу вишеструко премашити сваку очекивану корист.

Развој оплодних реактора омогућује да се не-фисилни изотопи, какав је уранијум-238 или торијум-232, претворе у фисилни материјал³⁸⁴. Током рада, оплодни реактори стварају више фисионог горива него што га утрше. Захваљујући томе, нуклеарне електране могу постати одржив извор енергије, док се неопходни обим експлоатације уранијума може стотруко умањити.

У оквиру ширег разматрања и проучавања расположивих нуклеарних технологија треба сагледати експлоатационе карактеристике нуклеарних електрана које користе фисионе реакторе

³⁷⁹ Ово је обилнији (око 140 пута) од два изотопа уранијума којих има у природи.

³⁸⁰ Benjamin A. Lindley, Carlo Fiorina, Robert Gregg, Fausto Franceschini, Geoffrey T. Parks, The effectiveness of full actinide recycle as a nuclear waste management strategy when implemented over a limited timeframe – Part I & Part II, Progress in Nuclear Energy, Volume 87, March 2016, Pages 144-155

³⁸¹ Hisane Masaki (2006-04-22). "Japan Joins the Race for Uranium Amid Global Expansion of Nuclear Power". The Asia-Pacific Journal: Japan Focus. Retrieved 2009-03-23.

³⁸² G. H. Fettus and M. G. McKinzie, "Nuclear Fuel's Dirty Beginnings," Natural Resources Defense Council, March 2012.

³⁸³ C. Arnold, "Once Upon a Mine: The Legacy of Uranium on the Navajo Nation," Environ. Health Perspect. 122, A44 (2014).

³⁸⁴ "Fast Breeder Reactor Programs: History and Status" (PDF). International Panel on Fissile Materials. February 2010. p. 11.

генерације 3+ (ЕПР 1650, АТМЕА 1150, ВВЕР 1200), НЕ електране 4. генерације (SMR, MSR) са модулима од 50 до 300 MW, као и решења која се ослањају на торијум.

7.4.4. Инвестиције

Инвестиције у нуклеарне електране су веће од инвестиција у термоелектране и обновљиве изворе. Највећи утицај на цене електричне енергије из нуклеарних електрана има цена капитала и финансијски ризици. Инвестициони трошкови су компензовани ниском ценом нуклеарног горива, високим степеном годишњег коришћења, радом без емисије CO₂ и изостанком трошкова интеграције у енергетски систем. На одлуке о нуклеарним електранама велики утицај има околност да су трошкови производње у првом периоду рада оптерећени отплатом кредита. Одлука да се српске термоелектране замене нуклеарним јединицама би створила потребу да се у врло кратком времену обезбеде значајна средства. Одговарајућа замена српских термоелектрана на угаљ ветроелектранама и соларним електранама не би била скопчана са проблемом значајних иницијалних трошкова, али би, према рачуну спроведеном у одељцима 4.7 и 5.8, коштала око три пута више.

7.4.5. Интеграција обновљивих извора и нуклеарних електрана

Развој нуклеарне енергетике укључује и усавршавање реактора у којима се као расхладни флуид користи растопљено олово или растопљена со. Шири опсег дозвољене варијације температуре расхладног флуида као и велика специфична топлота омогућују да топлотна снага реактора буде константна, док се електрична снага (тј. снага којом се одузима топлота ради производње електричне енергије) може ангажовати током дела дана у коме нема снаге из обновљивих извора³⁸⁵. На такав начин, извори који комбинују нуклеарну енергију и обновљиве изворе могу значајно умањити потребе за складиштењем енергије.

7.4.6. Нуклеарно-водоничка иницијатива³⁸⁶

Поред метана, који би се добијао коришћењем енергије из ОИЕ у P2G процесима, један од гасова који може послужити као гориво је и водоник, који се тренутно разматра као једна од опција за погон транспортних средстава. Ово тим пре што се фосилна горива исцрпљују, а и сада представљају велики еколошки проблем због емисија гасова ‘стаклене баште’. Водоник је горив, а његова топлотна вредност (ED) значајно превазилази оне код фосилних горива. Уз то је еколошки веома прихватљив, јер је једини хемијски производ његовог сагоревања вода. Нема га слободног у природи, па се мора производити коришћењем енергије из примарних извора, који би требало да буду ‘чисти’, тј. без емисије штетних материја. Сировина за његову производњу је вода. Перспективне методе за такву производњу захтевају, поред осталог, коришћење високотемпературске (реда 1000 °C) топлотне енергије, коју није лако обезбедити у индустријском обиму. Реактор типа VHTR (Very High Temperature Reactor) би то омогућавао без лоших еколошких последица. За производњу водоника погодни су и реактори на топљене соли (Molten Salt Reactors - MSR), у којима је гориво у течном стању. MSR реактори су погодни за неутрализацију актиноида, производњу струје, производњу водоника и оплодњу горива.

³⁸⁵ Charles W. Forsberg, Per F. Peterson, “Molten-Salt-Cooled Advanced High-Temperature Reactor for Production of Hydrogen and Electricity”, December 2003, Nuclear Technology 144(3):289-302

³⁸⁶ Professor Dr Šćepan Miljanić, “NUCLEAR ENERGY - From mines to radioactive waste - Environmental impact”, Scientific Conference: Nuclear option in energy transition, Serbian Academy of Sciences and Arts, Belgrade, 2. November 2020.

Нуклеарно-водоничка иницијатива (НИИ) је од великог значаја, јер представља интеграцију два важна концепта савремене енергетике. Значајни аспекти везани за коришћење водоника у улози горива, складиштења енергије и преноса енергије дискутовани су у одељку 7.6.

7.4.7. Закључци

- Велики број нуклеарних електрана у суседним земљама и земљама ЕУ, као и планирана увећања капацитета су разлог да се у Србији што пре оконча обустава проучавања нуклеарних електрана и образовање одговарајућег научног и стручног кадра, за којим постоји све већа потреба и који би требало обновити.
- За напајање српских потрошача електричне енергије током 2050. године потребно је допунити постојеће производне капацитете. Према проценама, потреба би се могла задовољити градњом нуклеарних електрана 4. генерације, које ће бити консолидоване и комерцијално расположиве до 2035. године, и за које већ постоје две добро истражене локације. Прорачун спроведен у одељцима 6.4-6.5 указује да се, усклађивањем удела НЕ и удела ОИЕ, трошкови енергетске транзиције могу вишеструко умањити.
- Нове генерације нуклеарних електрана омогућују знатно већу поузданост и доносе значајно мање ризике од инцидента. Нови концепти фисионих реактора омогућују да се изотопи тешких елемената изузетно дугих временâ полураспада, настали неутронском активацијом током рада реактора, користе као гориво и разлажу до нивоа отпада са врло кратким временом полуживота, што у великој мери релаксира проблем одлагања нуклеарног отпада. У светлу увећања потрошње електричне енергије, као и исцрпљивање фосилних горива, нуклеарне електране представљају дугорочну опцију, посебно с обзиром на ресурсе, коју треба узети у обзир и са пажњом проучити.
- Увођење нуклеарне енергетике захтева да земља-домаћин располаже великим бројем научника и стручњака. Величина и природа инвестиције у нуклеарне електране тражи транспарентне процесе одлучивања, прегледне финансијске токове и јасно дефинисане одговорности свих учесника. Да би се у Србији могло размишљати о нуклеарној енергетици, потребно је (1) школовати неопходне стручњаке, (2) укључити домаћу струку и науку у процес одлучивања и (3) обезбедити транспарентност у пословима везаним за енергетику, (4) обезбедити значајна финансијска средства од стране државе (6-7 милиона €/MW).
- Треба настојати да се увећани интерес организација и тела ЕУ за српску електроенергетику искористи за благовремено утврђивање нуклеарне опције која одговара Србији. Треба искористити сваку финансијску и стручну помоћ ЕУ која би допринела раду тимова домаћих научника и стручњака који би проучили расположиве опције, предложили примену решења нуклеарне енергетике која одговара потребама Србије, и сачинили нацрт плана који укључује образовање стручњака и практичну имплементацију одабраног решења.

7.5. Коришћење биомасе за производњу биогаса

Док је сагоревање биомасе обрађене физичким процесима скопчано са штетним емисијама суспендованих честица, продуката делимичног сагоревања и штетних оксида, хемијска производња биогаса из биомасе даје чистије гориво. Биогас се може користити за производњу топлотне и електричне енергије, док његово коришћење има релативно мали нето утицај на

животну средину, пре свега у поређењу са опцијом декомпозиције отпадне биомасе у природи, где значајну улогу има ослобађање метана. Материје које преостају после издвајања биогаза могу се користити као квалитетно органско ђубриво - компост.

Око 70% површине Републике Србије покривено је обрадивим површинама, тако да прикупљање биомасе ради производње биогаза и компоста има значајан потенцијал. Поред производње биогаза из биомасе, треба размотрити коришћење биогаза из животињских фарми који може да подмири енергетске потребе саме фарме и околних газдинстава. Проблем сакупљања биомасе из пољопривредног и шумског отпада ствара потреба за радном снагом и складиштењем. За прикупљање са великих и разнородних површина тешко је конструисати одговарајуће машине. Одређени напредак је начињен применом модификованих комбајна који приликом жетве захватају и обрађују сламу и стабљике. Међутим, прикупљање биомасе у већини случајева скопчано је са значајним потребама за ангажовањем нискоквалификоване радне снаге. Проблеми у прикупљању биомасе су основни разлог који је ефекте њеног коришћења у енергетске сврхе у Србији умањио за ред величине.

Део пољопривредне већи део биомасе из шумског отпада прикупља се и похрањује у привремена складишта пре транспорта у центре/фабрике за прераду. Потреба за економичним радом центара за прераду тражи уједначену производњу током целе године, док је принос биомасе везан за одређене сезоне, тако да постоји потреба за градњом привремених и сезонских складишта. Дуже задржавање већих количина биомасе на складишту скопчано је са процесима декомпозиције уз емисије гасова са ефектом стаклене баште, као и са ризицима самозапаљења. Трошкови градње складишта која предупредују наведене појаве и ризике као и трошкови спровођења одговарајућих процеса се често превиђају.

7.6. Водоник

Водоник се може користити за производњу горива каква су метан и амонијак, док се чист водоник може користити као гориво у сектору транспорта, у енергетским трансформацијама као и у другим енергетским применама.

Предности чисте и лако доступне енергије сунца разлог је да се граде све већи капацитети соларних електрана са фотонапонским панелима, док су значајни проблеми и трошкови интеграције њихове енергије разлог да се добијена енергија користи изван електричне мреже.

