



UNIVERZITET U NOVOM SADU
FAKULTET TEHNIČKIH NAUKA



Nebojša M. Ćorović

SIMULACIJA UTICAJA DEKARBONIZACIJE ENERGETSKOG SISTEMA NA EKONOMSKU I EKOLOŠKU ODRŽIVOST

DOKTORSKA DISERTACIJA

Novi Sad, 2023.

KLJUČNA DOKUMENTACIJSKA INFORMACIJA¹

Vrsta rada:	Doktorska disertacija
Ime i prezime autora:	Nebojša M. Ćorović
Mentor: (titula, ime, prezime, zvanje, institucija)	Dr Branka Gvozdenac Urošević, redovni profesor, Fakultet tehničkih nauka Dr Jelena Demko-Rihter, vanredni profesor, Fakultet tehničkih nauka
Naslov rada:	Simulacija uticaja dekarbonizacije energetskog sistema na ekonomsku i ekološku održivost
Jezik publikacije (pismo):	Srpski (latinica)
Fizički opis rada:	Uneti broj: Stranica 107 Poglavlja 9 Referenci 111 Tabela 15 Slika 45 Grafikona 0 Priloga 0
Naučna oblast:	Industrijsko inženjerstvo i inženjerski menadžment
Uža naučna oblast: (naučna disciplina)	Menadžment u energetici
Ključne reči / predmetna odrednica:	Energetika, obnovljivi izvori energije, održivi razvoj, dekarbonizacija, CO ₂
Rezime na jeziku rada:	Energetika se tradicionalno oslanjala na fosilna goriva, a ona imaju izraženi negativni uticaj na emisiju gasova koji dovode do efekta staklene bašte, odnosno na klimu i njene promene. Proces tranzicije ka sistemima koji će se dominantno oslanjati na rešenja sa nižom emisijom gasova koji dovode do efekta staklene bašte je započet širom sveta. U disertaciji je primenjen kombinovani pristup kojim se objedinjuju kvalitativni i kvantitativni podaci na osnovu kojih se pristupa izradi odgovarajućih ekonometrijskih i energetskih modela. Analizirane su mogućnosti i efekti korišćenja obnovljivih izvora energije u procesu transformacije elektroenergetskog sistema u pravcu dostizanja ekološke i ekonomske održivosti. Alat EnergyPlan je korišćen za izradu energetskih modela i simulaciju efekata tranzicije elektroenergetskog sistema.
Datum prihvatanja teme od strane nadležnog veća:	25.05.2023.
Datum odbrane: (Popunjava odgovarajuća služba)	
Članovi komisije: (titula, ime, prezime, zvanje, institucija)	Predsednik: dr Rado Maksimović, redovni profesor, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad Član: dr Mirjana Stamenić, vanredni profesor, Mašinski fakultet, Beograd Član: dr Boris Dumnić, vanredni profesor, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad Član: dr Nenad Katić, vanredni profesor, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad Mentor: dr Branka Gvozdenac Urošević, redovni profesor, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad Mentor: dr Jelena Demko-Rihter, vanredni profesor, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad
Napomena:	

¹ Autor doktorske disertacije potpisao je i priložio sledeće Obrasce:

5b – Izjava o autorstvu;

5v – Izjava o istovetnosti štampane i elektronske verzije i o ličnim podacima;

5g – Izjava o korišćenju.

Ove Izjave se čuvaju na fakultetu u štampanom i elektronskom obliku i ne koriče se sa tezom.

KEY WORD DOCUMENTATION²

Document type:	Doctoral dissertation
Author:	Nebojša M. Ćorović
Supervisor (title, first name, last name, position, institution):	Dr Branka Gvozdenac Urošević, Full Professor, Faculty of Technical Sciences Dr Jelena Demko-Rihter, Associate Professor, Faculty of Technical Sciences
Thesis title:	Simulation of the impact of energy system decarbonization on economic and environmental sustainability
Language of text (script):	Serbian language (latin script)
Physical description:	Number of: Pages 107 Chapters 9 References 111 Tables 15 Illustrations 45 Graphs 0 Appendices 0
Scientific field:	Industrial Engineering and Management
Scientific subfield (scientific discipline):	Management in energetics
Subject, Key words:	Energetics, renewable energy sources, sustainable development, decarbonization, CO ₂
Abstract in English language:	Energy has traditionally relied on fossil fuels, and they have a significant negative impact on the emission of greenhouse gases, on the climate and its changes. The process of transition to systems that will predominantly rely on solutions with lower emissions of greenhouse gases has begun worldwide. In the dissertation, a combined approach was applied, which combines qualitative and quantitative data, as the basis of econometric and energy models. The possibilities and effects of using renewable energy sources in the process of transforming the power system towards environmental and economic sustainability were analyzed. The EnergyPlan tool was used to create energy models and simulate the effects of the power system transition.
Accepted on Scientific Board on:	25.05.2023.
Defended: (Filled by the faculty service)	
Thesis Defend Board: (title, first name, last name, position, institution)	President: PhD Rado Maksimović, full professor, Faculty of Technical Sciences, Novi Sad Member: PhD Mirjana Stamenić, associate professor, Mašinski fakultet, Beograd Member: PhD Boris Dumnić, associate professor, Faculty of Technical Sciences, Novi Sad Member: PhD Nenad Katić, associate professor, Faculty of Technical Sciences, Novi Sad Mentor: PhD Branka Gvozdenac Urošević, full professor, Faculty of Technical Sciences, Novi Sad Mentor: PhD Jelena Demko-Rihter, associate professor, Faculty of Technical Sciences, Novi Sad
Note:	

² The author of doctoral dissertation has signed the following Statements:

5b – Statement on the authority,

5v – Statement that the printed and e-version of doctoral dissertation are identical and about personal data,

5g – Statement on copyright licenses.

The paper and e-versions of Statements are held at the faculty and are not included into the printed thesis.

ZAHVALNICA

Veliku zahvalnost dugujem mentorima, prof. dr Branki Gvozdenac Urošević i prof. dr Jeleni Demko-Rihter, na pomoći, savetima i podršci, čije su konstruktivne kritike, sugestije i smernice bile od presudne važnosti za izradu doktorske disertacije.

Hvala Dubravki za višedecenijsko prijateljstvo.

Hvala mojoj porodici, majci i bratu, a posebno našem Andriji.

Osnova za razvoj društva, a naročito privrede jedne zemlje, jeste energija. Energetika se tradicionalno oslanjala na fosilna goriva kao primarni izvor energije, a ona pak imaju izraženi negativni uticaj na emisiju gasova koji dovode do efekta staklene bašte, odnosno na klimu i njene promene. U cilju rešavanja problema koji su direktna posledica klimatskih promena, kao rešenje istih, a kao alternativa fosilnim izvorima, prepoznati su obnovljivi izvori energije. Proces tranzicije ka sistemima koji će se dominantno oslanjati na rešenja sa nižom emisijom gasova koji dovode do efekta staklene bašte je započet širom sveta. U pogledu ulaganja u obnovljive izvore energije prednjače razvijene zemlje, ali i one u razvoju, u koju svrhu se razvijaju adekvatne strategije i nacionalne politike.

U radu je primenjen kombinovani pristup kojim se objedinjuju kvalitativni i kvantitativni podaci. Postojeće stanje u energetsom sistemu se analizira kroz analizu važeće zakonske regulative, strategijskih dokumenata, planova, itd. To predstavlja polazište na osnovu kojeg se pristupa izradi odgovarajućih ekonometrijskih i energetskih modela. Mogućnost korišćenje obnovljivih izvora energije zarad ekonomskog razvoja i odnosi ekonomskih i energetskih promenljivih veličina su analizirani ekonometrijskim tehnikama s vremenskim serijama. Da bi se izvela simulacija elektroenergetskog sistema i trasirali pravci razvoja istog u smeru održivijeg stanja u kojem dominiraju obnovljivi izvori energije, korišćen je alat za izradu energetskih modela EnergyPLAN.

Cilj je da se uradi analiza energetskog sistema, i predloži okvir tranzicije ka stanju kojim će dominirati obnovljivi izvori energije, uradi analiza doprinosa obnovljivih izvora energije održivom razvoju i uradi tehnoekonomska analiza predloženih pravaca tranzicije.

Energija iz obnovljivih izvora energije doprinosi razvoju ekonomije svakog društva, a pri tome ima znatno manje negativne posledice na životnu sredinu od ostalih izvora energije. Kroz istoriju smo bili svedoci da je ekonomski razvoj podrazumevao ove negativne uticaje. Ovaj rad ima ambiciju da proveriti da li se na primeru Republike Srbije potvrđuje aksiom savremenog sveta da će se pozitivni uticaji po životnu sredinu i ekonomiju povećati s rastom učešća obnovljivih izvora energije, i u tom smislu raditi na promociji transformacije elektroenergetskog sistema i njegovoj tranziciji ka stanju u kojem obnovljivi izvori energije značajno participiraju.

ABSTRACT

The basis for the development of society, and especially the economy of a country, is energy. Energy has traditionally relied on fossil fuels as the primary source of energy, and they have a significant negative impact on the emission of greenhouse gases, and on the climate changes. In order to solve problems that are a direct consequence of climate change, renewable energy sources are recognized as a solution to them, and as an alternative to fossil sources. The process of transition to systems that will predominantly rely on solutions with lower emissions of greenhouse gases has begun worldwide. In terms of investment in renewable energy sources, developed countries are leading, but developing ones are just behind them, for which purpose adequate strategies and national policies are being developed.

The paper uses a combined approach that combines qualitative and quantitative data. The current situation in the power system is analyzed through the analysis of current legislation, strategic documents, plans, etc. It represents the starting point on the basis of which appropriate econometric and energy models are developed. The possibility of using renewable energy sources for the sake of economic development and the relations between economic and energy variables are analyzed by econometric techniques with time series. In order to perform a simulation of the power system and trace the directions of its development towards a more sustainable state dominated by renewable energy sources, a tool for creating energy models, EnergyPLAN, was used.

The goal is to conduct an analysis of the power system, provide a framework for the transition to a state dominated by renewable energy sources, conduct an analysis of the contribution of renewable energy sources to sustainable development, and conduct a techno-economic analysis of the analyzed transition directions.

Energy from renewable energy sources contributes to the development of the economy of every society, and has significantly less negative effects on the environment than other energy sources. Throughout history, we have witnessed that economic development has entailed these negative impacts. This work has the ambition to verify whether the example of the Republic of Serbia confirms the axiom of the modern world that positive impacts on the environment and economy will increase with the growth of the share of renewable energy sources, and, if so, to work on the promotion of the transformation of the electric power system and its transition towards a state in which renewable energy sources significantly participate.

SADRŽAJ

1. UVOD	14
1.1. Definisanje problema	17
1.2. Predmet istraživanja disertacije	19
1.3. Struktura teze	19
2. PRIKAZ STANJA U OBLASTI	22
2.1. Tranzicija ka energetske sistemima koji se zasnivaju na većem korišćenju obnovljivih izvora energije.....	22
2.2. Analiza energetske tranzicije u planskim i strategijskim dokumentima.....	23
3. TEORIJSKE OSNOVE	25
3.1. Modeli za projektovanje energetske tranzicije	25
3.2. Energija i održivi razvoj.....	26
3.3. Mogućnosti za sprovođenje energetske tranzicije na pravičan način	28
3.4. Zadovoljavanje energetske potreba iz obnovljivih izvora energije	30
4. METODOLOŠKI PRISTUP	32
4.1. Alati za modelovanje energetske sistema.....	33
4.2. Karakteristike i primena EnergyPLAN-a.....	35
4.3. Ekonometrijski pristup obnovljivim izvorima energije	52
4.4. Društveni i politički aspekt energetske tranzicije	54
5. PRIKAZ STANJA ENERGETSKOG SEKTORA SRBIJE	55
5.1. Osnovni podaci	55
5.2. Energetski sistem Republike Srbije	56
5.3. Institucionalni i pravni okvir.....	61
5.4. Tarifni sistem za krajnje kupce električne energije	61
6. PRIMENA MODELA	63
6.1. Pravci razvoja energetske sektora Republike Srbije.....	63
6.2. Primena metodologije	67
7. REZULTATI I DISKUSIJA	74
7.1. Validacija referentnog modela.....	74
7.2. Modelovani scenariji.....	78
7.3. Godišnji troškovi.....	90
7.4. Analize osetljivosti jedinične cene električne energije na visinu CO ₂ takse i kamatne stope	92