Вишкови електричне енергије се могу користити за напајање електрохемијских процеса у којима се добијају гасовита или течна горива. Уз помоћ водоника добијеног разлагањем воде, и уз везивање атмосферског азота, може се добити NH_3 . Амонијак који се може користити као гориво за добијање топлотне енергије³⁸⁷, за покретање возила са ендотермичким моторима³⁸⁸, као и за погон прекоокеанских трговачких бродова³⁸⁹. На сличан начин, уз помоћ водоника добијеног електролизом, и уз помоћ везивања атмосферског CO_2 , могуће је произвести CH_4 , гас за који већ постоји инфраструктура, сигурносне мере и устаљена пракса употребе. Поред

387 Hookyung Lee, Min-Jung Lee, Recent Advances in Ammonia Combustion Technology in Thermal Power Generation System for Carbon Emission Reduction, *Energies*, 10.3390/en14185604, 14, 18, (5604), (2021).

388 <https://thebulletin.org/2014/02/combatting-climate-change-with-ammonia-fueled-vehicles/>

389 <https://spectrum.ieee.org/why-the-shipping-industry-is-betting-big-on-ammonia>

метана, који би се добијао коришћењем енергије из ОИЕ у P2G процесима, један од гасова који може послужити као гориво је и чист водоник.

Коришћење чистог водоника као горива је еколошки апсолутно прихватљиво, јер је производ његовог изгарања вода. Препрека ширем коришћењу чистог водоника је његова способност да, у мањој или већој мери, дифузијом пролази кроз метале од којих су начињени цевоводи и резервоари, тако постоје ризици стварања експлозивне смесе у срединама са недовољном вентилацијом. Поред тога, последица дифузије водоника код већине метала има изразито негативан утицај на њихова механичка својства. Метали постају крти и подложни су стварању прскотина, што ствара додатне безбедносне ризике. Иницијативе за успостављање водоничне економије морају бити праћене сагледавањем и исправним разумевањем проблема безбедности. У до сада спроведеним анализама и пројекцијама постоји врло широк простор за подробније проучавање ризика од пожара и несрећа које могу ометати напредак.

Значајне чињенице везане за водоник:

- Водоник је и гориво и хемикалија. Његова топлота сагоревања (горња топлотна вредност – HHV) је 141,8 MJ/kg (39,4 kWh/kg);
- Не постоји слободан у природи, па се мора производити из постојећих природних сировина, коришћењем енергије из примарних извора;
- Најперспективније методе за његову производњу су високотемпературска електролиза и тзв. термохемијски циклуси. Оба поступка траже високотемпературску топлоту (од око 1000 °C), што могу обезбедити *изразито високотемпературски нуклеарни реактори* (Very High Temperature Reactor – VHTR);
- На тај начин водоник постаје битан за један од глобалних енергетских концепата – *нуклеарно-водонична иницијатива* (NHI);
- Веома је погодан за манипулацију енергијом, посебно кад се ради о њеном складиштењу, транспорту и употреби:
 - Вишкови енергије се могу ускладиштити тако што ће се из воде производити водоник и чувати у резервоарима док се не укаже потреба за енергијом, било електричном или топлотном,
 - Може се транспортовати на различите начине: гасоводима, бродовима, возовима, камионима итд,
 - Хемијска енергија садржана у њему се може претворити у ел. енергију у уређајума типа термоелектране или путем горивних ћелија, а може се користити и као гориво у моторима са унутрашњим сагоревањем и служити за погон транспортних средстава, мада је за те сврхе ефикасније водоник користити да би се из њега производила струја која би покретала аутомобил. Тако би водонични аутомобил у ствари имао електрични погон³⁹⁰.
- Водоник је еколошки изузетно прихватљив, јер је једини (хемијски) производ његовог директног сагоревања или коришћења у горивним ћелијама вода.

³⁹⁰ Пример: <https://www.toyota.com/mirai/>

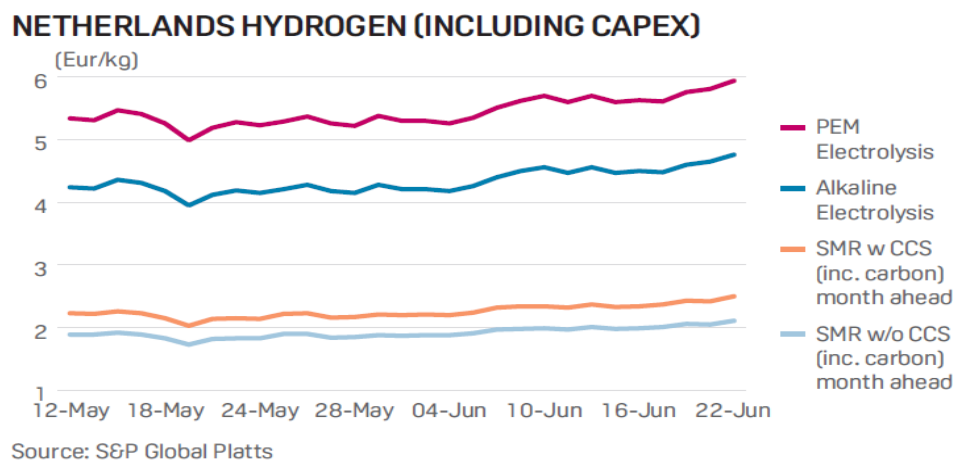
Трошкови производње водоника у зависности од примењеног процеса приказани су на Слици 7.6. Уколико се водоник добијен електролизом по цени назначеној на слици 7.6 искористи за добијање електричне енергије у горивним ћелијама ефикасности 60%, цена добијене електричне енергије биће веће од 0,25 €/kWh.

7.6.1. Европска водонична иницијатива

Растући интерес ЕУ за коришћење такозваног „зеленог“ водоника који се добија електролизом уз коришћење електричне енергије из обновљивих извора заслужује подробије разматрање.

Земље северозападне Европе излазе на Северно море и располажу значајним али недовољно искоришћеним потенцијалом енергије ветра. Услед техничких и финансијских проблема интеграције ОИЕ у систем, постоје значајне потешкоће у директном снабдевању потрошача електричном енергијом из *off-shore* ветроелектрана што ствара потребу да се пронађе другачији начин да се поменута енергија искористи, при чему се пре свега разматра коришћење електричне енергије у електролизерима за производњу водоника³⁹¹. У лукама какве су Ротердам, Антверпен, Хамбург и друге, које су у исто време значајни индустријски центри, постоје индустријска постројења која већ користе водоник. Истовремено, постоји и развијена инфраструктура за дистрибуцију и коришћење природног гаса. Поменута инфраструктура се може прилагодити потребама дистрибуције и коришћења водоника³⁹².

„Зелени“ водоник добијен коришћењем енергије из обновљивих извора може да замени водоник који је до сада добијан у процесима који стварају значајне емисије штетних гасова. Имајући у виду околност да значајна индустријска постројења у северозападној Европи троше значајне количине водоника, може се закључити да водоничка иницијатива ЕУ у великој мери одговара наведеним земљама које су већ изградиле постројења за производњу *зеленог* водоника (Слика 7.6.2).



Слика 7.6: Трошкови производње водоника

³⁹¹ Green hydrogen cost reduction: scaling up electrolysers to meet the 1.5°C climate goal, IRENA, 2020

³⁹² Hydrogen in North-Western Europe A vision towards 2030, IEA-CIEP

7.6.2. Водоник као гориво

Очекује се да ће у блиској будућности бити развијена технологија за сигурно складиштење³⁹³ и сигурну дистрибуцију водоника. Такав развој би створио могућност да се водоник користи као гориво које се може дистрибуирати потрошачима на начин како се то данас чини са природним гасом. Водоник се може користити за

- добијање електричне енергије у горивним ћелијама (ефикасност од 40% до 60%)³⁹⁴
- добијање електричне енергије из микротурбина са генератором (ефикасност око 30%)
- добијање топлотне енергије за потребе загревања и домаћинства (ефикасност 100%)
- добијање топлотне и електричне енергије у комбинованом циклусу (ефикасност 90%)
- покретање електричних возила³⁹⁵
- везивање атмосферског CO₂ и добијање CH₄ у постројењима за декарбонизацију
- везивање атмосферског азота и добијање NH₃ као горива
- коришћење водоника и угљен диоксида у производњи пластике
- коришћење у већем броју индустријских примена³⁹⁶

Цена зеленог водоника блиска је 5-6 €/kg (Слика 7.6). Значајан део цене одређен је трошковима градње и експлоатације опреме за електролизу као и опреме за складиштење и транспорт.



Слика 7.6.2: Коришћење енергије *off-shore* ветроелектрана за производњу водоника³⁹⁷.

³⁹³ <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/materials-based-hydrogen-storage>

³⁹⁴ "Types of Fuel Cells" Archived 9 June 2010 at the Wayback Machine. Department of Energy EERE

³⁹⁵ Аутономна возила могу користити водоник за добијање електричне енергије у горивним ћелијама или у групама микротурбина-електрични генератора. Водоник се може користити и као гориво у моторима са унутрашњим сагоревањем, на начин сличан коришћењу природног гаса.

³⁹⁶ Очекује се да ће потреба за декарбонизацијом утицати да се процеси производње метала, у великој мери засновани на оксидацији, коренито промене и укључе редукционе процесе за које је неопходно користити водоник.

³⁹⁷ Hydrogen in North-Western Europe A vision towards 2030, IEA-CIEP

Искористива енергија из 1 kg водоника износи 33,6 kWh, што даје однос 0,163 €/kWh код сагоревања ради добијања топлотне енергије, односно 0,27 €/kWh код коришћења за производњу електричне енергије.

Уколико се зелени водоник искористи за добијање електричне енергије у горивним ћелијама просечне ефикасности³⁹⁸ од 50%³⁹⁹, цена добијене електричне енергије се добија сабирањем износа од 0,27 €/kWh и трошкова градње и одржавања горивне ћелије.

Уколико се зелени водоник искористи за добијање електричне енергије у групама микротурбина-електрични генератор, цена добијене електричне енергије се добија сабирањем износа од 0,46 €/kWh и трошкова градње и одржавања микротурбине.

7.6.3. Коришћење водоника за складиштење енергије

Један од техничких проблема који ограничава увећање удела ветроелектрана и соларних електрана настаје услед неусклађености интервала у коме је расположива енергија из ОИ-ЕЕ и интервала када енергију преузимају потрошачи. Решавање проблема захтева градњу капацитета за складиштење, капацитета који омогућују да се вишак енергије складишти у интервалима када је производња већа од потрошње, као и да се енергија црпи из складишта како би се напајали потрошачи у интервалима када ветроелектране и соларне електране немају довољну производњу.

Једна од могућности је коришћење вишка електричне енергије у електролизерима који разлажу воду и производе водоник, гас који се може складиштити и користити за добијање електричне енергије у интервалима када је производња из ОИ-ЕЕ мања од потрошње.

Инвестиција у опрему за електролизу тренутно износи од 500 до 1000 €/kW, и већа је за ред величине од инвестиције у батеријска постројења за складиштење електричне енергије (око 100 €/kW). С друге стране, ефикасност електролизера се, у просеку, креће око 70%. Водоник се може претворити у електричну енергију из помоћ горивних ћелија⁴⁰⁰ чија је просечна ефикасност око 50%⁴⁰¹ (у случају да се изгубљена топлота троши кроз когенерацију, ефикасност може порастати до 85%).