7.5. Implikacije	94
7.6. Obnovljivi izvori energije za održivi razvoj	94
8. ZAKLJUČCI	99
9. LITERATURA	102

SPIŠAK SLIKA

Slika 1.1- Potrošnja primarne energije u svetu u 2021. godini po gorivima	14
Slika 1.2 - Proizvodnja električne energije u svetu u 2021. godini po izvorima	15
Slika 1.3 - Udeo emisije GESB (CO ₂ eq) po industrijskom sektoru u Evropskoj uniji u 2017. godini	16
Slika 1.4 – Porast instalisane snage proizvodnih kapaciteta električne energije iz OIE u Republici Srbiji	19
Slika 1.5 – Poglavlja u radu	21
Slika 3.1 - Strategija pristupa javnosti	29
Slika 4.1 - Prikaz razvijenog metodološkog pristupa	33
Slika 4.2 - Ulazni i izlazni podaci EnergyPLAN-a	37
Slika 4.3 - Model tokova i tehnologija na kome je zasnovan EnergyPLAN	38
Slika 4.4 - Postrojenja uključena u simulaciju satnog balansiranja EES uključujući interakcije sa drugim delovima sistema	41
Slika 4.5 - Postrojenja uključena u simulaciju satnog balansiranja sistema prirodnog gasa uključujući interakcije sa drugim delovima sistema	42
Slika 4.6 - Struktura procedure simulacije energetskeg sistema	43
Slika 4.7 - Grafički prikaz Faze 3A: Strategija tehničke simulacije	45
Slika 4.8 - Grafički prikaz Faze 3B: Strategija tržišno-ekonomske simulacije	51
Slika 4.9 – Dijagram tokova podataka	52
Slika 5.1 - Kapaciteti za proizvodnju električne energije u Republici Srbiji za 2022. godinu	58
Slika 5.2 - Bruto proizvodnja električne energije u Republici Srbiji za 2022. godinu	59
Slika 5.3 - Finalna potrošnja električne energije u 2022. godini	59
Slika 6.1 - Projekcija potrošnje finalne energije prema scenariju	64
Slika 6.2 - Proizvodni kapaciteti u periodu do 2030. godine	66
Slika 6.3 - Projekcija proizvodnje električne energije u periodu do 2030. godine	66
Slika 6.4 - BDP Republike Srbije u periodu 1995-2022. god.	69
Slika 6.5 - Rast BDP Republike Srbije u periodu 1995-2022. god.	69
Slika 6.6 - Smanjenje broja stanovnika Republike Srbije u periodu 1995-2022. godine	70
Slika 6.7 – Vrednost CO ₂ sertifikata u EUR/tCO ₂ od 2005-2023. god.	72
Slika 7.1 - Pregled rezultata simulacije za referentni model 2021. god.	75

Slika 7.2 - Dijagram potrošnje električne energije u mesecu maju	76
Slika 7.3 - Dijagram proizvodnje električne energije u mesecu maju	77
Slika 7.4 - Potrošnja primarne energije prema scenariju (TWh/god)	78
Slika 7.5 – Prikaz godišnje emisija CO ₂ (Mt) po analiziranim scenarijima	79
Slika 7.6 - Pregled rezultata simulacije za BAU scenario	81
Slika 7.7 - Pregled rezultata simulacije za scenario en.efikasnosti	82
Slika 7.8 - Pregled rezultata simulacije za Zeleni scenario	83
Slika 7.9 - Proizvodni miks i učešće OIE u 2030. godini	84
Slika 7.10 - Dijagrami potrošnje električne energije i proizvodnje iz OIE i fosilnih izvora u Republici Srbiji u periodu 2017-2022. god. (mesečni obrasci)	86
Slika 7.11 - Primer proizvodnog miksa u BAU scenariju (dva dana, nedelja i ponedeljak) u drugom kvartalu godine (uzorak)	88
Slika 7.12 - Primer proizvodnog miksa u Zelenom scenariju (dva dana, nedelja i ponedeljak) u drugom kvartalu godine (uzorak)	88
Slika 7.13 - Primer proizvodnog miksa u BAU scenariju (dva dana, nedelja i ponedeljak) u trećem kvartalu godine (uzorak)	89
Slika 7.14 - Primer proizvodnog miksa u Zelenom scenariju (dva dana, nedelja i ponedeljak) u trećem kvartalu godine (uzorak)	89
Slika 7.15 - Uvoz i izvoz električne energije u BAU i Zelenom scenariju	90
Slika 7.16 - Pregled godišnjih troškova prema scenariju	91
Slika 7.17 - Pirsonova korelacija ekonomskih indikatora za period 2006-2030. god. za BAU scenario	95
Slika 7.18 - Pirsonova korelacija ekonomskih indikatora za period 2006-2030. god. za scenario koji uvažava mere energetske efikasnosti	95
Slika 7.19 - Pirsonova korelacija ekonomskih indikatora za period 2006-2030. god. za Zeleni scenario	96
Slika 7.20 – Procenjeni broj radnih mesta direktno i indirektno vezan za OIE u 2021. godini (EU i svet)	98

SPISAK TABELA

Tabela 1.1 - Nivo emisije GESB (CO ₂ eq) po sektorima u Evropskoj uniji u 2017. godini	15
Tabela 3.1 – Pregled vidova OIE i raspoloživih tehnologija za proizvodnju električne energije, grejanje i hlađenje, i transport	30
Tabela 6.1 - Potencijalni projekti izgradnje novih elektrana	65
Tabela 7.1 - Poređenje prosečne satne potrošnje električne energije po mesecima iz stvarnih statističkih i EnergyPLAN podataka za 2021. godinu	76
Tabela 7.2 - Poređenje godišnje proizvodnje električne energije po izvoru za zvanične podatke i podatke iz simuliranog modela	77
Tabela 7.3 - Upoređenje godišnje potrošnje primarne energije po izvoru za simulirane modele	77
Tabela 7.4 - Upoređenje potrošnje primarne energije po izvoru za simulirane modele	78
Tabela 7.5 - Poređenje prosečne satne potrošnje električne energije po mesecima prema scenarijima	79
Tabela 7.6 - Godišnja proizvodnja električne energije po izvorima u različitim scenarijima	84
Tabela 7.7 – Godišnji elektroenergetski bilans u različitim scenarijima	85
Tabela 7.8 – Godišnji udeo OIE u različitim scenarijima	85
Tabela 7.9 - Pregled eksploatacionih troškova u 2030. godini prema scenariju	90
Tabela 7.10 - Osetljivost jedinične cene električne energije na iznos CO ₂ takse po scenariju za 2030. godinu	92
Tabela 7.11 - Osetljivost jediničnih troškova električne energije na kamatne stope po scenariju u 2030. godini	93
Tabela 7.12 - Rezultati Grejndžerovog testa (ne)uzročnosti za period 2006-2030. god. prema scenarijima	97

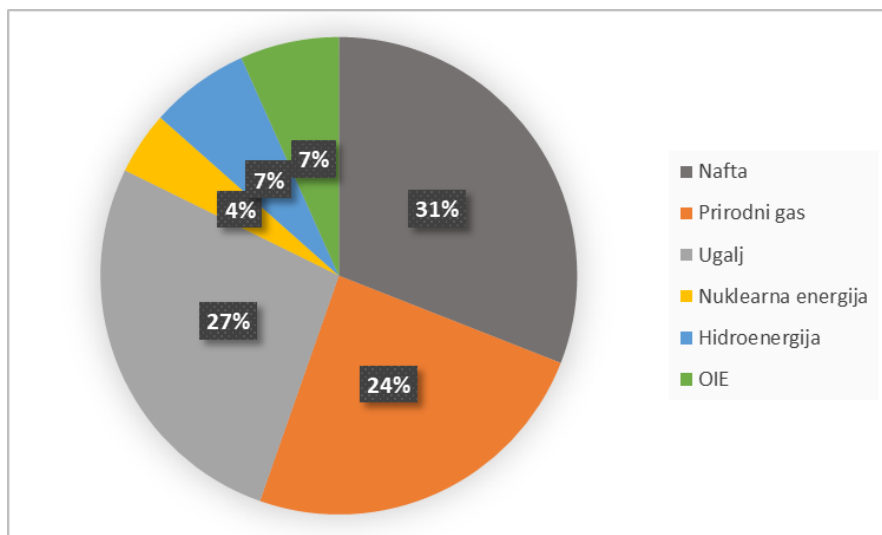
SPISAK KORIŠĆENIH SKRAĆENICA

GESB	gasovi s efektom staklene bašte
OIE	obnovljivi izvori energije
BDP	bruto domaći proizvod
INECP	Integrirani nacionalni energetska i klimatski plan
ten	tona ekvivalentne nafte
EES	elektroenergetski sistem
IPCC	Međunarodni panel za klimatske promene
NOD	nacionalno određeni doprinos
MAE	Međunarodna agencija za energetiku
KVPEE	kritični višak proizvodnje električne energije
IVPEE	izvozni višak proizvodnje električne energije
VNM	vozilo na mreži
AD EPS	Akcionarsko društvo “Elektroprivreda Srbije”
EU	Evropska unija
CHP	Kogeneracija električne i toplotne energije
SEEPEX	SEE Power Exchange
BAU	Business-as-usual
LCOE	nivelisani trošak električne energije
WACC	ponderisani prosečni troškovi kapitala
ETS	Sistem za trgovinu emisijama štetnih gasova u EU

1. UVOD

Na energiji se zasniva ekonomski napredak svake zemlje. Ona je od suštinskog značaja za privredni rast, otvaranje novih radnih mesta, bolje uslove za zdravstvenu zaštitu, kvalitetnije obrazovanje, itd.

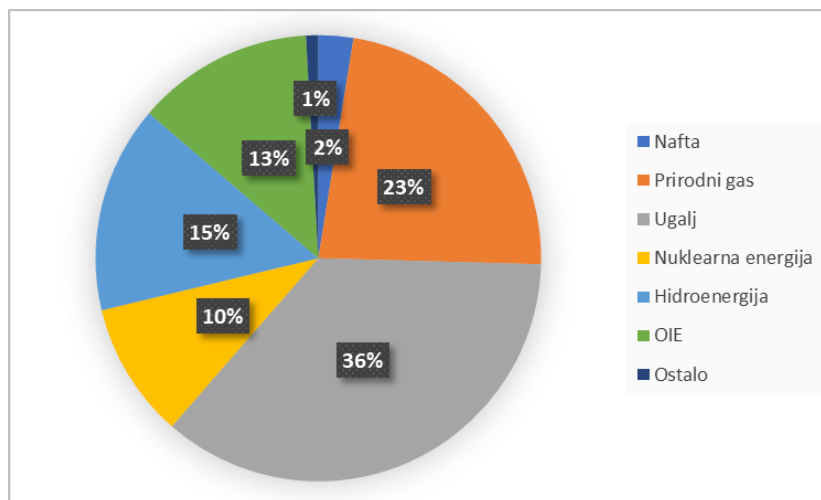
Potrošnja primarne energije u svetu u 2021. godini je iznosila 165.319 TWh [1]. Na slici 1.1 prikazano je ukupno snabdevanje primarnom energijom u svetu po vrstama goriva u 2018. godini. Najveći deo potiče iz fosilnih goriva kao što su nafta 51.169 TWh, ugalj 44.472 TWh i prirodni gas 40.375 TWh.



Slika 1.1- Potrošnja primarne energije u svetu u 2021. godini po gorivima

U 2021. godini na fosilna goriva u smislu snabdevanja primarnom energijom otpada 82,3%, dok preostalih 17,7% se dobija iz nuklearne, hidroenergije i ostalih obnovljivih izvora energije. Za poslednje četiri decenije potrebe za primarnom energijom u svetu su se duplirale, a sve zbog povećane potražnje za energijom u zemljama u razvoju, zbog industrijalizacije istih, zbog smanjene efikasnosti u potrošnji, itd.

Proizvodnja električne energije u svetu se više nego utrostručila u tom periodu, tj. sa 8.283 TWh u 1980. godini se povećala na 28.466 TWh u 2021, pri čemu veći deo potiče od sagorevanja fosilnih goriva (slika 1.2).



Slika 1.2 - Proizvodnja električne energije u svetu u 2021. godini po izvorima

Temperatura na Zemlji bi bez emisije gasova s efektom staklene bašte (u daljem tekstu: GESB) bila -18°C [2] što ih čini nezaobilaznim faktorom održavanja života, ali s druge strane, i glavnim uzročnikom klimatskih promena (posebno CO_2). Oni su posledica ogromnog rasta industrijske proizvodnje, što je dovelo do povećane emisije CO_2 , a to do globalnog zagrevanja usled čega posledice trpi životna sredina, raste nivo mora i okeana, itd.

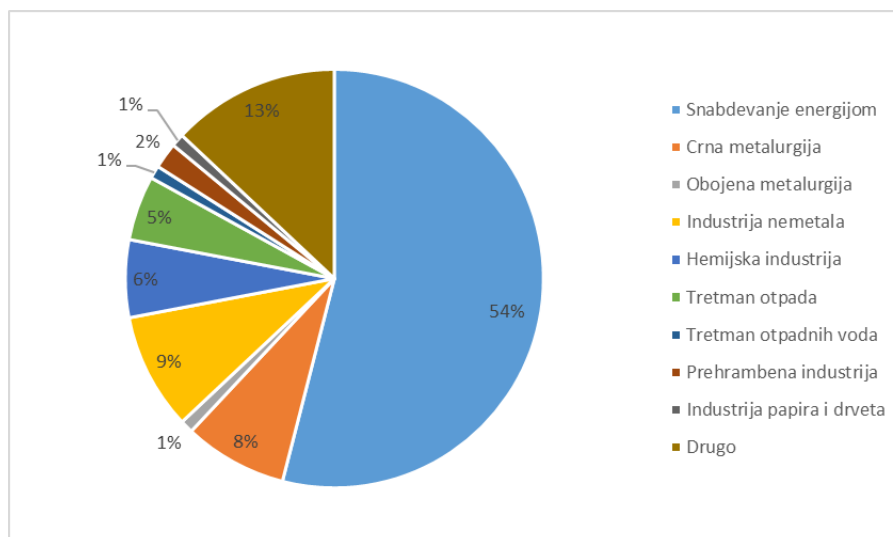
Kao najznačajniji uzročnici emisije GESB označeni su proizvodnja električne i toplotne energije, industrija, itd. Pokazatelji po sektorima za Evropsku uniju [3] su dati u tabeli 1.1, a udeo istih na slici 1.3.

Tabela 1.1 - Nivo emisije GESB (CO_2eq^3) po sektorima u Evropskoj uniji u 2017. godini

Sektor	Mt CO_2eq
Snabdevanje energijom (proizvodnja električne i toplotne energije)	1.179,30
Crna metalurgija	166,69
Obojena metalurgija	15,32
Industrija nemetala	198,75
Hemijska industrija	135,15
Tretman otpada	111,87
Tretman otpadnih voda	27,00
Ekstraktivna industrija ⁴	86,24

³ Metrička mera koja se koristi za poređenje emisija različitih GESB na osnovu njihovog potencijala globalnog zagrevanja, pretvaranjem količina drugih gasova u ekvivalentnu količinu ugljen-dioksida sa istim potencijalom globalnog zagrevanja.

⁴ Bavi se dobijanjem sirovina i goriva eksploatacijom iz vodenih površina i zemljišta.



Slika 1.3 - Udeo emisije GESB (CO₂eq) po industrijskom sektoru u EU u 2017. godini

Konferencija zemalja potpisnica Okvirne konvencije Ujedinjenih nacija o klimatskim promenama iz 2015. godine (COP21), poznata kao Pariski sporazum [4], ojačala je politike u pogledu klimatskih promena i prelaska na proizvodnju energije sa smanjenom emisijom GESB. Postizanje ovog cilja je moguće kroz sveobuhvatnu promenu u energetskom sektoru, kroz ekspanziju OIE, promenu u proizvodnom energetskom miksu ka smanjenju udela fosilnih goriva, unapređenje energetske efikasnosti, itd. Bez sumnje je dekarbonizacija energetike, odnosno baziranje iste na korišćenju OIE, najvažniji instrument za kojim se poseže u borbi s klimatskim promenama. OIE su pristupačni, doprinose energetske bezbednosti, imaju znatno manji negativan uticaj na životnu sredinu, što ih sve čini faktorom održivog razvoja [5].

Pomenuta konferencija o klimatskim promenama (i o održivom razvoju), kao i nove tehnologije su prekretnica na vremenskoj osi razvoja energetskog sektora. Od tog momenta se svet ubrzano kreće ka stvarnosti (i budućnosti) zasnovanoj na OIE. Takva budućnost su energetske sistemi koji će uključivati sve veći udeo OIE koji su po svojoj prirodi intermitentni izvori⁵ [6].

Impresivan je podatak da zemlje u razvoju, kao i one sa rastućim ekonomijama, sve više ulažu u nove (čiste) tehnologije. Čak i više od razvijenih zemalja, gledano po bruto domaćem proizvodu (u daljem tekstu: BDP) [7], budući da globalno povećanje temperature može na kraju da značajno utiče na globalni BDP, što bi per capita moglo da dostigne 7,22% do 2050 [8].

Godine 2021, Republika Srbije je bila među najbrže rastućim ekonomijama Evrope, što je pratila i potrošnja fosilnih goriva, odnosno značajna emisija GESB [9]. Trenutno se oko trećine električne energije u Srbiji proizvodi korišćenjem obnovljivih izvora energije (cca. 36% u 2021. godini) [10].

Republika Srbija pokazuje ozbiljnu spremnost da obezbedi energetske sigurnost i reši pitanje nedostatka energije a da ne ugrozi životnu sredinu.

Ugovor o osnivanju Energetske zajednice [11], kao i sa Sofijska deklaracija o Zelenoj agendi za Zapadni Balkan [12], su nametnuli obavezu pripreme Integrisanog nacionalnog energetskog i klimatskog plana (u daljem tekstu: INECP) Republike Srbije za period od 2021. do 2030. godine sa vizijom do 2050. godine.

Prevažodni cilj INECP je da prikaže aktuelno stanje i odgovarajuće mere za tretiranje pet oblasti Uredbe 2018/1999 o upravljanju energetske unije Evropske unije (u daljem tekstu: EU) i delovanjem u području klime:

⁵ Izvor koji nije kontinualno raspoloživ u svrhu pretvaranja energije tog izvora u električnu energiju.

- Energetska sigurnost,
- Unutrašnje energetske tržište,
- Energetska efikasnost,
- Dekarbonizacija, i
- Istraživanje, inovacije i konkurentnost.

Srbija je od 2015. godine do danas napravila veliki iskorak u oblasti OIE, pre svega izgradnjom vetroparkova. U strukturi ukupne domaće proizvodnje primarne energije za 2022. godinu, OIE učestvuju sa 25%. U ovoj strukturi najveće je učešće čvrste biomase 61%, hidropotencijala 33%, energije vetra 4%, dok biogas, energija sunca i geotermalna energija učestvuju sa 2%. U budućnosti, očekuje se još veći rast kapaciteta OIE, jer da bi se dostigao klimatski cilj da se umanjí povećanje prosečne globalne temperature za 1,5 °C do 2050. godine, korišćenje fosilnih goriva mora da se smanji za 75%.

Direktivom EU 2009/28/EC postavljen je cilj da od ukupne potrošnje energije 2020. godine, 20% bude iz obnovljivih izvora. Članice Energetske zajednice dobile su još zahtevnije ciljeve, što je za Srbiju značilo 27% zelene energije u ukupnoj potrošnji. Novom Direktivom 2018/2001/EC (RED II - Renewable Energy Directive) taj cilj je povećan na 32% do 2030. godine u potrošnji energije.

Prema projekcijama Strategije razvoja energetike Republike Srbije do 2025. godine sa projekcijama do 2030. godine, ukupan potencijal OIE u našoj zemlji iznosi 5,65 miliona tona ekvivalentne nafte (u daljem tekstu: ten) godišnje. Iskorišćenost potencijala, prema podacima iz 2019. godine je 2,06 miliona ten OIE.

Republika Srbija je 2013. godine donela Nacionalni akcioni plan za korišćenje OIE sa ambicioznim ciljem da do 2020. godine ostvari 27% udela OIE u bruto finalnoj potrošnji energije. Novi Intergrisani energetske i klimatske plan će definisati nove ciljeve u oblasti OIE do 2030. godine.

Republika Srbija je u martu 2021. godine usvojila novi Zakon o korišćenju OIE, kojim se preispituje osnovanost dotadašnjih podsticajnih mera (osmišljenih za eru početaka ekspanzije OIE), tj. model „fid-in“⁶ tarifa zamenjuje tržišnim premijama i aukcijama kao načinom dodele podsticaja.

1.1. Definisane problema

Pariskim sporazumom je definisan cilj da 193 zemlje svedu globalno zagrevanje do kraja veka na ispod 2°C, a po mogućnosti na ispod 1,5°C. Zemlje potpisnice, posmatrano kolektivno, nisu ispunile preuzete obaveze i postigle cilj, te je porast emisija nakon potpisivanja sporazuma izuzetno otežao postizanje cilja od 1,5°C. Ostvarivanje ciljeva postavljenih ovim sporazumom (o klimatskim promenama i tranziciji ka proizvodnji energije uz smanjenje emisije GESB) moguće je kroz sveobuhvatnu promenu u energetske sektoru, kroz veću zastupljenost OIE, promenu proizvodnog energetske miksa ka smanjenju udela fosilnih goriva [13], poboljšanje energetske efikasnosti, itd [14]. Uz ove promene neophodna je i promena modela tržišta električne energije [15].

Elektroenergetski sistemi (u daljem tekstu: EES) širom sveta se suočavaju sa izazovom dekarbonizacije proizvodnje električne energije. Očekuje se da će do 2030. godine skoro 50% ukupne potrošnje električne energije u EU biti dobijeno iz OIE [16]. Do 2050. godine očekuje se da će proizvodnja električne energije u Evropi biti skoro potpuno dekarbonizovana [17]. Udeo OIE bi mogao da se kreće od 64% do 97% ukupne proizvodnje električne energije [18], prema različitim scenarijima, u zavisnosti od primene Carbon Capture and Storage⁷ [19] i nuklearne energije

⁶ Mehanizam dizajniran da ubrza ulaganja u tehnologije OIE nudeći dugoročne ugovore proizvođačima OIE, u kojem je otkupljivač najčešće država ili telo imenovano od strane države.

⁷ Geološko skladištenje ugljen-dioksida.

(postoje istraživanja mogućnosti da EES budu sa 100% zastupljenošću OIE [20]). Do sada su „feed-in“ tarife [21] i drugi nacionalni mehanizmi podrške za OIE [22] bile najvažnije pokretačke snage koje su omogućile rast proizvodnje OIE. Ali dugoročno, očekuje se da će ulaganja u nove kapacitete obnovljive energije biti tržišno orjentisano [23].

Uz razvoj tržišta energije mora se raditi na dodatnim ciljevima, kao što su sigurnost snabdevanja i smanjenje emisija GESB [24]. Konkurencija mora biti obezbeđena kako bi se minimizirali troškovi postizanja pomenutih ciljeva [25].

Međuvladin panel za klimatske promene⁸ (u daljem tekstu: IPCC) 2022 je artikulisao konsezus naučne javnosti da su neophodne brze promene energetske politike kako bi se ostvarili ciljevi Pariskog sporazuma iz 2015. godine, odnosno da se globalno zagrevanje (u poređenju sa predindustrijskim periodom) svede na ispod 2°C, a poželjno 1,5°C, kao i da ekonomije dostignu stanje nulte emisije GESB. To bi značilo da do 2030. godine globalne emisije moraju biti smanjene za najmanje 25 % u poređenju sa današnjim emisijama, a što bi zahtevalo povećanje ulaganja u tehnologije s niskom emisijom GESB, više takse za emisiju gasova GESB, itd. To pak stvara zabrinutost oko troškova koje sobom nosi energetska tranzicija.

Usled porasta cena i posledično inflacije, kao i zabrinutosti za energetska bezbednost, pojavila se zabrinutost o svrsishodnosti sprovođenja politike ublažavanja klimatskih promena [26], usled bojazni da bi ista ugrozila stabilnost cena i održivi razvoj [27].

Ujedno na tok, pa i makroekonomske troškove, energetske tranzicije važne posledice ostavlja i neizvesnost kojim tempom se odvija prelazak na proizvodnju električne energije tehnologijama sa nižom emisijom GESB. Više takse na emisiju GESB, potrebne u slučajevima kada je teže doći do čistije električne energije, kao i „izgubljena/propuštena proizvodnja“, tranziciju čine skupljom.

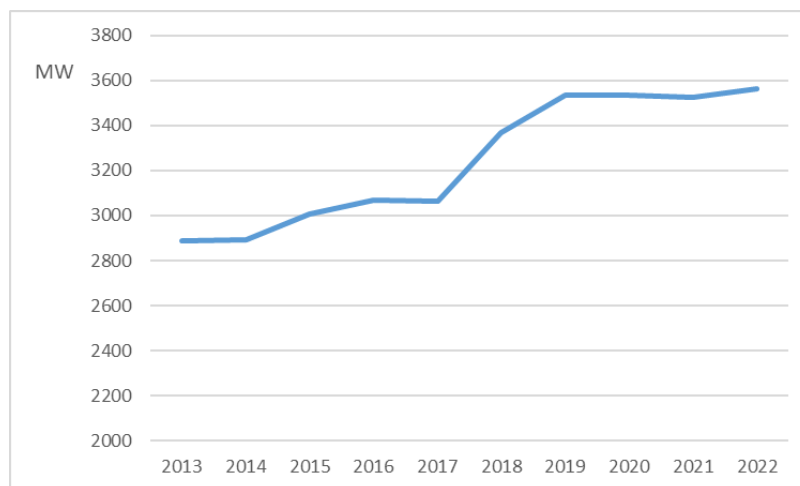
Da bi dekarbonizacija bila uspešna, kao i da bi se definisale najbolje putanje ka tom cilju, važno je proceniti širi uticaj mogućih opcija na životnu sredinu i održivi razvoj. U tom pogledu, međutim, informacije su ograničene, te je i popunjavanje tog jaza u znanju u fokusu ovog rada.

Republika Srbija je ratifikovala Pariski sporazum u maju 2017. godine, a 2015. godine je izradila Nacionalno određeni doprinos [28] (u daljem tekstu: NOD), koji definiše smanjenje emisije GESB za 9,8% do 2030. u poređenju sa emisijama u baznoj godini (1990). Prvi NOD se takođe odnosi na gubitke i štete povezane sa ekstremnim vremenskim pojavama i ukazuje na potrebu prilagođavanja klimatskim promenama.

Republika Srbija je 2022. godine najavila ažuriranje NOD, povećavajući svoju ambiciju za smanjenje emisije GESB za 13,2% u odnosu na nivo iz 2010. godine (tj. 33,3% u odnosu na 1990. godinu) do 2030. godine. Usled klimatskih promena i ekstremnih vremenskih pojava u periodu 2015-2020. god. procenjuje se da je Republika Srbija pretrpela štetu od 1,8 milijardi evra, a dodatnih 5 milijardi evra u periodu 2000-2015. god. [29].

Od 2020. godine beležimo skromno povećanje instalisane snage proizvodnih kapaciteta iz OIE. Značajne stope rasta su zabeležene u 2018. i 2019. godini (10% odnosno 5% u odnosu na prethodnu godinu) [30, 31, 32]. Stagnacija u povećanju učešća OIE, odnosno sporiji porast proizvodnje električne energije iz OIE su verovatna posledica opreza investitora budući da se tek očekuje redefinisavanje postojećeg ili novi (pod)zakonski okvir koji će regulisati pitanje balansiranja intermitentnih izvora energije.

⁸ Telo Ujedinjenih nacija koje se bavi naukom u vezi sa klimatskim promenama.