Рад електролизера се може значајно унапредити применом „изотопског“ концепта складиштења електричне енергије путем производње водоника и тешке воде, као драгоценог узгредног производа⁴⁰².

Ради сагледавања ефикасности постројења за складиштење електричне енергије, засновано на водонику, потребно је посматрати систем у коме се електрична енергија користи за напајање електролизера који производи водоник, постројење за складиштење водоника и горивне ћелије које преузимају водоник да би генерисале електричну енергију. Уз претпоставку да је енергија која се користи у постројењу за складиштење водоника занемарива, и уз претпоставку да се губици у опреми за претварање електричне енергије могу занемарити, еквивалентна ефикасност система је 42%. За сваки kWh електричне енергије уложен у добијање

³⁹⁸ "Types of Fuel Cells" Archived 9 June 2010 at the Wayback Machine. Department of Energy EERE,

³⁹⁹ Уколико би се изгубљена топлота користила за когенерацију, укупна ефикасност би могла износити 85%.

⁴⁰⁰ Други начини производње електричне енергије из водоника су мање ефикасни

⁴⁰¹ "Types of Fuel Cells" Archived 9 June 2010 at the Wayback Machine. Department of Energy EERE

⁴⁰² „Изотопски ефекти код водоника-тешка вода“, Шћепан С. Миљанић, Институт за нуклеарне науке, „Винча“

водоника у електролизерима ефикасности 70%, горивне ћелије ефикасности од 60% би регенерисале око 0,42 kWh. Преосталих 0,58 kWh се утроши на губитке у електролизеру и у горивним ћелијама.

7.6.4. Примене водоничне иницијативе у земаљама северозападне Европе

Коришћење енергије из ОИ за добијање водоника је оправдано у случајевима већ постоји индустрија која користи водоник за енергетске и не-енергетске сврхе, где постоји значајан износ енергије из ОИЕ који се не може интегрисати у електричну мрежу, и где постоји инфраструктура која се може прилагодити дистрибуцији водоника. Наведени услови су испуњени у земљама северозападне Европе које имају велике градове-луке на Балтичком мору, Северном мору и Атлантику. У другим земљама није оправдано планирати градњу нових ОИЕ који би се користили за добијање водоника. Много ефикаснији начин коришћења енергије сунца за директно добијање водоника⁴⁰³ обавља се уз помоћ направа које се по облику сличне фотонапонским панелима. Технологија фотохемијских процеса подпомогнута одговарајућим катализаторима и нанотехнологијом је већ на располагању⁴⁰⁴ и даје резултате вишеструко боље од примене електролизера напајаних из ОИЕ.

И поред потешкоћа у интеграцији ветроелектрана и соларних електрана, земље северозападне Европе планирају да граде нове капацитете како би обезбедиле пласман производа из 248 европских фабрика са 300 000 запослених⁴⁰⁵, у намери да наставе развој одговарајућих технологија, увећају број запослених на 450 000 и постану један од водећих светских извозника одговарајућих технологија и опреме. Ради решавања проблема интеграције ветроелектрана, које на Северном мору раде у врло повољним условима, њихова енергија се преусмерава у електролизере за производњу водоника⁴⁰⁶. Земље северозападне Европе имају интерес да охрабрују и друге да електричну енергију из ОИЕ користе за добијање водоника. Охрабривање се одвија кроз маркетиншке кампање, тематске скупове, финансирање подстицајних студија као и кроз политички утицај на представнике других земаља.

У датим околностима, српска електропривреда и српски доносиоци одлука би требало да имају у виду да нема техничког ни финансијског оправдања за градњу српских ОИЕ чија би се електрична енергија користила за производњу водоника, као ни за коришћење водоника за складиштење електричне енергије. С друге стране, потребно је пратити развој технологија за сигуран транспорт, складиштење и коришћење водоника као горива, и разматрати могућности за производњу водоника у спрези за нуклеарним електранама (нуклеарно-водонична иницијатива⁴⁰⁷) као и за производњу водоника директним коришћењем енергије сунца (без фотонапонског међукорака).

7.6.5. Перспективе водоника у српској енергетици

Ради благовременог планирања развоја енергетике Србије током наредних 30 година, потребно је предвидити учешће домаће струке у развоју и њено ангажовање на праћењу развоја

⁴⁰³ Amadeo Agosti et. al, Towards Solar Factories: Prospects of Solar-to-Chemical Energy Conversion using Colloidal Semiconductor Photosynthetic Systems, doi.org/10.1002/cssc.202001274

⁴⁰⁴ K. Maeda and K. Domen, "Oxinitride materials for solar water splitting," MRS Bull. Mater. Res. Soc., vol.36, no.01, pp. 25–31, 2011.

⁴⁰⁵ Giles Dickson, CEO, WindEurope, "How Europe can ensure that it meets its wind energy goals"

⁴⁰⁶ Tinne van der Straeten, Belgian Energy Minister

⁴⁰⁷ Глобална нуклеарно-водонична иницијатива ће временом постајати супериорна у односу на друге концепте водоничне енергије и то не само са становишта складиштења енергије, већ и као концепт управљања енергијом: *производња-складиштење-транспорт-потрошња*.

технологија за коришћење електричне енергије у производњи горива каква су NH_3 , CH_4 , H_2 и друга. Потребно је пратити напредак одговарајућих технологија од концепта и експеримената преко пилот постојења па до шире практичне примене. Још увек нису решени сви технички и безбедносни проблеми који су препрека ширем коришћењу водоника у Србији као горива, или у функцији складиштење електричне енергије. Још увек није могуће сагледати хоће ли P2G гасовито гориво декарбонизације бити метан, водоник или неко друго, и зато је тешко ближе одредити одговарајуће финансијске, еколошке и безбедносне ефекте и њихове трендове.

На основу расположивих података, може се закључити да је добијање водоника електролизом веома добро решење за земље северозападне Европе, које поседују ветроелектране и/или соларне електране чија се енергија не може ефикасно интегрисати у електроенергетски систем. Тренутно се не сагледава техничка нити економска оправданост улагања у нове капацитете обновљивих извора у Србији намењене производњи водоника електролизом. У погледу коришћења енергије сунца за добијање водоника, током наредних година очекује се раст производње направа⁴⁰⁸ за директно коришћење радијације сунца⁴⁰⁹ за добијање водоника, са ефикасношћу већом од ефикасности система фотонапонски панел - електролизер.

У постојењу са фотонапонским панелима ефикасности 25% и са електролизером ефикасности 70%, добијени водоник садржи око 17,5% одговарајуће енергије радијације сунца. Приликом коришћења водоника и горивним ћелијама ефикасности 60%, у електричну енергију се претвара око 10,5% енергије сунчевог зрачења. Уколико би се развиле ефикасније технологије за директну производњу водоника коришћењем радијације сунца за разлагање воде, ослањање на водоник би било много исплативије. За сада, системи за складиштење електричне енергије који би поседовали електролизер, танкове за складиштење водоника и горивне ћелије имали би малу кружну ефикасност (42%). Поред тога, одговарајући инвестициони трошкови били би за ред величине већи од трошкова градње батеријских капацитета, што не иде у прилог коришћењу водоника за потребе складиштења.

Након консолидације одговарајућих технологија, водоник може наћи значајно место⁴¹⁰ у производњи топлотне енергије у индустрији и домаћинствима, као гориво за аутономна возила, као сировина у процесима који везују атмосферски CO_2 и стварају синтетичка горива, као и сировина која ће се (након коренитих промена) користити у металургији⁴¹¹ и другим индустријским гранама. До консолидације одговарајућих технологија и прикупљања неопходних експлоатационих искустава, одговарајуће активности у Србији би требало свести на анализе, праћење развоја, и коришћење сваке могућности да се појединци и институције домаће науке, струке и индустрије укључе у истраживање, развој технологија и производњу решења за примене у земљама северозападне Европе.

7.7. Значај енергетске ефикасности

Рационалније коришћење електричне енергије као и рационално коришћење других видова енергије може значајно олакшати проблеме које ће донети увећање потрошње. На дужи рок, потреба да се коришћење фосилних горива умањи у свим секторима енергетике довешће до раста укупне потрошње електричне енергије. Увећање удела електричних аутомобила може

⁴⁰⁸ K. Maeda and K. Domen, "Oxinitride materials for solar water splitting," MRS Bull. Mater. Res. Soc., vol.36, no.01, pp. 25–31, 2011.

⁴⁰⁹ директно - тј. без међукока у коме се енергија радијације сунца претвара у електричну

⁴¹⁰ Hydrogen in North-Western Europe A vision towards 2030, IEA-CIEP

⁴¹¹ Постоје индиције да ће постојеће технологије у металургији бити потиснуте због емисија CO_2

довести до значајних промена у потрошњи. Уколико се ослонац на енергију течних и гасовитих фосилних горива у транспорту замени коришћењем електричне енергије, укупна потрошња електричне енергије би се значајно увећала.

Према пројекцијама раста потрошње у Сједињеним Државама до 2050, потрошња електричне енергије ће бити удвостручена. Предвиђено увећање потрошње Србију затиче у ситуацији где се око 70% електричне енергије добија из термоелектрана на угаљ чији је рад орочен. Термоелектране на угаљ се могу заменити савременим нуклеарним електранама, чија је градња у Србији забрањена законом. Поред тога, Србија не располаже⁴¹² стручним кадром који је неопходан свим земљама које планирају градњу нуклеарних електрана. Уз обновљиве изворе, чији је удео ограничен проблемима интеграције, Србија ће током наредних деценија бити суочена са растом потрошње који се не може снабдевати из домаћих извора. Прорачун дат у одељку 6.4 указује да би замена енергије коју дају српске ТЕ на угаљ одговарајућим ветроелектранама, соларним електранама и неопходним батеријским постројењима за складиштење могла коштати⁴¹³ једнако као и набавка електричне енергије за српске потрошача током три деценије.

Наведене околности указују на озбиљне проблеме са којима се суочава свако настојање да се, на климатски неутралан начин, увећа бруто производња електричне енергије, што увећава значај њеног рационалног коришћења. Увећање енергетске ефикасности у свим секторима, у домаћинствима, индустрији и у јавним објектима може значајно ублажити надоласеће проблеме. Под мерама енергетске ефикасности подразумева се примена поступка или технологија који омогућују да се обави иста функција и постигне исти ефекат уз мањи утрошак електричне енергије. У домаћинствима, канцеларијама и јавним објектима, постоје значајне могућности да се применом ефикасних светиљки и сензора присуства остваре значајне уштеде. Имајући у виду да се преко 60% електричне енергије утроши у електричним моторима, замена нерегулисаних мотора, директно прикључених на мрежни напон, електронски контролисаним моторима, чије се напајање прилагођава уз помоћ уређаја енергетске електронике, омогућује да се остваре директне уштеде у износу утрошене енергије, као и индиректне уштеде услед смањења утрошка бабра и гвожђа за производњу електронски управљаних мотора.