Slika 1.4 – Porast instalirane snage proizvodnih kapaciteta električne energije iz OIE u Republici Srbiji

Dekarbonizaciju pre svega određuju aktivnosti vezane za OIE, odnosno njihovo mesto u sektoru energetike. Potrebno je povećati njihovu zastupljenost i u drugim sektorima kao npr. u sektoru saobraćaja/transporta.

Iz iskustva zemalja u kojima je energetska tranzicija značajno odmakla od početne tačke, kao što su npr. Nemačka [33], Danska [34] i Škotska [35], može se zaključiti da je važan faktor koji utiče na svest građana i njihova uključenost u aktivnosti iste. Osim po pitanju cene energije, moglo bi se reći da stanovništvo Republike Srbije ne pokazuje veći interes za pitanja energetike, naročito energetske tranzicije.

1.2. Predmet istraživanja disertacije

Predmet istraživanja ove disertacije jeste analiza uticaja dekarbonizacije na ekonomsku i ekološku održivost. Analiziran je energetski sektor, pre svega OIE i njihov uticaj, a zatim je ponuđen metod koji kombinuje EnergyPLAN, kao alat za analizu energetskih sistema, i ekonometrijske metode radi predikcije karbonskog otiska, odnosno emisije CO₂, i ekonomskog razvoja. Stoga, kao specifičniji predmeti istraživanja mogu da se definišu:

1. Analiza dekarbonizacije energetskih sistema i
2. Primena metode za predikciju ekonomskog razvoja i emisija CO₂ do 2030. godine uzrokovanih promenama u sektoru OIE

Istraživanje obuhvata modelovanje i simulaciju energetskog sistema pomoću kombinovane metode, i analizu istog. Korišćenjem ovako definisanog modela, obaviće se procena uticaja različitih scenarija rasta učešća OIE na ekonomski razvoj i emisiju CO₂.

1.3. Struktura teze

Rad se sastoji od devet poglavlja (slika 1.5). Poglavlja 2 i 3 predočavaju dokle se stiglo i koji su trendovi, uz prikaz relevantne naučne literature koja se bavi tranzicijom ka sistemima koji se zasnivaju na OIE, kao i održivim energetskim sistemima. U Poglavlju 2 se nalazi odgovor na pitanje koje se odnosi na načine transformacije energetskih sistema i tranzicije istih. U Poglavlju 3 su prezentovana naučna istraživanja i odgovarajuće teorije koje se bave energetskom tranzicijom. U Poglavlju 4 su prezentovane metode koje su osnova za odgovor na pitanje iz prethodnog poglavlja. Poglavlje 5 opisuje stanje energetskog sistema Srbije, a Poglavlje 6 način primene modela. U

Poglavljju 7 su dati rezultati i detalji istraživanja ove teze. Na kraju, u Poglavlju 8 su dati zaključci vezani za dekarbonizaciju i njenu vezu s održivim razvojem i očuvanjem životne sredine. U Poglavlju 9 je prezentovana korišćena literatura.

Polazna ideja za ovu tezu je bila kako da se ispita uticaj tranzicije ka održivom energetsom sistemu koji se oslanja na OIE, na druge aspekte društva i života. Istraživačka pitanja su definisana tako da se ovim radom doprinese razumevanju uloge energije u procesu održivog razvoja i prezentovanja mogućnosti koje daju OIE.

Obnovljiva energija za održivi razvoj i očuvanje životne sredine		
Poglavlje 1: Uvod i opis problema		
<p>Poglavlje 2: Trendovi u aktuelnoj literaturi</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. OIE, održivi razvoj; 2. Energetsko planiranje, održivi energetski sistemi 	<p>Poglavlje 3. Teorijska osnova</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Energetski modeli; 2. Energija i održivi razvoj; 3. 100% obnovljivi izvori energije 	
<p>Poglavlje 4: Metodologija</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Metodološki dizajn; 2. Ključne metode: alati za modeliranje, ekonometrija, političke dimenzije 		
<p>Poglavlje 5: Stanje energetike Republike Srbije</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Trenutno stanje energetskog sistema; 2. Glavni energetski sektori; 3. Trenutni regulatorni okvir 		
<p>Poglavlje 6: Primena modela</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Tehnologije; 2. Metodologija 		
<p>Poglavlje 7: Rezultati i diskusija</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Validacija referentnog modela 2. Modelovani scenariji 	<p>Poglavlje 7: Rezultati i diskusija</p> <ol style="list-style-type: none"> 3. Troškovi 4. Analiza osetljivosti 	<p>Poglavlje 7: Rezultati i diskusija</p> <ol style="list-style-type: none"> 5. Implikacije 6. OIE za održivi razvoj
Poglavlje 8: Zaključci i preporuke		

Slika 1.5 – Poglavlja u radu

2.

PRIKAZ STANJA U OBLASTI

Tranzicija ka sistemima koji se oslanjaju na OIE je tema kojom se masovno bave savremena nauka i politika, obrađivanjem sa različitih naučnih aspekata, bavljenjem različitim privrednim (i društvenim) granama, kao i na različitim nivoima istih. U ovom poglavlju je analizirana postojeća literatura koja obrađuje ovu tematiku, a s ciljem da se upoznaju i približe sistemi koji se pre svega zasnivaju na energiji iz OIE, identifikuju i sistematizuju alati kojima se projektuju sistemi te vrste, kao i da se proceni (i kvantifikuje, ako je moguće) doprinos ovih sistema održivom razvoju društva.

2.1. Tranzicija ka energetskim sistemima koji se zasnivaju na većem korišćenju obnovljivih izvora energije

Savremena literatura nema dilemu, OIE treba da supstituišu korišćenje fosilnih goriva kao izvora energije, čime bi se smanjila emisija GESB, pospešila borba za smanjenje posledica klimatskih promena, unapredila energetska efikasnost i pospešio ekonomski razvoj.

Najzastupljeniji su sledeći aspekti tranzicije:

- Tehnički aspekti sistema koji se zasnivaju na OIE,
- Regulatorno-institucionalni aspekt,
- Ekonomski aspekti, i
- Socijalni aspekti.

U prvu grupu radova spadaju oni koji obrađuju tehnički i tehnološki aspekt OIE, kao što su energija vetra [36], biomasa [37], solarna energija [38], itd.

Druga grupa se bavi zakonskim/podzakonskim okvirom i institucijama koje bitno određuju tranziciju kao takvu.

U trećoj grupi su analize, pre svega ekonometrijske, kojima se ocenjuju posledice tranzicije na ekonomije zemalja [39], analiziraju tržišta energije [40], predlažu rešenja za veću zastupljenost

OIE u energetske sistemima [41], razvijaju procesi kojima se potpomaže energetska tranzicija, itd.

Radovi u četvrtoj grupi se bave socijalnim aspektima energetske tranzicije. Uvidom u broj istih, zaključuje se da je ovaj aspekt najmanje obrađivan, iako je nedvosmisleno jasno da je ovu problematiku neophodno sveobuhvatno razmatrati i obrađivati. Ipak su tehnički i ekonomski aspekti najzastupljeniji u literaturi. Može se reći da su i politički aspekti, kao posebna kategorija, iako daleko manje zastupljeni od tehničkih i ekonomskih, češće razmatrani od socijalnih segmenata.

Sa stanovišta zastupljenosti metodoloških pristupa, može se govoriti o različitim metodologijama. Izrada planova na duže horizonte, donošenje strategija i politika, modelovanje energetske sistema, su najzastupljeniji pristupi u pronalaženju naučnih odgovora na pitanja kojima se bave analizirani radovi i studije [42, 43].

Najčešće su zastupljene studije koje se bave nemačkim slučajem [44]. Česti su i radovi koji obrađuju slučaj Kine [45], Indije [46], Meksika [47], Velike Britanije [48], Sjedinjenih Američkih Država [49], ili obrađuju pojedine velike gradova kao što je npr. Bangkok [50], itd.

2.2. Analiza energetske tranzicije u planskim i strategijskim dokumentima

U postojećoj naučnoj literaturi planovi za energetske tranziciju pre svega stavljaju akcenat na:

- tehnoekonomske analize same energetske strategije;
- modele postojećih energetske sistema;
- simulirane energetske sisteme; i
- modele koji imaju duži vremenski horizont.

Radovi najčešće predstavlja ambiciju autora da doprinesu bržoj i kvalitetnijoj energetske tranziciji ka privredama i energetske sistemima u kojima se emituje što manje GESB [51, 52]. Važna tema mnogih radova je dekarbonizacija (pre svega koji načini su najpogodniji u konkretnim slučajevima), ali i energetske efikasnost [53]. Budući da je elektroenergetski sektor dominantan u pogledu svih prethodno apostrofiranih tema, naročito u strategijama koje se bave dekarbonizacijom, većina radova se bavi pre svega ovim sektorom [54], kao i povećanjem korišćenja OIE, dominantno energijom vetra i solarnom energijom, kao stubovima na kojima može/mora da se osloni energetske tranzicija.

Radovi se najčešće bave srednjoročnim ili dugoročnim horizontom tj. odgovarajućim strategijama (za 2030. ili 2050. godinu). U pogledu prostornog određenja, to su ili nacionalne studije (na nivou države) ili lokalne (za neku oblast unutar države).

Sistematizacijom zaključaka radova izdvajaju se sledeće bitne odrednice energetske tranzicije:

- Cilj iste je da se smanji emisija GESB, a posledično i klimatske promene;
- Povećano učešće OIE u proizvodnom miksu električne energije je presudno za uspeh energetske tranzicije;
 - Energetski sistemi koji pretenduju na karakter niskougledničkih se oslanjanju, pre svega, na upotrebu solarne i energiju vetra;
 - U svrhu integracije što većeg udela OIE u energetske sisteme potrebni su adekvatni sistemi za upravljanje/balansiranje elektroenergetskog sistema, kao i viši nivo energetske efikasnosti na mestima proizvodnje, distribucije i krajnjeg korišćenja energije;
 - Veći udeo OIE u energetske miksu u zemljama u razvoju (ali i u zemljama s razvijenim privredama), gde postoji veća potreba za energijom, nužno ne vodi manjoj potrošnji fosilnih goriva;
 - U procesu odabira optimalnih strategija za energetske tranziciju, tehnoekonomske analize su najčešći metod za donošenje odluka;

- Energetske politike koje se bave oblikovanjem energetskeg sektora (i ekonomije u celini) definišu energetske tranziciju;
- U procesu kreiranja energetske politike sve zastupljeniji su društveni i politički aspekti energetske tranzicije.

3.

TEORIJSKE OSNOVE

Energetska tranzicija je kompleksan, višefazan i dugotrajan proces, koji se često pojednostavljeno posmatra kao zamena upotrebe fosilnih goriva u energetske svrhe energijom iz OIE.

Pored ovog esencijalnog aspekta energetske tranzicije kao takve, pri planiranju iste se svakako moraju uzeti u obzir i ekološki, ekonomski, društveni i politički aspekti. U ovom poglavlju su predstavljeni teorijski principi na kojima će se zasnivati ponuđeni odgovori na pitanja postavljena u Poglavlju 1.2.

3.1. Modeli za projektovanje energetske tranzicije

Projektovanje energetske tranzicije, odnosno njeno oblikovanje, se zasniva na energetskej politici, tj. planiranju, koje kao takvo treba da doprinese unapređenju energetskog sistema. Najčešći doprinos iste jeste smanjenje emisije GESB, odnosno usporavanje i ublažavanje klimatskih promena.

Do sada je razvijeno mnogo modela, simulacija, scenarija, itd. kojima su stručnjaci trasirali putanje za tranziciju postojećih energetskih sistema ka efikasnijim i održivim sistemima u kojima su značajno zastupljeni OIE. Alati korišćeni za unapređenje energetskih sistema kroz uključivanje što većeg udela intermitentnih OIE su predstavljeni u stručnoj literaturi [55]. Raznovrsnost alata se ogleda u njihovom geografskom obuhvatu (na nivou države, regiona, itd.), vremenskom horizontu (satna, dnevna, nedeljna, mesečna, godišnja ili rezolucija koju definiše projektant), metodologiji (optimizacioni modeli, simulacije, scenariji, itd.).

Po tipu metodologije izdvajaju se, kao najčešći, sledeći modeli [56]:

- Optimizacija rada. Uvodeći neki kriterijum (ili kriterijume) optimizacije, kao što su emisija GESB, ušteda goriva, smanjenje zavisnosti od uvoza energije i energenata, smanjenje viškova proizvodnje električne energije, racionalno korišćenje sistemskih rezervi, itd, ovi alati optimizuju rad energetskih sistema.
- Optimizacija investicija. Polazeći od ekonomskih aspekata vrši se optimizacija sistema, uvodeći kao kriterijume troškove pojedinačnih kapaciteta, operativne troškove, ukupne troškove sistema, itd.

- Scenariji. Za potrebe izučavanja uticaja energetske politike najčešće se izrađuju alati koji prave dugoročne scenarije kombinovanjem jednogodišnjih scenarija.
- Analiza EES. Prepoznata je važnost (može se reći i najvažnija uloga) električne energije u procesu energetske tranzicije, te su, imajući to u vidu, osmišljeni posebni alati koji se bave EES, tokovima snage, dinamikom sistema, i sl.

U pogledu pristupa prepoznaju se sledeći modeli:

- Odozgo nadole. Alat dekomponuje sistem u podsisteme, radi sticanja saznanja o istima. Tako se mogu koristiti neki makroekonomski pokazatelji da bi se stekao uvid u promenu cena ili potražnje za energentima.
- Odozdo prema gore. Inverzno od prethodno opisanog, uz pomoć alata se sklapa sistem, kroz kombinovanje tehnologija, njihovih investicionih mogućnosti, itd.
- Kombinovani modeli. Koriste opcionalnosti kompjuterskih alata prethodne dve opcije.

Uzevši sve u obzir, tri su dominantne metodologije:

- Simulacija. Uz pomoć alata se simulira rad energetskeg sistema s predefinisanom vremenskom rezolucijom. Za njih često važi da su odozdo nagore.
- Ravnoteža. Ovakvi modeli izučavaju međusobne uticaje ponude i potražnje, i cene, pri čemu se mogu isti posmatrati u privrednom okruženju više tržišta (koja su u interakciji) ili pak na određenom tržištu. To je opšti naspram delimičnog pristupa.
- Optimizacija. Minimizira se ili maksimizira neki efekat korišćenjem linearnog programiranja. Često se koriste da bi se minimizirali troškovi EES ili pak maksimizirao udeo OIE u proizvodnom miksu električne energije.

3.2. Energija i održivi razvoj

Svetske rezerve fosilnih goriva su ograničene, a s vremenom se smanjuju. Velika proizvodnja nuklearne energije je nakon akcidenta u Fukušimi⁹ pod znakom pitanja, usled sveopšte zabrinutosti za bezbednost iste. Istovremeno se očekuje da će svetske potrebe za energijom do 2040. godine da porastu za četvrtinu (pre svega zbog zemalja koje imaju značajan privredni potencijal, kao što su Indija i Kina). To podrazumeva kontinuitet rasta emisije GESB.

Međunarodna agencija za energetiku¹⁰ (u daljem tekstu: MAE) je prepoznala dve metode za pronalaženje rešenja ove (energetske) situacije, a to su „scenario novih politika”¹¹ i „scenario održivog razvoja”¹² [57, 58]. Ovaj prvi je izraz centralizovanog planiranja u sektoru energetike, međutim, zbog bolje efikasnosti i lakšeg pristupa različitim zajednicama sistemi prelaze na decentralizovani pristup, što više odgovara drugom scenariju - „scenario održivog razvoja”.

Prema projekcijama MAE da bi se podmirile potrebe za energijom u svetu 2040. godine emisija CO₂ bi bila 42,5 Gt ako bi se nastavila primena postojećih politika. Za scenario novih politika 36 Gt, dok u scenariju održivog razvoja 17,5 Gt.

Očigledno je potrebno uskladiti nacionalne politike sa scenariom koji u pojedinostima podrazumeva:

- povećanje energetske bezbednosti,
- lakši pristup energiji i energentima,

⁹ Fukušimski akcident, kao posledica razornog zemljotresa u Japanu 11.03.2011. godine

¹⁰ International Energy Agency

¹¹ New Policies Scenario - uključuje postojeće energetske politike, kao i procenu rezultata koji će proizaći iz sprovođenja najavljenih politika, kao što su, između ostalih, promena politike u Sjedinjenim Američkim Državama, kineski planovi za „energetsku revoluciju”, jača posvećenost obnovljivim izvorima energije i električnoj mobilnosti u Indiji, itd.

¹² Sustainable Development Scenario - uključuje tri glavna elementa: univerzalni pristup električnoj energiji, pravac potreban za postizanje ciljeva Pariskog sporazuma do 2040, veliko smanjenje zagađivača povezanih sa energijom.

- veće korišćenje OIE,
- veću efikasnost proizvodnje, snabdevanja i potrošnje energije, i
- smanjenje emisije GESB.

Ove ključne teme uključuju bavljenje nizom važnih (od kojih su neka stara, neka nova) pitanja, između ostalih:

- nuklearna energetika,
- energetska efikasnost na strani potrošnje,
- skladištenje ugljen-dioksida,
- reforma politike subvencija,
- pametni energetske sistemi,
- električna vozila, i
- integracija intermitentnih OIE.

Tehnoekonomske analize kao istraživačka podloga za energetske tranzicije počivaju na povezanosti ekonomije i energetske politike. Pored ove veze, imajući u vidu karakter OIE, energetske tranzicije treba posmatrati i u kontekstu održivog razvoja. Već je potenciran uticaj OIE na smanjenje zagađujućih sadržaja u životnoj sredini, te u tom smislu i na zdravlje ljudi, za razliku od fosilnih goriva. U zemljama u razvoju energija iz OIE može da doprinese razvoju istih i unapređenju kvaliteta života siromašnog stanovništva [59].

Energija je bila od suštinskog značaja za razvoj. Sve energetske politike su počivale na premisi da se ekonomski razvoj zasniva na energiji. Za ekonomski razvoj, povećanje broja radnih mesta, itd. zahtevana je energetska sigurnost (kao i energetska efikasnost). Nastala je naoko neraskidiva veza energije i ekonomskog/privrednog rasta. Karakter ove veze se može iskazati kroz četiri pretpostavke [60]:

- Rast. Energija je osnovni izvor razvoja. Potrošnja energije dovodi do ekonomskog rasta, pa je za očekivati da smanjivanje potrošnje energije ima negativne posledice po ekonomski rast.
- Očuvanje. Ekonomski rast uzrokuje potrošnju energije. U konkretnom slučaju se ne očekuje da smanjena potrošnja energije uzrokuje smanjenje ekonomskog rasta jer ekonomski rast unilateralno utiče na potrošnju energije.
- Povratna sprega. Promena u potrošnji energije utiče na obrnut način na ekonomski rast, kao dvosmerni uticaj potrošnje energije i ekonomskog rasta.
- Neutralnost. U ovom slučaju ne postoji međusobna zavisnost ekonomskog rasta i potrošnje energije.

Energija je ponovo ušla u fokus naučnih razmatranja pošto su Ujedinjene nacije na samitu održanom septembra 2015. godine usvojile Agendu za održivi razvoj 2030 [61]. Cilj 7. ovog dokumenta je formulisan radi obezbeđivanja univerzalnog pristupa energiji svim ljudima i povećanja korišćenja energije iz OIE, uz unapređenje energetske efikasnosti i finansijske pomoći nerazvijenim zemljama u korišćenju čistih tehnologija, odnosno „osigurati pristup povoljnoj, pouzdanoj, održivoj i modernoj energiji za sve“ budući da nedostatak pristupa energiji koči ekonomski i ljudski razvoj. Uticaj energetike na životnu sredinu je postao važna oblast naučnog izučavanja od kada svet sa zabrinutošću prati uništavanje životne sredine usled klimatskih promena tj. globalnog zagrevanja. Ovu vezu energije i životne sredine, uz dodatni parametar u vidu prihoda demonstrira Kuznjecova kriva životne sredine [62], predstavljena obrnutim latiničnim slovom U, kao odnos različitih indikatora zagađenja životne sredine i prihoda po glavi stanovnika. Prema nekim istraživanjima energetika je presudni emiter GESB a time i uzročnik zagađenja životne sredine [63]. Druga istraživanja se bave efektima potrošnje energije na ekonomiju i životnu sredinu, odnosno energiju tretiraju kao promenljivu veličinu u ekonomskim modelima [64]. U svakom slučaju, značaj uticaja energije na razvoj je sveopšte prepoznat.

3.3. Mogućnosti za sprovođenje energetske tranzicije na pravičan način

Energetske tranzicije su kroz istoriju predstavljale velike društvene prekretnice i uzrokovale značajne promene. Ni tranzicija našeg doba neće ostati bez takvog uticaja. Razlika u odnosu na prethodne bi mogla biti šansa da se ovog puta proces odvija transparentnije, uz mogućnost učešća svih (ne samo „elite“) čime bi se obezbedilo pravo na jednakost.

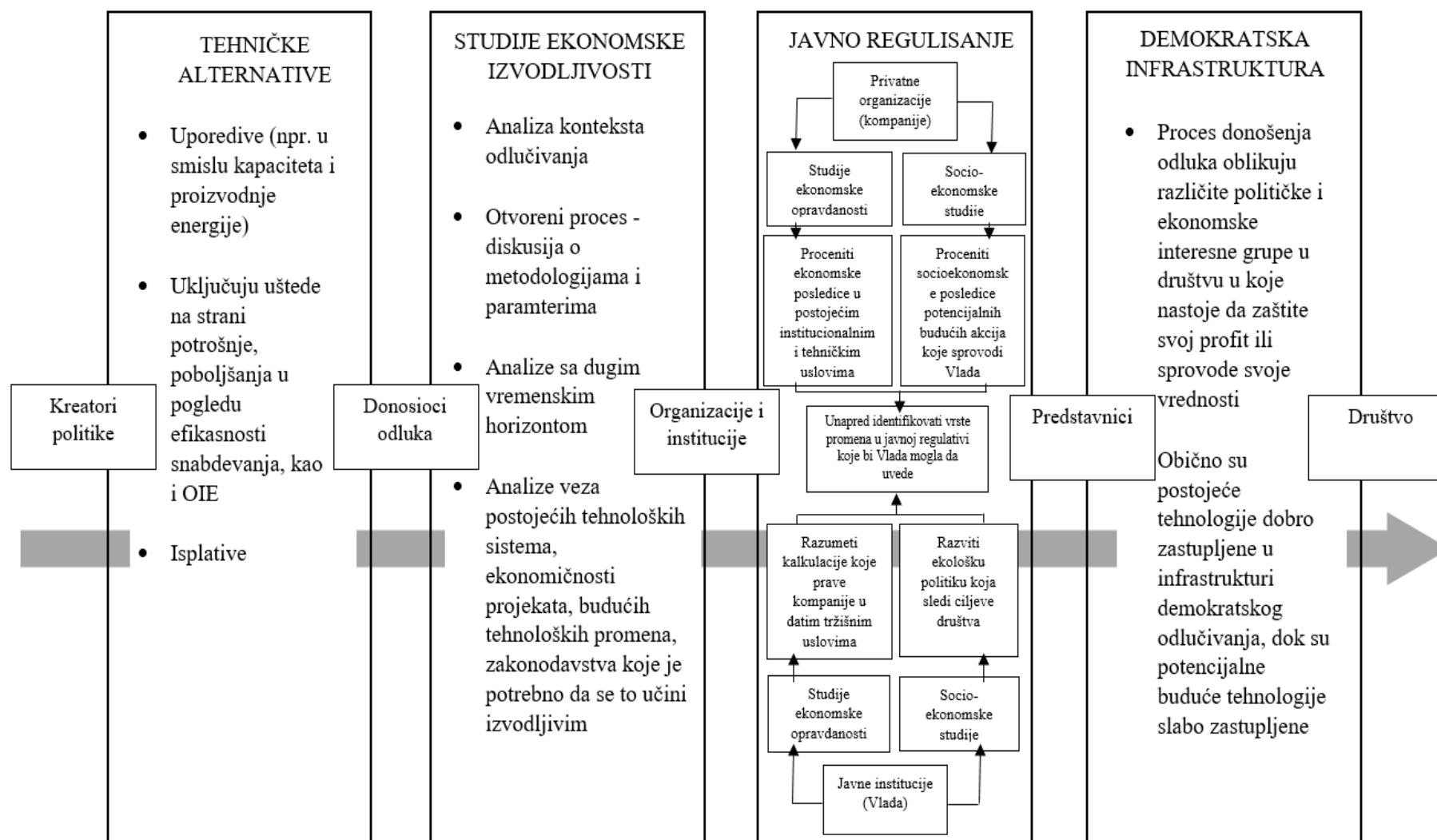
Pojam energetske pravde se pojavljuje paralelno uz prepoznavanje pojava kao što su nemogućnost pristupa čistoj energiji i energetska siromaštvo¹³. Potreba za aktivnom ulogom javnosti u energetske tranzicije iznedrila je pojam energetske građaninje, jer mora da postoji svest o odgovornosti za klimatske promene u celom društvu [65]. Energetska građaninje, ali i energija zajednice, su metodom odozdo prema gore bili važni faktori u Nemačkoj i Danskoj u borbi protiv klimatskih promena. Dodatno su pomogli u liberalizaciji i demokratizaciji energetske sektora [66]. Energetska tranzicija ima u sebi i politički element, svojevrsan aktivizam protiv supremacije fosilnih goriva tj. interesa pobornika istih, a za viši stepen uključivanja OIE u proizvodni miks električne energije. Sve ovo mora biti praćeno adekvatnim pravnim okvirom, jer OIE sami po sebi ne garantuju viši stepen energetske pravde u budućnosti [67].

Energetski sistemi koji se zasnivaju na većoj zastupljenosti OIE, ali i na energetske pravdi, su dobra osnova održivog razvoja bez negativnih efekata po životnu sredinu. Na slici 3.1 [68] je prikazan strateški pristup u cilju uključivanja društvene zajednice u pitanja kreiranja energetske politike i donošenju odluka u vezi s istom, čime se otvara mogućnost za implementaciju održivih energetske principa.

Ovakvim pristupom je npr. Danska značajno povećala zastupljenost OIE (naročito energije vetra) u proizvodnom miks¹⁴ električne energije, zbog čega je postavila ambiciozan cilj (podmiriti ukupne potrebe za energijom iz OIE) do 2050. godine [69], a što je preraslo u svojevrsan trend u svetu: dostići sistem koji energetske potrebe 100% podmiruje iz OIE [70, 71].

¹³ „Energetska siromaštvo je poseban oblik siromaštva povezan sa nizom štetnih posledica po zdravlje i dobrobit ljudi – sa respiratornim i srčanim oboljenjima i problemima s mentalnim zdravljem, pogoršanim zbog niskih temperatura i stresa koji je povezan sa nepriuštivo visokim računima za energiju” [Evropska komisija, Generalni direktorat za energetiku, 2019].