7.7.1. Енергетска ефикасност у индустрији

Око 31% финалне потрошње енергије у Србији преузима индустрија. У предузећима која су изложена конкуренцији и тржишту, потреба да се умање трошкови иде у прилог спровођењу мера енергетске ефикасности. Ради смањења губитака и нерационалног трошења енергије у индустрији, неопходно је предупредити могућност да интервенције политике утичу на тржишну утакмицу, и онемогућити стварање разлика у начину снабдевања и начину плаћања енергије од стране појединих предузећа.

⁴¹² У погледу формирања неопходних кадрова, Србија не би кренула од нуле, имајући у виду (огромно) искуство које је настало у нуклеарним програмима из доба СФРЈ, а из којег је преостало нешто кадрова у реакторској науци, у науци о изотопима, у радиолошкој заштити итд, као и у настави. Веома је важно и искуство у таквим пословима, садржано у разним похрањеним документима, као и чињеница да у Београду постоје чак три института која су се бавила нуклеарном тематиком.

⁴¹³ Сликовити приказ, треба напоменути да се наведени увоз не може остварити из техничких разлога, као и то да би хипотетички увоз наведеног обима утицао на цене електричне енергије у региону на начин који обезвређује дату процену.

7.7.2. Енергетска ефикасност у домаћинству

Имајући у виду да домаћинства учествују у финалној потрошњи енергије са 47,5%, док јавне и комерцијалне делатности учествују са 19%, од великог значаја је увећати енергетску ефикасност у кућама, стамбеним и јавним зградама. Највећи део енергије се утроши за потребе грејања и хлађења. У погледу грејања, кључну улогу има омотач зграде који раздваја унутрашњост од спољашности зграде, што укључује врата, прозоре, зидове и кровове. Одговарајућа изолација смањује потребе за загревањем као и потребе за хлађењем током лета. Уколико елементи омотача зграде дозвољавају размену ваздуха или сакупљање влаге, ефекти топлотне изолације ће бити нарушени. Релативно мале инвестиције у побољшање изолације могу довести до великих уштеда. Уз изолацију, уштеде се могу остварити и одговарајућим системима електронског управљања који обављају мерења, утврђују некоришћене зоне и зоне од значаја, и остварују неопходну климатизацију уз минималан утрошак енергије. У погледу грејања и климатизације, потребно је искористити потенцијал геотермалне енергије, као и могућност да се утрошак електричне енергије значајно умањи применом топлотних пумпи.

7.7.3. Цене електричне енергије

Један од начина за подстицање потрошача да примене мере енергетске ефикасности је ближе упознавање са проблемима глобалног загревања, животне средине и енергетике, како би се променило понашање потрошача и створиле навике које доприносе ефикаснијем коришћењу енергије. Међутим, примарни утицај на рационално коришћење енергије има њена цена.

Домаћинства и мали купци у Србији купују електричну енергију од електропривреде по регулисаним ценама које су испод тржишних, које важе за друге потрошаче. Исказане цене се односе на производњу, пренос, дистрибуцију и одговарајуће таксе. Међутим, околност да су регулисане цене ниже од тржишних створило је губитке у електропривреди који су достигали 0,75 млрд. € годишње. Губици електропривреде су негативно утицали на њену могућност да проактивно допринесе енергетској транзицији, и да мења енергетику Србије у правцу мањег загађења животне средине и мањег нарушавања здравља и животног века становништва. Корист од ниске цене енергије је неселективно расподељена на све потрошаче. Претпостављајући да највећу корист од ниске цене имају они који највише троше, може се закључити да је одржавање ниске цене енергије неодговарајућа мера спровођења политике социјалне заштите становништва са мањим примањима. Због ниске цене, енергија се нерационално троши, што доводи до парадоксалне ситуације у којој је потрошња по глави становника упоредива са потрошњом у развијеним европским земљама, док нам је бруто национални доходак по глави становника троструко мањи од просека за земље ЕУ.

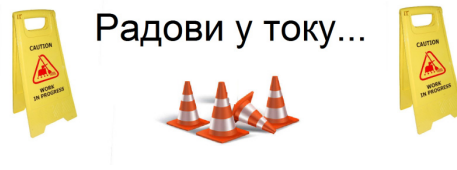
У време дигитализације и е-управе, расположиви подаци о примањима и социјалном статусу појединих потрошача су лако доступни, што омогућује селективну заштиту осетљивих слојева становништва од ефеката неопходног увећања цена енергије. У погледу електричне енергије, увећање удела ОИЕ и неходна модернизација мреже ослања се на динамичку промену цена електричне енергије на виртуелном тржишту чију подлогу стварају технологије дистрибуираног рачунарства и где се трансакције уговарају аутоматски, између рачунара. Неопходни напредак је немогуће остварити уз постојећу ценовну политику, и зато је треба мењати, уз предвиђање адекватних селективних мера за заштиту социјално угроженог становништва.

7.7.4. Закључак

Увећање енергетске ефикасности и смањење енергетског интензитета (количине енергије потребне за активности, процесе и исходе) представља кључни ослонац савремене енергетике. При томе, од напретка у овом пољу не треба очекивати смањење потрошње електричне енергије, већ блажу динамику неумитног пораста. Постоји низ фактора и процеса који ће довести до значајног увећања потрошње електричне енергије, међу њима су декарбонизација која се пре свега обавља кроз електрификацију, замена ендотермичких мотора електричним моторима у друмском саобраћају, увећање потрошње енергије у рачунарској инфраструктури за обраду, складиштење и пренос информација, као и корените промене у индустрији, зградарству, пољопривреди и другим гранама. Очекивана бруто производња ће за 2-3 деценије премашити износ који може довести до угрожавања животне средине, увећати зависност од увоза и смањити конкурентност српске привреде.

Рационалније коришћење електричне енергије као и рационално коришћење других видова енергије може значајно олакшати проблеме које ће донети увећање потрошње. На дужи рок, потреба да се коришћење фосилних горива умањи у свим секторима довешће до раста укупне потрошње електричне енергије. Уз обновљиве изворе који имају ограничен домаћај, Србија ће током наредних деценија бити суочена са растом потрошње који се не може снабдевати из домаћих извора. Наведене околности указују на увећану важност рационалне потрошње електричне енергије. Увећање енергетске ефикасности у свим секторима, у домаћинствима, индустрији и у јавним објектима може значајно ублажити надолазеће проблеме.

8. Акциони план



9. Препоруке

9.1. Заменски извори

Коришћење биомасе

У Србији треба значајно смањити сагоревање биомасе у енергетске сврхе. У контролисаним условима и уз нулте емисије, биомаса се може користити за производњу биогаза.

Према званичним подацима⁴¹⁴, удео биомасе у структури укупног енергетског потенцијала обновљивих извора у Србији је 63%, док се, према енергетском билансу ЕУ, око 60% енергије из обновљивих извора добија коришћењем биомасе. Употреба биомасе за енергетске потребе је прихваћена од стране Европске Уније, подржана од стране *World Bioenergy Association*, али је противна препорукама SAPEA, формалног саветника Европске комисије, као и препорукама EASAC. Подробнија проучавања указују да претпоставка угљеничке неутралности биомасе не стоји⁴¹⁵, јер занемарује пролазно, али деценијама дуго повећање концентрације CO₂ које ће створити сагоревање биомасе, што додатно отежава тренутну фазу глобалног загревања.

Укупни ефекти сагоревања биомасе у енергетске сврхе у Србији угрожавају животну средину и здравље становништва. Велики број малих ложишта и значајан обим биомасе која се користи у условима слабо контролисаног и непотпуног сагоревања додатно увећавају проблеме загађења. Грејање на биомасу у зимском периоду, у интервалима температурне инверзије, доприноси увећању концентрације суспендованих честица, што у великој мери угрожава здравље људи у насељеним областима.

Уз решавање проблема организованог прикупљања и складиштења шумског и пољопривредног отпада, биомасу треба разматрати и као ресурс за производњу биогаза, метана или метанола који би се користили у енергетске сврхе. Шире коришћење биогаза омогућило би развој поступака анаеробног разлагања или термохемијске конверзије као основе за климатски неутралан индустријски третман биомасе са нултим емисијама штетних материја и гасова.

Спаљивање отпада

Отпад не треба користити у енергетске сврхе.

Из разлога заштите животне средине и здравља становништва, комунални отпад не треба користити у енергетске сврхе. Спаљивање отпада се противи концепту циркуларне економије и не представља цивилизацијски прихватљив поступак третмана отпада. Разлози на којима се темељи овако оштар и категоричан став дати су у одељку 3.9.

Спаљивање отпада је далеко ризичније за животну средину од самих фосилних горива јер доводи до загађења ваздуха изузетном опасним супстанцијама⁴¹⁶. С друге стране, настојање да

⁴¹⁴ Службени Гласник Републике Србије 99/2009

⁴¹⁵ John D Sterman1, Lori Siegel, Juliette N Rooney-Varga, “Does replacing coal with wood lower CO₂ emissions? Dynamic lifecycle analysis of wood bioenergy”, *Environmental Research Letters*, Volume 13, Number 1 (Focus on The Role of Forests and Soils in Meeting Climate Change Mitigation Goals)

⁴¹⁶ European Parliament, (2018) “Plastic waste and recycling in the EU: facts and figures”, available at:

се оствари друштво без генерисања отпада значи да се на дуже стазе не може рачунати на отпад као енергент⁴¹⁷. У одсуству недвосмислене забране спаљивања отпада, нека од ложишта у Србији могу постати места спаљивања отпада других земаља, увезеног у Србију, као и места спаљивања аутомобилских гума и других материја које дају врло опасне продукте сагоревања. Такав исход био би праћен значајним загађењем животне средине и нарушавањем здравља читаве популације. Рад прљавих технологија концентрисаних на малом простору, са капацитетима за спаљивање отпада прикупљених у Србији и изван Србије, представља изузетно велики еколошки и здравствени ризик. Имајући у виду да је територија Србије већ и сада преоптерећења прљавим технологијама, сваки нови допринос загађењу опасним материјама све озбиљније угрожава становништво. Продужавање неконтролисаних експлоатација природних ресурса, конзумеризам, одбацивање или уништавање истрошених материјала, као и енормно загађење животне средине која нема довољних капацитета за самопречишћавање лишило би будуће генерације основних ресурса неопходних за живот. Због свега горе наведеног, отпад не може бити алтернатива за добијање енергије⁴¹⁸.

Геотермална енергија

Геотермална енергија може дати преко 2 TWh топлотне енергије годишње. Њено коришћење за потребе грејања може смањити емисије загађења из малих ложишта.

Према је температура расположивих подземних вода у Србији релативно ниска, оне су шире доступне на целој територији и могу се користити за грејање затворених стамбених простора, стаклених башти и за друге примене грејања, што може смањити утрошак фосилних горива и електричне енергије. Коришћењем геотермалних вода за грејање могуће је значајно смањити сагоревање дрвета, пелета и брикета у малим ложиштима, што ће у великој мери допринети смањењу загађења ваздуха суспендованим честицама током зимских месеци.