¹⁴ Danska je proizvela 23,6 TWh električne energije iz uglja 1990. a samo 6,4 TWh u 2018. Nasuprot tome, zemlja je proizvela samo 610 GWh električne energije iz vetra 1990. a 13,9 TWh 2018. [IEA, 2019].



Slika 3.1 - Strategija pristupa javnosti

3.4. Zadovoljavanje energetske potrebe iz obnovljivih izvora energije

Postoji ceo spektar tehnologija koje mogu da zadovolje potrebe za električnom energijom, grejanjem i hlađenjem, kao i transportom. U tabeli 3.1 je dat pregled vidova OIE i raspoloživih tehnologija.

Tabela 3.1 – Pregled vidova OIE i raspoloživih tehnologija za proizvodnju električne energije, grejanje i hlađenje, i transport

Izvor	Tehnologije proizvodnje električne energije	Grejanje i hlađenje	Transport
Vetar	Na kopnu; Na moru		
Hydroenergija	Male hidroelektrane (do 10 MW); Velike hidroelektrane (preko 10 MW)		
Solarna energija	Fotonaponske ćelije; Koncentrovana solarna energija	Solarna toplana	
Energija okeana	Talasi; Plima i oseka; Toplotna energija okeana		
Geotermalna energija	Konvencionalna geotermalna (hidrotermalna); ORC ¹⁵ ; Unapređeni geotermalni sistemi; Superkritični fluidi	Direktna upotreba; Toplotne pumpe	
Bioenergija	Biomasa; Biogas	Biomasa	Bioetanol, Biodizel, Biogas

Da bi se postigao ideal podmirivanja energetske potrebe 100% iz OIE, potrebno je omogućiti snabdevanje iz OIE svih sektora privrede: industrije, saobraćaja, poljoprivrede, stanovanja, itd. Za takav poduhvat potrebno je obezbediti tehnička rešenja kojima bi se energija iz OIE uključila u sektore u kojima električna energija nije tradicionalni izvor energije. Potrebno je dodatno se pozabaviti pitanjem priključenja sve većih kapaciteta izvora energije koja je intermitentna po svojoj prirodi, a što ima svoj značajan uticaj na stabilnost rada energetskog sistema, odnosno na sigurnost

¹⁵ Organski Rankinov ciklus - termodinamički ciklus (varijacija Rankinovog ciklusa) u kojem se upotrebljava organska tečnost visoke molekularne mase čija je temperatura isparavanja niža od temperature vode.

snabdevanja potrošača. Vrlo je izvesno da bi se javila potreba za dodatnim izvorima balansne energije, kao i da bi mogao biti potreban razvoj prenosne mreže.

Na primeru Danske je demonstrirana tehnička izvodljivost sistema s dominantnim udelom (100% u konkretnom slučaju) intermitentnih OIE u proizvodnom miksu, ali i ekonomska prihvatljivost (povoljniji) u poređenju s konvencionalnim EES [72].

Uz ovu temu pojavljuje se inovativan pristup nazvan „pametni sistem”¹⁶ [6], a što je sprega moderne infrastrukture za električnu energiju, toplotnu energiju (grejanje i hlađenje) i prirodni gas, sa novim tehnologijama skladištenja energije. Time se omogućavaju najpogodnije izvedbe za svaki energetski podsektor, ali i potrebna fleksibilnost sistema kao celine.

Ovi pametni energetski sistemi, koji se baziraju na modernim tehnologijama, u vidu baterija, „demand response”¹⁷ uređaja, toplotnih pumpi, itd. omogućavaju stabilnost sistema i sve veću inkluziju OIE. Budući da su ove tehnologije nove, kao svojevrsna avangarda mogu izazvati promene na tržištu energije, te je u tom smislu potrebno razraditi zakonski i regulatorni okvir [73].

¹⁶ Smart Energy System

¹⁷ Promena u potrošnji električne energije od strane potrošača kako bi se održao balans proizvodnje i potrošnje električne energije.

4.

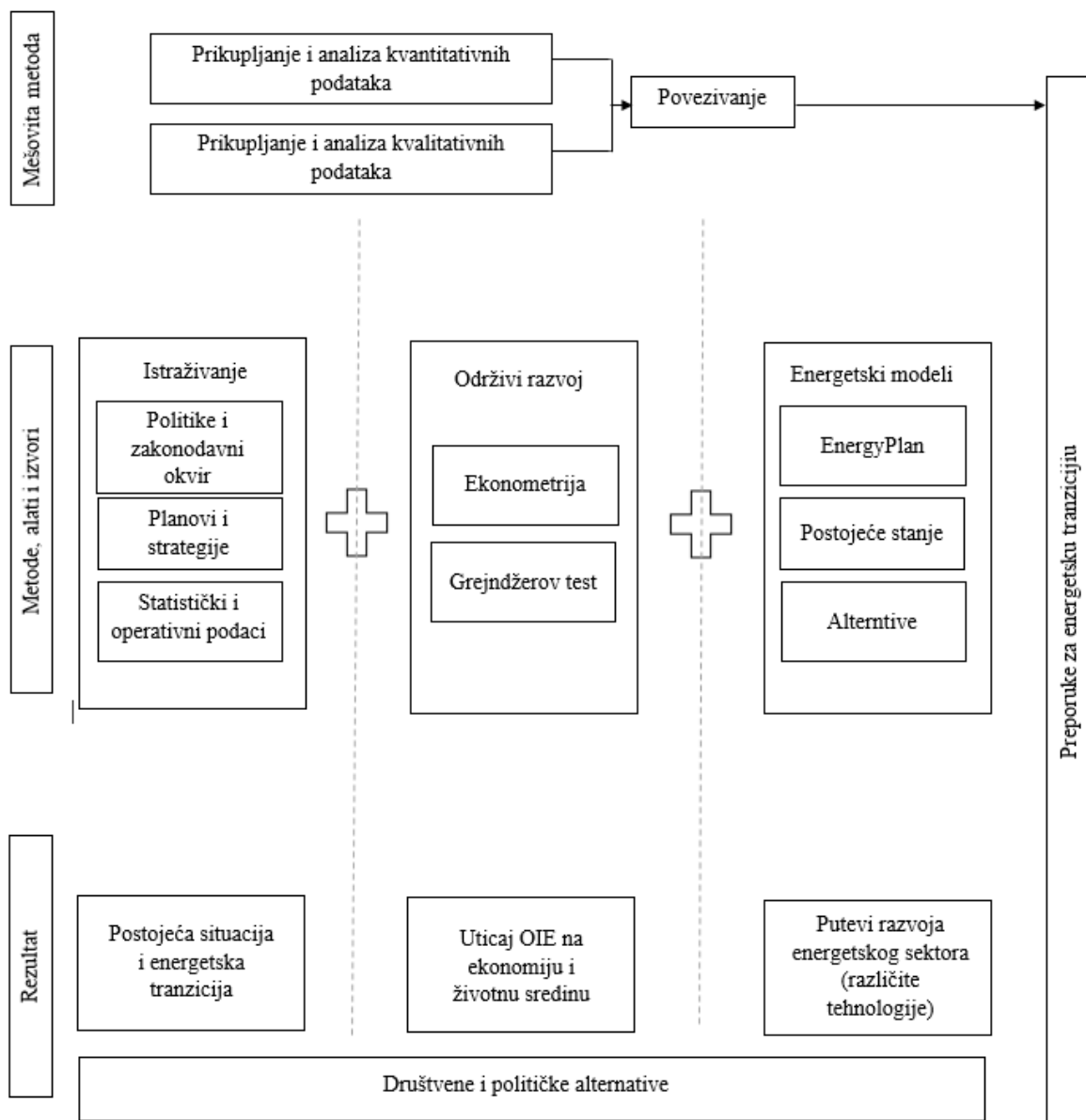
METODOLOŠKI PRISTUP

U prethodnom poglavlju su predstavljene teorijske osnove i polazište istraživanja, za koje se u ovom poglavlju prezentuju metode koje će biti korišćene kako bi se odgovorilo na pitanja kojima se bave istraživanja ove disertacije.

U nameri da se pitanjima energetske tranzicije pristupi sveobuhvatno, u ovom radu je korišćen pristup kombinovanja metoda. Prikupljaju se, analiziraju i povezuju kvalitativni i kvantitativni podaci. Imajući u vidu kompleksnost energetske sistema, neophodno je zasnovati analize i na kvalitativnim i na kvantitativnim podacima. To, pak, podrazumeva ogroman set podataka, kao i vremenski zahtevne analize istih.

Vrši se prikupljanje i analiza obe vrste podataka istovremeno, a rezultati se tretiraju kao smernice za energetske tranzicije države, odnosno kao inicijativa za unapređenje nacionalnog energetske sistema.

Ovakve kombinovane metode (slika 4.1) su prednost u analizama kako potencijalnih rizika tako i uticaja, za procenu postojećih energetske politika (ali i šire, u nauci i tehnici), s ciljem da se izbegnu greške prethodnih modela koji se nisu pokazali kao najuspešniji [74].



Slika 4.1 - Prikaz razvijenog metodološkog pristupa

4.1. Alati za modelovanje energetskih sistema

Za početak je potrebno pribaviti podatke o energetskom sistemu, s ciljem da se odredi postojeće stanje u odnosu na koje će predložena nova rešenja biti poređena. U tu svrhu je potrebno prepoznati ključne izvore podataka i izvršiti analizu istih. Nakon toga je potrebno razviti energetske modele koji će prezentovati nova rešenja, koja će biti procenjivana.

Postoje brojni dostupni alati za modelovanje energetskih sistema. Većina su modeli optimizacije odozdo prema gore, s mogućnošću da se koriste u procesu donošenja odluka o investicijama u sistem ili pak o radu sistema. Modeli rade sa raznim vremenskim podešavanjima i horizontima modelovanja, i mogu analizirati energetske sisteme u rasponu od malih razmera do sistema na nivou celih kontinenata.

U poznate alate spadaju Empire (European Model for Power System Investment with Renewable Energy), EnergyPlan, LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning), Limes-EU (Long-term

Investment Model for the Electricity Sector), NEMS (National Energy Modelling System), WeSIM (Whole-electricity System Investment Model).

Najpodesniji među pobrojanim alatima za energetska modeliranje je EnergyPLAN [75]. Od ostalih se izdvaja po sledećim komparativnim prednostima, tj. mogućnostima da:

- Analizira potrošnju energije u svim sektorima energetske sistema.
- Pravilno tretira veliku promenljivost i intermitentnost nekih OIE (energija vetra, solarna energija, itd.), funkcioniše u potrebnim vremenskim intervalima (npr. satno), čime se omogućava balansiranje proizvodnje i potrošnje električne energije u svakom intervalu.
- Uzme u obzir finansijske karakteristike pojedinih resursa, odnosno njihovu ekonomsku isplativost.
- Simulira uvoz i izvoz električne energije.
- Uradi optimizaciju korišćenja pojedinačnih tehnologija u energetske miksu, i to kako na osnovu tehničkih preduslova, tako i po osnovu visine troškova investiranja (dajući prioritet nižim) i cene korišćenja/proizvodnje (dajući prioritet jeftinijim).
- Vodi računa o relevantnim uticajima na životnu sredinu (emisija GESB, uticaj na klimatske promene, itd.).
- Napravi scenarije s dužim vremenskim horizontima, i uporedi ih međusobno.
- Uzme u obzir određene karakteristike energetske sistema pojedinih zemalja (kao npr. zemalja u razvoju koje može da karakteriše ambicija da što brže uključe OIE u energetske sistem).

EnergyPLAN je alat razvijen na Univerzitetu Alborg u Danskoj. Koristi pristup odozdo prema gore za kreiranje simulacija u satnoj rezoluciji. Koristi se za simulaciju i lokalnih i nacionalnih energetske sistema, omogućavajući da se uključe sve tehnologije u delu proizvodnje energije, kao i svi sektori na strani potrošnje. Zahvaljujući ovim osobinama, može se simulirati integracija većeg učešća promenljivih OIE u proizvodnom miksu električne energije.

Simulacije se mogu analizirati i evaluirati na osnovu raznih – tehničkih i operativnih kriterijuma, u koje spada npr. manjak ili višak proizvedene električne energije, ukupna količina primarne energije ili nivo emisije CO₂, kao i ekonomskih kriterijuma kao što su visina investicionih troškova, troškova rada i održavanja, troškova goriva, iznos CO₂ takse i visina kamate ukoliko se ulaganje finansira zaduživanjem.

EnergyPLAN daje mogućnost detaljnog modeliranja energetske sektora. Uz pomoć ovog alata se može uraditi analiza (npr. sezonskih) promena proizvedene količine električne energije iz OIE poput vetra, solarne energije, biomase, itd. Zahvaljujući tome ovaj alat je veoma koristan za izradu analiza osetljivosti kojima se procenjuje npr. uticaj visine kamatnih stopa ili iznosa CO₂ takse na cenu električne energije i proizvodni miks.

Uzimajući za polaznu osnovu naučna dostignuća u ovoj oblasti, a na osnovu istraživanja uz pomoć navedenog alata, cilj je da se analiziraju i definišu mogući alternativni pravci razvoja energetske sektora. Rezultati simulacija se upoređuju na planu ponude i potražnje za energijom, emisije GESB, proizvodnje električne energije iz OIE i potencijalnih troškova, odnosno efekti po ekonomiju i životnu sredinu.

4.2. Karakteristike i primena EnergyPLAN-a

Osnovna namena ovog alata je razvoj strategija energetskeg planiranja, kroz razmatranje potencijalnih puteva razvoja energetskeg sistema [76], a što se radi na osnovu tehničkih i ekonomskih analiza.

Osnova ovog alata je mogućnost kreiranja, razmatranja i poređenja alternativa. Odlikuju ga sledeće karakteristike:

- uključuje niz novih tehnologija, kao što su proizvodnja biogasa, korišćenje energija talasa, energija plime i oseke, itd;
- kvantifikuje uticaje različitih alternativa, umesto da proizvodi samo jedno optimalno rešenje kroz optimizaciju dizajna endogenog energetskeg sistema (kod energetskeg sistema projektovanog na osnovu optimalnog rešenja koje proizvodi najniže troškove drugi aspekti se mogu prevideti);
- ne počiva na tzv. „institucionalnoj inerciji”, odnosno nije limitiran postojećim tržišnim okvirima, čime ostavlja mogućnost da budući model tržišta (npr. električne energije) ne bude najpogodniji za EES koji teže 100% zastupljenosti OIE (koje skoro po pravilu odlikuju nulti marginalni troškovi proizvodnje);
- postoje različite operativne strategije, strategije simulacije tržišta (zasnovanih na postojećim modelima) i strategije tehničkih simulacija (nezavisno od pitanja modela tržišta, s akcentom na smanjenju troškova goriva u procesu upravljanja sistemom).

EnergyPLAN se bazira na „analitičkom programiranju“. Za razliku od modela optimizacije i ravnoteže ne formira se sistem jednačina ravnoteže koje se rešavaju numerički. U pitanju je deterministički pristup. Uz definisane procedure za simulaciju rada postrojenja koja su upravljiva, ovde se postavlja niz endogenih prioriteta za (npr.) proizvodnju električne i toplotne energije. Ovde nema stohastičkih momenata.

Moguće je simulirati sisteme koje definišemo prema sopstvenim potrebama. Ne vrši se optimizacija endogenog sistema. Konkretni kriterijumi optimizacije se definišu određenom strategijom simulacije. To mogu biti operativni troškovi, primarna potrošnja energije, bilans energetskeg sistema, itd. S druge strane pri definisanju scenarija, možemo se opredeliti za neki od specifičnih izlaznih podataka poput udela u OIE, ukupnih troškova sistema, emisije GEBS, itd. u optimizaciji egzogenog sistema.

Vremenski period od jedne godine je predmet obrade, a u tom periodu se simulira energetski sistem na nivou jednog sata [77]. Ovo podrazumeva da se koriste vremenske serije sa satnom rezolucijom, što omogućava analize satne, dnevne, nedeljne i sezonske razlike u nekom od aspekata rada energetskeg sistema. Obrađuju se podaci s ciljem postizanja balansa proizvodnje i potrošnje električne energije za svaki sat, te je to ujedno i vremenski period za procesuiranje aktivne snage i frekvencije. Predviđena je mogućnost zahteva da određena postrojenja imaju minimalnu proizvodnju u svakom trenutku, što implicira da u svakom satu minimalni udeo u proizvodnji električne energije dolazi iz postrojenja koja su angažovana u delu obezbeđivanja pomoćnih/sistemskih usluga [78].

Pregled ulaznih i izlaznih podataka modela je prikazan na slici 4.2. Ulazni podaci (između ostalih) mogu biti:

- potrošnja energije (toplotna, električna, itd.);
- proizvodna postrojenja (termoelektrane, hidroelektrane, vetrogeneratori, skladišta energije, itd.);
- definisanje rada svakog postrojenja i sistema, pri čemu se mogu podesiti i tehnička ograničenja (poput kapaciteta prenosa, i sl.);
- troškovi goriva, porezi, investicioni troškovi, varijabilni i fiksni operativni troškovi, itd.

Rezultati odnosno izlazni podaci koji se dobijaju su energetske bilanci, u kojima se iskazuju proizvodnja za celu godinu, prekogranična razmena električne energije, potrošnja primarne energije, ukupni troškovi uključujući podatke o uvozu i izvozu električne energije, a sve sa rezolucijom do satne. Rezultati se mogu prikazati u formatu mesečnih, kvartalnih i godišnjih izveštaja o proizvodnji i potrošnji, uz opciju pregleda prema različitim tehnologijama.

Proces proračuna počinje tako što se (npr.) zada snaga vetrogeneratora i istovremeno definiše dijagram distribucije vetra (što znači odgovarajući fajl sa satnom distribucijom iz postojeće baze), što omogućava izračunavanje godišnje i satne proizvodnje električne energije.

U sledećoj fazi se vrši obrada podataka, tj. njihov proračun, koji pak ne znači postizanje balansa s aspekta električne energije (već npr. proračuni toplotne energije koju obezbeđuje industrija, itd.).

Nakon izbora strategije simulacije, s jedne strane za tehničku simulaciju (faza 3A na slici 4.6) cilj je rešenje sa najmanjom potrošnjom primarne energije, dok za tržišno-ekonomsku simulaciju (faza 3B na slici 4.6) se proračunaju efekti rada svakog postrojenja na tržištu električne energije u cilju ostvarivanja dobiti.

U poslednjoj fazi se simuliraju društvenoekonomski efekti. Obrađuju se ekonomski aspekti modela, kao što su godišnji eksploatacioni troškovi, koji obuhvataju troškove goriva, fiksne i varijabilne operativne troškove, investicione troškove, troškove po osnovu CO₂ takse, itd. Vršiti se i analiza osetljivosti jedinične cene električne energije na promenu visinu CO₂ takse i promenu kamatne stope u slučaju zaduživanja.

4.2.1. Pristup tehničke simulacije

Na slici 4.7 su prikazani koraci ove simulacije.

Korak 1. U sistemima daljinskog grejanja određuje se satna proizvodnja električne i toplotne energije pripadajućih postrojenja, sa ciljem zadovoljenja potreba za toplotnom energijom, uz sledeće prioritete među postrojenjima:

- Solarna proizvodna postrojenja (toplotna energija),
- Višak toplotne energije iz industrijskih postrojenja,
- Proizvodnja toplotne energije iz otpadnog goriva,
- Kogeneracija,
- Toplotne pumpe, i
- Kotlovi sa vršnim opterećenjem.

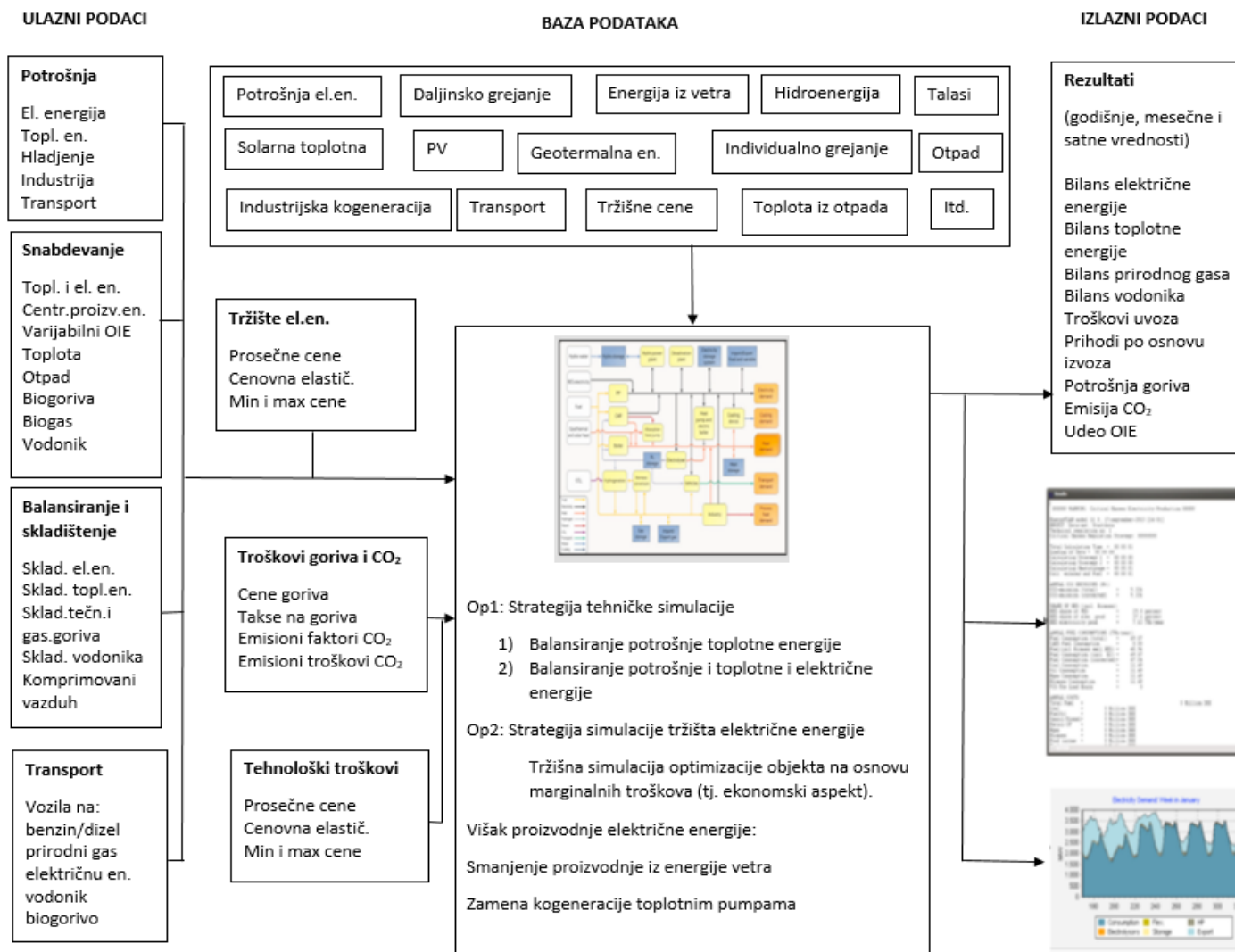
U narednoj fazi se proračunava satna proizvodnja električne energije iz varijabilnih OIE.

Korak 2. Određuje se mogućnost korišćenja fleksibilne potrošnje električne energije.

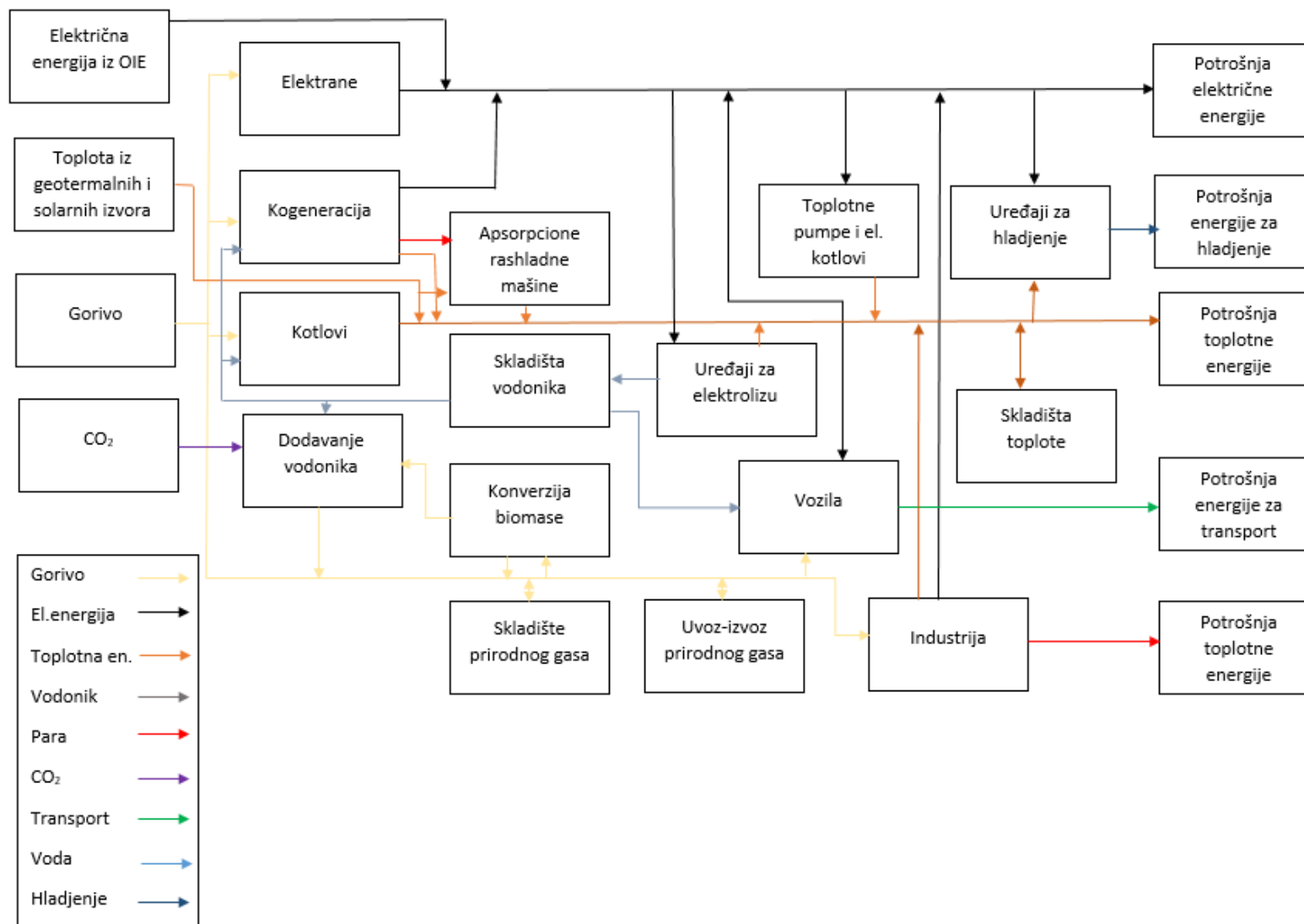
Najbolja upotreba fleksibilne potrošnje se obezbeđuje postizanjem ravnoteže između potražnje i ponude sa dva ograničenja:

- mora biti pozitivna u bilo kom trenutku, i
- treba da bude niža od predviđenog ograničenja kapaciteta.