У склопу са геотермалном енергијом требало би размотрити и коришћење топлотних пумпи. Енергетски потенцијал подземних вода скромних температурних вредности обично се занемарује јер се не могу користити за директно грејање. Ипак, у комбинацији са одговарајућим системом топлотних пумпи могло би се постићи енергетски ефикасно и еколошки прихватљиво решење за грејање. Са еколошког аспекта, посебно је интересантна примена суб-геотермалних топлотних пумпи у већ постојећим високотемпературним системима грејања станова као потпуна замена за старо, неефикасно и високо загађујуће централно грејање зграда или стамбених блокова. Овај приступ је у складу са енергетском ефикасношћу, еколошком користи која произилази из гашења извора енергије из фосилних горива, и смањењем ризика по животну средину. Подробнија образложења и анализе дате су у одељку 3.8.

Термоелектране на угал

Експлоатацију лигнита треба прекинути што пре, чим буду доступни неопходни заменски извори задовољавајућих карактеристика. Постројења са застарелом технологијом и ниским степеном корисног дејства треба зауставити без одлагања. Преостале ТЕ на угал (Табела 3.3.2) могле би наставити са радом до увођења заменских извора, под условом да се угради и користи опрема која би штетне емисије свела у оквире дозвољених граница.

<https://www.europarl.europa.eu/news/en/headlines/society/20181212STO21610/plastic-waste-and-recycling-in-the-eu-facts-and-figures>, last accessed on 17 July 2020

⁴¹⁷ European Strategy for Plastic in a Circular Economy, 2018.

⁴¹⁸ European Commission. 2015. Communication from the commission to the European parliament, European Commission, COM (2015) 614 December 2nd.

Домаћи лигнит има висок садржај пепела, сумпора и бројних токсичних и радиоактивних састојака. Сагоревање лигнита доводи до ослобађања оксида азота и сумпора, угљен диоксида, арсена, живе и других штетних материја. Штетне материје из угљенокопа, постројења за обраду угља и ТЕ на лигнит проузрокују читав низ обољења, међу којима преовлађују болести система за дисање. Приоритетни разлози за супституцију лигнита су заштита животне средине, заштита здравља становништва и напуштање постојеће праксе да се привидно јевтина електрична енергија плаћа негативни утицајем загађења на квалитет живота и краћим животним веком. Поред тога, ако би Србија постала члан Европске Уније до 2035. године, експлоатација угља би била отежана таксама на емисије и преузимањем одговарајућих рокова за достизање климатске неутралности.

У погледу ТЕ на угаљ са застарелом технологијом, ниским степеном корисног дејства, великим специфичним утрошком угља (kg/kWh) и великом специфичном емисијом CO₂/kWh, њихов рад би требало прекинути без одлагања. У границама могућности, требало би ремонтovati и задржати њихове синхроне генераторе који би радили улози синхроних компензатора, допринели очувању кинетичке енергије у систему, и тако значајно олакшали интеграцију варијабилних извора енергије какве су ветроелектране и соларне електране.

ТЕ на угаљ чији радни параметри и стање ресурса завређују наставак рада до увођења заменских извора наведене су у Табели 3.2.2. Наставак њиховог рада подразумева уградњу и коришћење еколошке опреме која ће смањити емисије штетних материја и гасова у складу са Националним планом за смањење емисија објављеном у Службеном гласнику РС бр. 10 од 6. фебруара 2020. године. Промена очекиване годишње производње електричне енергије из термоелектрана на угаљ до 2050. дата је на слици 3.2.4. Према би примена ултра-суперкритичне технологије ТЕ на угаљ (Дателн 4, Птолемаис 5) омогућила мањи утрошак угља, мање емисије CO₂ и нижу вредност LCOE уз урачунате таксе, њена примена у српским ТЕ на угаљ нема оправдања због очекивања да експлоатација лигнита за потребе енергетике у Србији престане до 2055. године.

Предуслов за заустављање ТЕ на угаљ наведених у Табели 3.2.2. је расположивост консолидованих, еколошки прихватљивих заменских извора који гарантују сигурност снабдевања, доступност енергије, интегритет мреже и остваривост инвестиција, не угрожавајући интересе становништва, индустрије и друштва. У међувремену, потребно је пратити развој технологија заменских извора и разматрати њихова техничка својства (одељци 6.2 и 7.4), трошкове (одељци 4.7, 5.8 и 6.4), и еколошку прихватљивост, са посебним освртом на придружене еколошке ризике (одељак 5.8.8).

Термоелектране на природни гас

ТЕ на гас ће током наредних 10-30 година бити неопходне ради стварања техничких услова за спровођење планиране енергетске транзиције. Због емисија CO₂ и раста цена гаса, очекује се престанак рада ТЕ на гас до 2055. године. Производња може достићи 6 до 7 TWh током 2030. године, док током 2050. године може достићи од 9 до 10 TWh. Разлози за коришћење ТЕ на гас престаће да постоје увођењем у погон НЕ или других базних извора.

Гасне ТЕ без комбинованог циклуса омогућују брз одзив и треба их користити за рад у пару са ветроелектранама и соларним електранама, како би уједначиле укупну снагу групе извора (ТЕ на гас и ОИЕ) и тако олакшале интеграцију ОИЕ у електричну мрежу.

Гасне ТЕ са комбинованим циклусом (CCGT) комбинују гасну и парну турбину. Релативно спор одзив онемогућује рад у пару са ОИЕ, али њихов много већи степен корисног

дејства омогућује да се по прихватљивој цени дође до недостајуће енергије. Гасне ССГТ електране могу се градити на локацијама искључених ТЕ на угаљ, где могу користити постојећу инфраструктуру.

Топлота коју стварају ССГТ гасне термоелектране могу се користити за грејање оближњих градова. Гасне ТЕ са комбинованим циклусом и когенерацијом дају електричну и топлотну енергију са ефикасношћу која премашује 80%, и могу бити економичне чак и уз значајније увећање цене гаса. Мала брзина одзива сврстава их у базне изворе, и треба их користити за даљинско грејање већих градова (Нови Сад, Београд, Крагујевац, Ниш).

У случајевима где то допуштају технички услови и одговарајући трошкови, потребно је искористити сваку могућност за набавку опреме која, поред коришћења природног гаса, може користити биогаз као и друге врсте гасовитих горива из P2G циклуса. Развој и примена технологија за производњу биогаза из биомасе може омогућити да се предности ТЕ на гас споје са коришћењем обновљиве енергије добијене из биомасе.

Хидроелектране

Поред планираних постројења у горњем току Дрине, у Србији не постоје услови за продужетак градње нових хидроелектрана на начин који би поштовао највише стандарде очувања животне средине. Не треба градити мале ХЕ, док о градњи нових РХЕ треба одлучивати након свеобухватног сагледавања негативних утицаја на животну средину.

Годишња производња електричне енергије из ХЕ ће постепено опадати због утицаја климатских промена на режим падавина у сливу река које протичу кроз Србију (одељак 3.2.1, одељак 6.4.1).

Уз постојећи режим падавина, изградња нових производних капацитета (одељак 3.2.1) омогућује нових 3 TWh/годишње производње од 2035. године. Очекивана производња током 2030. године износи 13,8 TWh, док производња током 2050. године износи 12,3 TWh.

Нуклеарне електране (НЕ)

Део електрана на фосилна горива може се заменити нуклеарним електранама 4. генерације, инсталисане снаге $P > 2$ GW. Усклађивање удела НЕ и удела ОИЕ може вишеструко умањити трошкове енергетске транзиције (одељци 6.4 - 6.5). Код НЕ 4. генерације, проблеми набавке горива и одлагања отпада су значајно мањи (одељак 7.4.3), док је сигурност значајно увећана (одељак 7.4.1). Консолидација и комерцијална расположивост НЕ 4. генерације може се очекивати 2030. године, док градња у Србији може започети после 203-2040. године.

Ослањање на нуклеарну енергетику тражи квалификован стручни кадар, неопходан за спровођење анализа, промишљања и планирања. Поред стручњака, потребно је благовремено предвидети и финансијски аранжман. Градња НЕ омогућује вишедеценијско снабдевање електричном енергијом по изузетно повољној цени, уз емисије CO₂ мање од емисија из ОИЕ. Међутим, иницијални инвестициони трошак је веома значајан (6 млрд. € за електрану снаге 1 GW) и тешко га је обезбедити.

Потребно је искористити сваку могућност да се обезбеди финансијска подршка градњи српских НЕ из ЕУ. Унија је превасходно опредељена да улаже у развој, производњу и пласман не-нуклеарних технологија. Градња НЕ је противна интересима дела европске индустрије. И поред тога, у Француској, Украјини, Словачкој и Мађарској се више од 50% електричне енергије

добија из НЕ, док многе чланице ЕУ планирају проширење капацитета својих НЕ, што ствара потребу и могућност да Србија помно и проактивно прати статус НЕ у оквиру ЕУ.

Обнова квалификованог научног и стручног кадра је неопходна чак и у случају да у Србији не буде НЕ. Рад великог броја НЕ у суседним земљама и земљама ЕУ, као и планирана увећања капацитета стварају ризике за чију је процену и праћење неопходна домаћа струка. У земљама источне Европе, као и у суседним земљама међу којима су Бугарска, Румунија, Мађарска и Хрватска тренутно раде НЕ са релативно старом технологијом, чији је рад скопчан са значајним ризицима, и чији се капацитети увећавају. Ризици скопчани са радом НЕ у окружењу указују да у Србији постоји потреба за организовањем преосталих стручњака и са образовањем подмлатка који би за 5-10 година био спреман да пружи стручне услуге приликом промишљања и доношења одлука о нуклеарној енергетици.

Удео варијабилних извора и складиштење

Међу ризике којима енергетика излаже животну средину и здравље становништва треба убројати и ризике градње, раде и декомисије постројења за складиштење енергије. Негативни утицај батеријских постројења на животну средину као и осврт на РХЕ дати су у одељку 5.8.8. Капацитет неопходних складишта, пратећи ризици, трошкови њихове градње и цена транзиције суштински зависе од удела енергије из варијабилних извора у потрошњи електричне енергије. Занемаривање проблема интеграције варијабилних извора води у нагомилавање проблема који могу значајно угрозити сигурност и доступност снабдевања.

Део енергије из варијабилних извора мора се складиштити ради напајања потрошача у интервалима када нема производње. Капацитети неопходних складишта убрзано расту са уделом енергије из варијабилних извора⁴¹⁹ (одељак 5.8.4). Удео варијабилних извора и трошкови градње складишта имају значајан утицај на цену енергетске транзиције (слика 6.5.1). При већем уделу варијабилних извора, технички и финансијски аспекти њихове интеграције могу вишеструко премашити цену њихове градње. Из наведених разлога, једно од кључних питања развоја енергетике је планирање удела ВИ у укупној потрошњи електричне енергије.

Исходи анализе спроведене у одељцима 4.8, 5.8 и 6.4 могу се сажети у следеће препоруке:

- Потрошњу током ноћног минимума треба снабдевати превасходно из базних извора.
- Укупна инсталисана снага варијабилних извора прикључених на електричну мрежу треба да достигне једну половину укупне инсталисане снаге базних извора ($1/2 P_B$).
- Део дневне потрошње, мањак производње из ОИЕ као и непредвиђене промене потрошње треба балансирати ослањањем на гасне термоелектране без парног циклуса и на постојеће РХЕ, док би неопходни минимум батеријских складишта требало задржати на вредностима капацитета и снаге који су дати у Табели 6.2.3.б.
- Уз наведене претпоставке, удео енергије из варијабилних извора у укупној годишњој потрошњи електричне енергије би током наредних деценија достигао 15%.
- Увећање удела енергије из варијабилних извора изнад 15% може се остварити уз значајнији ослонац на ОИЕ и складиштење „иза бројила“, уз коришћење синергије између сектора, уз управљање производњом и потрошњом путем брзо променљивих цена на рачунарски

⁴¹⁹ Међу обновљивим изворима електричне енергије (ОИЕ) има извора чијом се снагом не може управљати по вољи. У такве изворе спадају соларне електране и ветроелектране, чија снага зависи од брзине ветра и радијације сунца. Услед променљивости њихове неуправљиве снаге, познати су под именом *варијабилни извори електричне енергије*.

подржаном тржишту, али и уз неопходну градњу додатних батеријских постројења.

Увећање удела варијабилних извора значајно утиче на стање животне средине као и на трошкове које, кроз социјализују, плаћају потрошачи, и зато треба критички размотрити све до сада наведене процене и исходе. Примери из ЕУ варирају од потпуног превиђања неопходности складиштења, па до планирања градње забрињавајуће великих батеријских постројења (одељци 5.8.4 - 5.8.5) чија снага достиже 2/3 средње снаге потрошње (Шпанија) док им капацитет достиже 10% годишње потрошње електричне енергије (Ирска). Предвиђања за САД (слика 5.8.5.a) потврђују резултате анализе спроведене у одељку 5.8.4.

У затеченом стању електричне мреже Србије и уз постојеће технологије, значајније увећање удела варијабилних извора ствара ефекте и трошкове који нису у интересу потрошача. У одсуству корених промена у систему и у навикама потрошача, значајног увећања цена електричне енергије, темељних промена тржишта или развоја трансформативно нових технологија, добијени резултати указују да инсталисану снагу ОИЕ прикључених на мрежу треба ограничити на 50% инсталисане снаге базних извора, док преостале ОИЕ треба користити у оквиру P2G (*Power to Gas*) концепта, или их користити на друге начине изван електричне мреже.

Ветроелектране

Производња електричне енергије из ветроелектрана у Србији ће током 2021. године достићи 1,077 TWh, и очекује се њен даљи раст током наредне деценије. Уз техничку припрему (одељак 4.7) и примену одговарајућих мера⁴²⁰, инсталисана снага ветрогенератора током наредних деценија може достићи најмање 2280 MW, уз годишњу производњу која премашује 4 TWh, уз могућност да се производња додатно увећа градњом ветроелектрана на нестандартним локацијама и учешћем у градњи ветроелектрана на територији Републике Српске.

Замена ТЕ на фосилна горива ветроелектранама доприноси очувању животне средине и здравља становништва. Велики број преосталих локација са исплативом густином снаге ветра (одељак 5.1.2) налази се на ненасељеним теренима у планинама источне Србије, тако се утицаји⁴²¹ које би градња и рад ветроелектрана на таквим локацијама имали на животну средину и на околно становништво могу занемарити.

Консолидација технологија и значајан пад трошкова омогућују градњу ветроелектрана под веома повољнијим условима⁴²². Стекли су се услови да градња и услови коришћења ветроелектрана буду изложени пуној мери тржишних механизма, уз обустављање досадашњих заштитних мера и подстицаја, уз препуштање даљег раста исходима тржишне утакмице, и уз очекивање да ће потискивање извора који стварају емисије CO₂ створити простор за инвестиције у ветроелектране.

Једнако као и сви до сада коришћени извори, ветроелектране би требало да обављају помоћне функције које доприносе интегритету система. Будући да градња варијабилних извора мора бити праћена растом капацитета за складиштење⁴²³, од интереса је да градња дела неопходних батеријских постројења⁴²⁴ буде спроведена у склопу ветро-паркова. Код већег удела

⁴²⁰ ASSET STUDY on Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions ISBN 978-92-76-24738-8 doi: 10.2833/35606 MJ-04-20-645-EN-N

⁴²¹ *Просторни аспекти утицаја ветроелектрана на животну средину*, Бошко Јоксимовић, 2017, ISBN 978-86-80329-87-1

⁴²² Инвестициони трошак градње ветроелектрана на копну је нижи од 1200 €/kW

⁴²³ одељак 5.8

⁴²⁴ одељак 6.2.7

варијабилне енергије, трошкови интеграције и градње неопходних складишта могу вишеструко надмашити трошкове градње ветроелектрана⁴²⁵. Ради одрживог развоја, варијабилне изворе не треба изузимати од обавеза обављање помоћних функција. Као и други извори, ветроелектране би требало да доприносе очувању интегритета система извршавањем стабилишућих функција, учешћем у контурама регулације, очувањем резерви и одговарајућим реаговањем на промене фреквенције и напона. У случају где не постоје техничке могућности за обављање помоћних функција, треба створити могућност да се оне откупе на одговарајућем тржишту.

Интеграција ОИЕ у електричне мреже лакша је у случају где су извори дистрибуирани, и зато би требало пружити помоћ потрошачима заинтересованим за градњу малих ветроелектрана „иза бројила“. Поред регулисања односа потрошача-произвођача и мрежног оператера, од интереса је припремити типске пројекте и створити услове за смањење трошкова кроз обједињавање набавки и услуга.

У погледу оствариве производње из ветроелектрана на дужи рок, треба имати у виду околност да Србија располаже релативно скромним потенцијалима⁴²⁶. У ветровитим земљама ЕУ, средња вредност густине снаге ветра на мору је око 6 пута већа него у Србији, док је за ветроелектране на копну густина снаге око 3 пута већа него у Србији. Већина локација на којима је градња исплатива налазе се уз источне границе Србије. Најповољније локације су већ искоришћене, док је већина преосталих локација на мање исплативим и мање приступачним теренима. Оквирна разматрања из одељка 5.1.2 указују да су очекивања о годишњој производњи од 4 TWh из српских ветрогенератора реално остварива. Србија има могућност да у градњи обновљивих извора сарађује са Републиком Српском. У Херцеговини се може лоцирати већи број зона површине од по 50 km², где је средња вредност густине снаге ветра око 6,5 пута већа од просечне на територији Србија, и где је градња ветроелектрана много исплативија.

Соларне електране 2020-2050.

Енергија коју Земља прими од Сунца у току једног дана знатно премашује глобалну потрошњу енергије током једне године. Производња из фотонапонских панела са свега 2,5% површине светских осунчаних пустиња задовољила би глобалне потребе за енергијом. Без могућности да се енергија пренесе са дневне на ноћну полулопту⁴²⁷, коришћење фотонапонских панела је повезано са градњом постројења за складиштење, која стварају нове ризике и трошкове⁴²⁸. У току је истраживање нових технологија за коришћење лако доступне и јевтине енергије сунца на начин који неће увећавати ризике нити ће излагати потрошаче додатним трошковима. У међувремену, у Србији треба градити електране засноване на постојећим фотонапонским панелима и неопходним складиштима, у границама прихватљивих ризика и трошкова⁴²⁹.

У Србији је потенцијал соларних електрана значајно већи од потенцијала електрана на ветар⁴³⁰, али се тренутно користи веома мали део. Раст удела енергије из соларних електрана до износа наведених у одељку 4.8, скопчан је са градњом релативно малих, прихватљивих капацитета за складиштење⁴³¹, и зато би препоручени ослонац на енергију сунца значајно

⁴²⁵ одељак 6.4

⁴²⁶ Tracer project 836819, Projections for the transition to 2030 / 2050 in the target regions, WP 6 – Task 6.1 / D6.1, May 2021

⁴²⁷ одељак 7.1.

⁴²⁸ одељци 4.7, 5.8, 6.2 и 6.4

⁴²⁹ одговарајуће препоруке дате су у одељку 4.8

⁴³⁰ одељак 5

⁴³¹ поред препорука датих у одељку 4.8, треба сагледати прорачун неопходних капацитета складишта у одељку 5.8.

допринео очувању животне средине и здравља становништва.

Трошкови градње соларних електрана су значајно смањени⁴³², тако да су се стекли услови да велике мрежне соларне електране (испред бројила) буду препуштене пуној мери тржишних механизма, уз очекивање да ће потискивање извора који стварају емисије CO₂ отворити широк простор за соларне електране. Уз обустављање досадашњих мера, даљи раст удела соларних електрана треба препустити тржишној утакмици без интервенција регулатора.

Околност да је интеграција дистрибуираних ОИЕ значајно лакша, постоје разлози да се подстицајне мере задрже за мале соларне електране и батеријске капацитете уграђене „иза бројила“. Међу подстицајне мере се може уврстити припрема типских пројеката, смањење трошкова кроз обједињавање набавки и услуга, као и примена *Net Metering* концепта са једнаким ценама за трансакције у оба смера. Треба размотрити сваку могућност да се подсистеми или комплетна решења производе у Србији. Уколико то није могуће, или није могуће у првој фази, требало би учинити разумне напоре да се избегну недостаци фрагментираних набавки и да се искористе предности које се пружају само великим купцима.

У системима са већим уделом енергије из великих соларних електрана (испред бројила), трошкови њихове интеграције у систем могу вишеструко надмашити трошкове градње саме електране⁴³³. У циљу одрживог раста удела ОИЕ, соларне електране би требало да обављају помоћне функције које доприносе интегритету система, на начин како то чине традиционални извори. Раст удела ОИЕ ствара потребу за складиштењем⁴³⁴. Најповољније решење са становишта система је градња батеријских постројења⁴³⁵ у склопу самих соларних електрана. Уз локалне батеријске капацитете, соларне електране би биле оспособљене за извршавање стабилишућих функција, учествовале би у контурама регулације и реаговале на промене фреквенције и напона једнако као и постојећи традиционални извори. Уз наведену обавезу, соларним електранама које немају техничких могућности за уградњу батерија треба пружити могућност да одговарајуће функције откупе на тржишту.

Соларне електране - перспективе на дужи рок

Потребно је активно истраживати могућности да се чиста, јевтина и доступна енергија из соларних електрана са фотонапонским панелима искористи на начин који не ствара потребу за коришћењем потенцијално ризичних складишта која угрожавају животну средину и оптерећују потрошаче значајним трошковима. Премда већ постоје технолошке основе да се глобалне потребе за енергијом задовоље коришћењем зрачења сунца (одељак 7.1), проблеми ресурса (недовољне количине метала за градњу глобалне мреже) и неспремност држава да поделе суверенитет у пољу енергетике сврставају разматрања у одељку 7.1 у футуристичка, без практичног значаја за израду примењивог плана.

Један од начина да се избегну значајни трошкови градње складишта и интеграције соларних електрана у електричне мреже је њихово коришћење изван мреже, за енергетске потребе у другим секторима, за производњу горива у оквиру P2G система или на неки од начина који ће се зацело појавити у блиској будућности.

⁴³² Инвестициони трошак градње соларних електрана је сведен на 500 €/kW, од чега се 1/3 односи на набавку панела.

⁴³³ одељак 6.4

⁴³⁴ одељак 5.8

⁴³⁵ одељак 6.2.7

Концепт „*Power-to-Gas*” (P2G) предвиђа да се „зелена“ енергија која се не може интегрисати искористи изван мреже, за напајање електрохемијских процеса и производњу горива какав је метан (одељак 7.3.2). Уместо прикључења ветроелектрана и соларних електрана на мрежу, енергетске трансформације у оквиру P2G система стварају могућност коришћења њихове енергије у облику горива, у сектору саобраћаја, грејања или индустрије, што значајно доприноси решавању кључних проблема енергетике.

Енергетска ефикасност

Рационалније коришћење електричне енергије и других видова енергије може значајно олакшати проблеме које ће донети увећање потрошње. Уштеде остварене увећањем енергетске ефикасности и смањењем енергетског интензитета могу се посматрати као својеврстан заменски извор. Од напретка у овом пољу не треба очекивати смањење потрошње електричне енергије, већ блажу динамику неумитног пораста.

Свест о потреби да се енергија рационално користи је дуго потискивана паролама о свеколиком богатству и надмоћи, и још увек није одомаћена у српском друштву. И поред растуће оскудице, енергија се расипа уз изузетно ниску енергетску ефикасност и популистичку ценовну политику која не обезбеђује развој сопствених капацитета. Грађани још увек немају свест да се ниска цена енергије доплаћује губитком здравља услед загађења животне средине, нити сагледавају могућност да престанком коришћења угља, као главног ослонаца електроенергетике, буду доведени у ситуацију апсолутне зависности од тржишта енергије коју неће моћи да плаћају. Док богати Швајцарци уче своју децу од малих ногу да су сиромашни и да морају штедљиво користити све што имају на располагању, у мање богатој Србији то још увек није случај. Увећање енергетске ефикасности у свим секторима може значајно ублажити надоласеће проблеме.

Дигитализација, синергија између сектора и унапређење мреже

Дигитализација у енергетици, синергијско повезивање сектора и унапређење мреже могу смањити потребе за скупим, еколошки проблематичним и ризичним складиштењем енергије у износу већем од 20%. У истом износу се могу смањити трошкови интеграције соларних електрана у електричне мреже, што би омогућило да њихова чиста и лако доступна енергија има већи удео у укупној потрошњи.

Декарбонизација, електрификација транспорта и промене у свим секторима могу увећати потрошњу електричне енергије у Србији на 52,64 TWh током 2050. године. Истовремено заустављање ТЕ на угљ и гас створиће потребе за енергијом које се могу решити градњом нуклеарних електрана (чија градња још увек није планирана), и/или коришћењем ОИЕ (чија је интеграција скопчана са градњом ризичних и скувих складишта). Треба уложити сваки разуман напор у развој и интеграцију ОИЕ у свим случајевима где постоји економска одрживост, технички предуслови, еколошка прихватљивост и простор за укључивање домаће електроиндустрије, и зато је потребно искористити све могућности да се део неопходних складишта надомести увећањем флексибилности потрошње и коришћењем варијабилних ОИЕ изван мреже.

Раст удела варијабилне енергије преко 10-15% доводи до брзог раста трошкова

интеграције⁴³⁶. Раст трошкова се може ублажити децентрализацијом мреже, подстицањем дистрибуираних ОИЕ „иза бројила“, управљањем потрошњом, подстицањем произвођача-купаца да граде локална складишта, већом разменом енергије и капацитета са суседима и упаривањем ОИЕ са гасним ТЕ. Дигитализација електроенергетике и примена дистрибуираног рачунарства омогућују програмску аутоматизацију уговарања и рачунарску трговину енергијом, капацитетима и помоћним функцијама. Брзе промене динамичке цене на дигиталном тржишту омогућују врло брзо, ценом мотивисано управљање потрошњом и производњом, што смањује потребе за скупом вршном енергијом, скупим складиштењем и смањује дебаланс који заостаје након уобичајених поравнања на традиционалном тржишту. Занемариви у односу на трошкове складиштења, трошкови дигитализације⁴³⁷ могу начинити велике уштеде⁴³⁸. Поред тога, синергија између сектора омогућује усмеравање вишкова из ОИЕ ка потрошачима топлотне енергије, у сектор саобраћаја (V2G) и друге секторе.

9.2. Усклађивање са глобалним развојем и доношење одлука

Путеви транзиције у светлу интереса потрошача и друштва

Основни, неупитни и универзални циљеви енергетске транзиције су заштита животне средине, здравља становништва и достизање климатске неутралности зарад будућих поколења. Путевы остваривања наведених циљева могу бити различити, што је преовладавајући и општеприхваћени принцип⁴³⁹.

Стратешка опредељења и динамика транзиције морају одражавати националне интересе, рачунајући да стратешки оптимум заједнице држава није увек стратешки оптимум за сваку од чланица због значајних међусобних разлика у природним, економским, и другим условима. Нека од настојања да се уједначе путеви и динамика транзиције могу бити противна интересима српских потрошача и становништва. За Србију то значи да јој некритичко прихватање решења која сугерише ЕУ посредством Енергетске заједнице није једина опција.

Квалификована научна и стручна подршка

Одлуке не треба заснивати на студијама насталим у оквиру подршке промовисаној или преузетој политици насталој раније, пре израде студија и без ослоња на квалификоване стручне ставове.

Доносиоци одлука широм света суочавају се са објективним падом квалитета анализа, студија, научних радова и стручних процена. Рад стручњака подразумева ослонац на чињенице, сучељавање хипотеза и гледишта, свеобухватно сагледавање предмета расправе, примену научних метода и уважавање полемичких ставова са циљем да се дође до објективне научне истине и квалификованих стручних закључака. Описани начин рада био је заступљен у кругу стручњака окупљених у Савет ЕПС, а делимично и данас, кроз активности SAPEA (*Science*

⁴³⁶ Одељак 4.8, одељак 5.8

⁴³⁷ Мреже у којима су шире примењене описане функције често се називају „интелигентне“ или „паметне мреже“. Акроним V2G подразумева *Vehicle-to-grid* концепт, решење у коме се капацитет батерија електричних возила може, под одређеним околностима и условима, придружити мрежним капацитетима за складиштење и увећати их.

⁴³⁸ Према прелиминарним анализама и симулацијама, у системима са великим уделом ОИ, дигитализација може умањити неопходне капацитете за складиштење за више од 15%.

⁴³⁹ Energy transitions in Europe - Common goals but different paths, Euro-CASE Energy Platform, Euro-CASE, Paris France, 2019

Advice for Policy by European Academy), формалног саветника Европске комисије. Услед продора тржишних механизма у поље финансирања науке, део анализа и студија усмерен је ка промовисању интереса, агенди и политика наручилаца. Очување интегритета и објективности спречава већину аутора да заузму интересно мотивисане ставове, и тада изостаје подршка промовисаној политици наручиоца, али и перспектива даљег ангажовања аутора. У коначном исходу, удео наменски израђених докумената је у порасту широм света, што значајно отежава стицање објективне слике о стању и перспективама у кључним областима. Бројне студије, пројекције и извештаји су једностранни, футуристички, површни, фокусирани на унапред задате исходе и без утемељења, што значајно отежава планирање и доношење одлука.

Ослонац на позитивна искуства ЕУ

Земље ЕУ улажу значајне напоре у истраживање и развој технологија савремене електроенергетике. Уз сарадњу и увид у ток и проблеме енергетске транзиције у земљама ЕУ могуће је стећи веома вредна искуства. Као и у другим областима, напори истраживача и индустријски подухвати резултују практичном примени бројних решења од којих ће један део заживети, опстати и бити шире примењен. Искуства која су стекле земље ЕУ у примени обновљивих извора, нуклеарних електрана и других технологија може бити од помоћи да се препознају и примене перспективна решења. Сазнања стечена током сарадње са ЕУ може бити од велике помоћи у усмеравању транзиције у Србији и избегавању странпутица.

Сагледавање негативних искустава ЕУ

Поред успешних корака, енергетска транзиција у ЕУ је праћена и одлукама које су водиле у слепе улице. Критички став приликом преузимања европских иницијатива омогућио би да се у Србији примене само успешна решења и да се избегне понављање грешака. Међу проблематичне кораке енергетске транзиције у земљама ЕУ треба убројати спаљивање биомасе у енергетске сврхе, спаљивање комуналног отпада, изузимање одабраних извора електричне енергије из тржишних механизма, неусаглашен став у погледу развоја, градње и коришћења нуклеарних електрана, градња малих хидроелектрана, начин ослањања на природни гас и проблематична градња нових ТЕ на угља као и увоз угља у земље Уније. Уз разумну уздржаност у преузимању решења која још увек нису консолидована, и уз опрез у погледу примене у Србији, драгоценост искуства која су стекле земље ЕУ на сопственим грешкама могу омогућити да се спречи понављање истих грешака у Србији, те да се избегне губитак времена и средстава повезан са применом решења и технологија које, у коначном исходу, неће заживети.

Суверено одлучивање о енергетици

Убрзани сплет догађаја и неповољних промена наговештава долазак времена искушења. Промене климе, потрага за ресурсима и урушавање традиционалних начина организовања друштва наговештавају долазак значајних изазова који ће свима ускратити право на безбрижну доколицу у очекивању увек боље будућности. Визије затрованог ваздуха, борбе за храну, несташица воде и енергије прелазе из апокалиптичних филмова у забрињавајућу свакодневицу. У свету где изумиру врсте, нестају народи, језици и идентитети, и где борба за опстанак потискује обзире у други план, предуслов опстанка за друштва какво је српско је ослањање на сопствену памет и очување способности и права да се о питањима од виталног значаја суверено

одлучује.

Ради заштите интереса потрошача електричне енергије у Србији, постоји дугорочни стратешки интерес да се очува контрола над српском електроенергетиком, тако да је од великог значаја побољшати координацију и комуникацију између енергетских компанија на које је подељена српска електропривреда, довести их у финансијску одрживу ситуацију, и пружити им могућност да активније и у већем обиму учествују у планирању, пројектовању, инвестирању и градњи нових производних капацитета, инфраструктуре, капацитета за складиштење и мреже.

Јачање домаће електроиндустрије

Дугорочна стабилност у енергетском сектору суштински зависи од учешћа домаћих стручњака и домаћих компанија у развоју српске енергетике. У датим условима, веома ослабљена домаћа електроиндустрија се не може опоравити без послова у оквиру домаће електропривреде, а њих не може добити без активне подршке државе. Држава би требало да искористи сваку могућност да домаћу индустрију у што већој мери упосли на модернизацији и транзицији српске енергетике.

До консолидације одговарајућих технологија и прикупљања неопходних експлоатационих искустава, у Србији би требало користити сваку могућност да се појединци и институције домаће науке, струке и индустрије укључе у истраживање, развој технологија и производњу решења за примене у Србији и у земљама ЕУ.

Предности и ризици преузимања агенди ЕУ

Преузимање агенди за које се залажу утицајне земље Уније има својих позитивних и негативних страна.

Поред лакшег приступа технологијама и финансијама, преузимање европских агенди доноси недвосмислену политичку корист. Негативне последице произилазе из околности да путеви транзиције који одговарају економски моћним и индустријски супериорним поморским земљама на северозападну Европе нису у свему примерени Србији. Земље ЕУ увозе већи део потребне енергије и извозе технологије и опрему, док су у Србији увоз енергије и извоз технологија значајно мањи. Наведене околности указују на неопходни опрез и на потребу за добијањем објективног и квалификованог мишљења домаће струке.

Промоција енергетске политике и одговарајућих иницијатива Уније у мањим земљама Уније и у земљама које гравитирају Унији има много заједничких тачака. Досадашња пракса укључује ангажовање страних консултантских кућа, финансираних из фондова ЕУ⁴⁴⁰, на пословима израде планова, стратегија и предлога закона; процедурално спровођење јавних расправа и дискусија, поверавање анализа анонимним појединцима ангажованим по уговору о делу, непосредан приступ представника ЕУ законодавним телима земље и усвајање закона и мера уз недовољно ослањање на домаћу струку и процене квалификованих, независних експерата о дугорочним ефектима појединих одлука. Описана искуства иду на руку исхитреном усвајању унапред донетих или некритички преузетих одлука, зарад којих је спровођење процедура и консултовање струке потребно само из формалних разлога, али не иду на руку

⁴⁴⁰ из IPA или других фондова

доносиоцима одлука који имају потребу да се подробније упознају са предметом одлучивања и са одговарајућим последицама. Наведене појаве би могле послужити Србији као пример на који се не треба угледати, и управо зато их треба подробније сагледати и препознати.

Ради складног развоја и хармонизације односа са Унијом, требало би унапредити разумевање међусобних интереса сваке од страна. Премда су декарбонизација и климатска неутралност неупитни и приоритетни циљеви, потребно је указати да, међу сугерисаним путевима за достизање наведених циљева, постоје и они који не представљају најбољи начин да се испуне интереси српске електропривреде, индустрије и становништва. Србија мора имати разумевања за интерес ЕУ да примени своја решења, али би наши квалификовани представници требало да припреме аргументоване ставове који указује на специфичне интересе српске енергетике, привреде и друштва, и да предложи одрживи компромис. Требало би избећи брзоплето и некритичко усвајање свих нових решења, јер ће само мањи број опстати и доживети ширу примену.

9.3. Начелне препоруке

Очување животне средине

Путеви који воде остваривању циљева енергетске транзиције и достизању климатске неутралности разликују се у погледу удела варијабилне енергије, удела нуклеарних електрана, капацитета неопходних складишта, начина декарбонизације у сектору транспорта и у погледу других аспеката.

Престанак коришћења фосилних горива скопчан је са применама нових технологија које доносе нове и другачије ризике за животну средину и здравље становништва. Површна сагледавања и исхитрено доношење или преузимање одлука може изложити животну средину и становништво неочекиваним ризицима. С друге стране, решење не може бити ни оклевање нити одлагање. Уз помоћ објективне и квалификоване струке, неопходно је проактивно пратити развој и примену нових енергетских технологија са посебном пажњом на њихов дугорочни утицај на животну средину.

Стратешко планирање

Планирање развоја електроенергетике треба вршити у склопу планирања развоја целокупне енергетике, будући да се са временом и развојем технологије потребе српског становништва и привреде за појединим видовима финалне енергије међусобно смењују, и тиме утичу и на структуру ангажованих извора примарне енергије за њихову производњу.

Временски период на који се односи Стратегија

Период на који се доносе стратегије мора бити озбиљно продужен да би омогућио благовремену и адекватну припрему свих неопходних образовних, научних, развојних, институционалних, друштвених и политичких услова за примену стратешких опредељења. У недостатку таквог

добро осмишљеног приступа, у досадашњем периоду нису могли бити остварени ни акциони планови за свега неколико година, што је доводило до лоших решења, лишавало смисла свако планирање и препуштало развој енергетике случају.

Top-down и/или bottom up

Уобичајени ('top-down') поступак предвиђања будуће потражње електричне енергије, сачињен на основу неколико алтернативних сценарија промене годишње стопе раста, треба комбиновати са истовременом пројекцијом будућег развоја појединих сектора потрошње ('bottom-up') уважавајући све очекиване промене технологије у њима. Уз итерације, комбиновани приступ би сузио опсег неизвесности ('расипање') међу сценаријима. Створила би се могућност израде много конкретнијих и функционалнијих акционих планова, као и израда прецизнијег Програма остваривања стратегије развоја енергетике (и електроенергетике у оквиру ње) на дужи (од сада уобичајеног/прописаног) рок уз благовремено планирање и обезбеђење извора финансирања за његову реализацију.

Укључивање потрошача у одлучивање

У фокусу савременог развоја енергетике је њена транзиција са фосилних на друге изворе примарне енергије, која се не одвија спонтано као до сада, већ под притисцима да се смањи или потпуно обустави интензивна неконтролисана експлоатација природних ресурса уз прекомерно загађивање животне средине и нарушавање климатске равнотеже. Терет такве транзиције се, уз енормне трошкове, преноси на становништво, које је практично искључено из процеса одлучивања. Неопходно је суштински укључити све учеснике у процесе одлучивања кроз широке, добро осмишљене и аргументоване расправе које би требало да замене формалне презентације унапред донетих или преузетих одлука. На такав начин би све заинтересоване стране пронашле свој интерес у енергетској транзицији, као и разлог да је подрже, што би смањило ризик да брзоплета решења доведу до блокада.

Приоритети

Стратегија би требало да предвиди развој енергетике, доношење одговарајућих одлука и планирање коришћења примарних извора енергије, производних и људских потенцијала у складу са интересима српског друштва, чему треба подредити и све друге циљеве и иницијативе на домаћем и међународном плану. Ослањање на стране инвестиције, савете и препоруке које би се могле обезбедити сопственим снагама и памећу, на увоз опреме која би се могла произвести у Србији и на ангажовања људских ресурса држава кредитора, на местима где би могла радити домаћа радна снага, не води ка остварењу дугорочног интереса српског друштва. У промишљање и одлучивање треба укључити квалификоване представнике српске науке и струке чији интегритет гарантује остваривање интереса српског друштва.

Мера у ослањању на тржишне механизме

Бројна досадашња искуства указују на проблематичне правце развоја, недовољно промишљене одлуке и неприхватљиве утицаје на доносиоце одлука који настају услед неумереног и/или непримереног ослањања на тржиште. Потпуно поверење у тржиште се сматра неодговарајућим⁴⁴¹ чак и у областима где су временске константе много краће него у енергетици, где повезаност са ширим друштвеним интересом није тако изражена и где вертикална повезаност није од суштинског значаја. Премда се чести испади и пад сигурности не могу једнозначно везати за увођење тржишних механизма или обновљивих извора, очигледна је потреба да се увећа сигурност система подстицањем инвестиција у инфраструктуру, резерве, ресурсе за очување интегритета система и у друге неопходне ресурсе који нису исплативи на краћи рок. Поред тога, неопходно је обавезати све изворе (па и обновљиве) да раде у режиму који доприноси робусности система, као и да обављају помоћне функције које доприносе стабилности и отпорности на сузбијање поремећаја. Премда међународни положај Србије и утицај страног фактора ограничавају простор за одлучивање, потребно је уложити сав разуман напор и искористити сав слободан простор да се ублаже негативни утицаји дерегулације на вертикалну повезаност у енергетском сектору, као и да се кључне одлуке и инвестиције задрже у кругу домаће науке, струке и електропривреде.

Динамика транзиције

У погледу одређивања динамике транзиције, мора се имати у виду да су трошкови примене нових технологија највећи у првој фази, пре консолидације тржишта, те да се из увећане цене коју плаћају први корисници најчешће финансира развој. Будући да Србија нема интерес да постане увозник технологија у чијој производњи не учествује, неопходно је да српска спремност за примену корака убрзане енергетске транзиције, коју диктирају утицајне земље Уније, буде праћена одговарајућим трансфером технологије и ангажовањем домаће струке и домаћих капацитета за производњу одговарајуће опреме и градњу постројења.

Институт за енергетику

Научну и стручну јавност треба укључити у доношење одлука на начин који омогућује стално ангажовање независних стручњака и експерата по угледу на некадашњи савет електропривреде, или кроз засебан институт за енергетику, по угледу на веома добра искуства Немачке, Словеније (Институт Јожеф Штефан) и Хрватске (Институт Хрвоје Пожар).

Евалуација свих аргументованих предлога

Стратешко планирање енергетике је посао у коме не сме бити унапред одбачених решења, нити се решења сугерисана актуелним агендама и иницијативама могу унапред и некритички прихватити без објективне и квалификоване стручне процене. Шансе за проналажење оптималне трајекторије енергетске транзиције су највеће уколико се размотри и проучи већи број супротстављених предлога и решења.

⁴⁴¹ Tomas Bjorkman, "The Market Myth", Cadmus, Volume 2 - Issue 6, May 2016

Вертикална повезаност

Вертикално повезивање сектора енергетике и јачање електропривреде може олакшати предстојеће кораке транзиције и смањити њене трошкове, које у крајњој линији плаћа становништво. Извори у власништву привредних субјеката имају повлашћени статус и не сnose обавезе нити трошкове очувања стабилности, робусности и жилавости система. Уговорене обавезе према компанијама-власницима извора ограничавају могућност утицаја на њихов рад ради очувања стабилности и сигурности снабдевања. Будући да ће удео варијабилне енергије ускоро достићи ниво где су трошкови интеграције варијабилне енергије, који се социјализују и оптерећују потрошаче, вишеструко већи од трошкова градње соларних и ветроелектрана, које би плаћали привредни субјекти, потребно је проверити оправданост досадашње праксе, сагледати могућност већег инвестирања у изворе од стране електропривреде, и спровести европске мере којима се обавезују сви извори (па и они у приватном власништву) да примењују помоћне стабилизационе функције или да одговарајуће функције откупе. Премда је отварање тржишта неминовност и захтев ЕУ, треба га спроводити мудро, не угрожавајући електропривреду.



Аутори позивају све читаоце да користе документ уз неопходну проверу спроведених прорачуна, са или без помоћи аутора, уз критички осврт на наведене референце и изворе. Аутори позивају све читаоце да доставе своје примедбе, критике, коментаре, дискусије, предлоге и прилоге на адресу Одбора (<https://odborzaenergetiku.rs/>).