Prosečna potrošnja za period biva jednaka godišnjem proseku usled normalizacije varijacije.



Slika 4.2 - Ulazni i izlazni podaci EnergyPLAN-a



Slika 4.3 - Model tokova i tehnologija na kome je zasnovan EnergyPLAN

Korak 3. Ovaj alat daje mogućnost da u zavisnosti od opredeljenja da postrojenja kogeneracije i toplotne pumpe s namenom za daljinsko grejanje treba da izbalansiraju potrošnju sistema, odnosno snabdevanje električnom energijom, proračuni koji su opisani u Koraku 1 bivaju zamenjeni tako da se izvoz električne energije smanjuje kroz upotrebu toplotnih pumpi u postrojenjima kogeneracije. To za posledicu ima da se potrošnja električne energije od strane ovih pumpi povećava, a smanjuje proizvodnja iste u postrojenjima kogeneracije, budući da ovi u tom slučaju moraju da smanje proizvodnju toplotne energije. Takav režim omogućava neiskorišćeni kapacitet postrojenja kogeneracije u pojedinačnom satu (uz skladišta toplotne energije), čime se proizvodnja u postrojenjima termoelektrana minimizira na račun upotrebe prethodnih postrojenja.

U disertaciji, iako postoji ova mogućnost, fokus je stavljen na električnu energiju.

Korak 4. Kao sledeći korak se proizvodnja iz termoelektrana zameni proizvodnjom električne energije iz hidroenergetskog potencijala. Njome se smanjuje i kritični višak proizvodnje električne energije (u daljem tekstu: KVPEE) i izvozni višak proizvodnje električne energije (u daljem tekstu: IVPEE) tako što se mogućnost za zamenu proizvodnje iz termoelektrana ($E_{Hidro-Povećanje}$) određuje kao manja vrednost proizvodnje iz termoelektrana i razlike između hidroenergetskog kapaciteta i proizvodnje električne energije iz hidroenergetskog potencijala.

$$E_{Hidro-Povećanje} = MIN(E_{TE}, (C_{Hidro} - E_{Hidro})) \quad (4.1)$$

Proizvodnja električne energije iz hidroenergetskog potencijala, E_{Hidro} , je određena u Fazi 1. Mogućnost smanjenja proizvodnje električne energije iz hidroenergetskog potencijala u slučaju KVPEE ($E_{Hidro-Smanjenje-CEEP}$) se određuje kao manja vrednost KVPEE i proizvodnje električne energije iz hidroenergetskog potencijala. Istovremeno, na tu mogućnost utiče mesto hidroelektrana u okvirima stabilnosti sistema:

$$E_{Hidro-Smanjenje-KVPEE} = MIN(E_{KVPEE}, E_{Hidro}) \quad (4.2)$$

$$E_{Hidro-Smanjenje-KVPEE} \leq E_{Hidro} - E_{Hidro-Min-Stab} \quad (4.3)$$

U slučaju reverzibilnih hidroelektrana, odnosno pumpnog režima, gornje i donje vodene akumulacije, prostor za dalje smanjenje KVPEE ($E_{Hidro-Pumpa-Smanjenje-KVPEE}$) se određuje kao manja vrednost KVPEE bez dela koji je već dispečiran, kapaciteta pumpe i sadržaja donje vodene akumulacije, $S_{Hidro-PUMP}$:

$$E_{Hidro-Pumpa-Smanjenje-KVPEE} = MIN\left(E_{KVPEE} - E_{Hidro-Smanjenje-KVPEE}, C_{Hidro-Pumpa}, \frac{S_{Hidro-Pumpa}}{\mu_{Hidro-Pumpa}}\right) \quad (4.4)$$

Slično se određuje i prostor za smanjenje proizvodnje električne energije iz hidroenergetskog potencijala u slučaju IVPEE ($E_{Hidro-Smanjenje-IVPEE}$). Imajući u vidu mogućnosti za povećanje i smanjenje proizvodnje električne energije iz hidroenergetskog potencijala, uspostavlja se ravnoteža u kojoj se održava godišnja proizvodnje električne energije iz hidroenergetskog potencijala. Smanjenje KVPEE ima prioritet u odnosu na smanjenje IVPEE.

$$\sum E_{Hidro-Povećanje} = \sum E_{Hidro-Smanjenje-KVPEE} + \sum E_{Hidro-Smanjenje-IVPEE} \quad (4.5)$$

Proizvodnja električne energije iz hidroenergetskog potencijala (E_{Hidro}) se nakon toga prilagođava vodeći računa o kapacitetu proizvodnih jedinica, satnim dotocima i kapacitetu skladištenja:

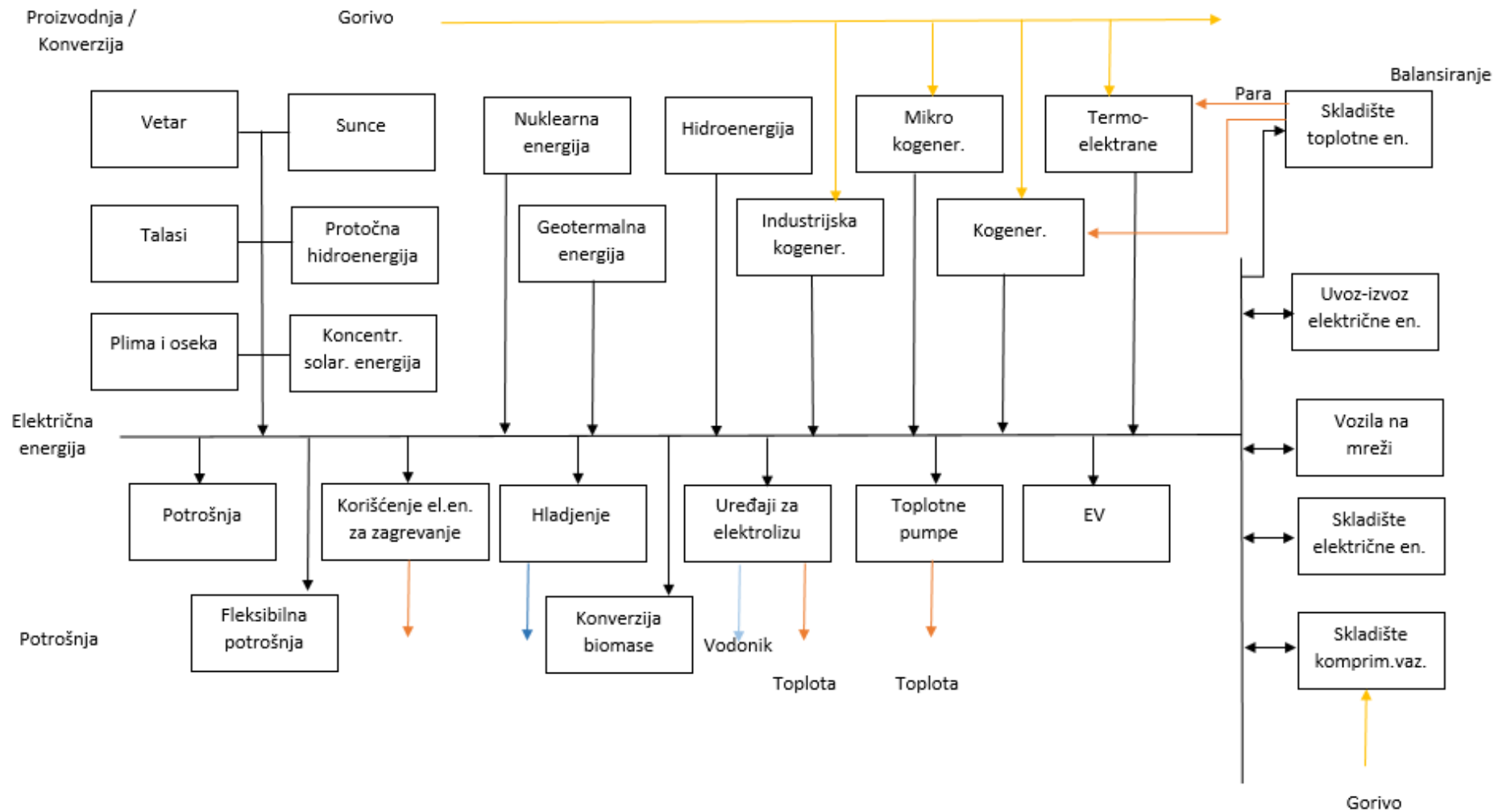
$$Hidrokladište = Hidrokladište + W_{Hidro} \quad (4.6)$$

$$E_{Hidro} = E_{Hidro} + E_{Hidro-Povećanje} - E_{Hidro-Smanjenje-KVPEE} - E_{Hidro-Smanjenje-IVPEE} \quad (4.7)$$

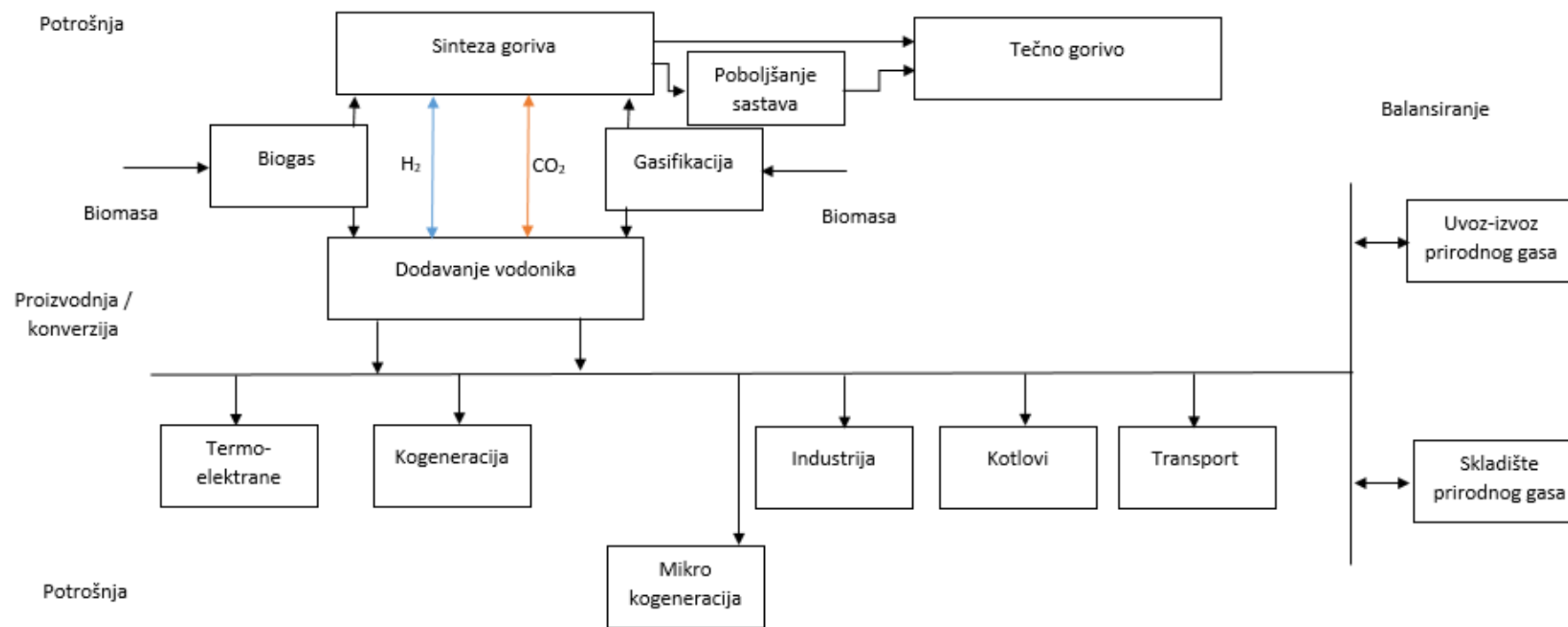
$$E_{Hidro-Ulaz} \leq (Hidrokladište - S_{Hidro}) * \mu_{Hidro} \quad (4.8)$$

$$E_{Hidro-Ulaz} \leq C_{Hidro} \quad (4.9)$$

Postoji mogućnost da se pojavi proračunska greška usled razlike u sadržaju hidroakumulacije koje se evidentiraju na početku i na kraju obračunskog perioda. S ciljem da se izbegnu, odnosno isprave iste, proračun teži da nađe rešenje u kojem će početni i krajnji sadržaj akumulacije biti isti. Kreće se u proračun tako da se sadržaj akumulacije podesi na 50% od skladišnog kapaciteta. Nakon te početne iteracije, novi startni sadržaj se određuje kao rezultujući sadržaj na kraju izračunavanja. Ukoliko se kao ulazni podaci navedu početna i krajnja vrednost hidroakumulacije te vrednosti će biti korišćene.

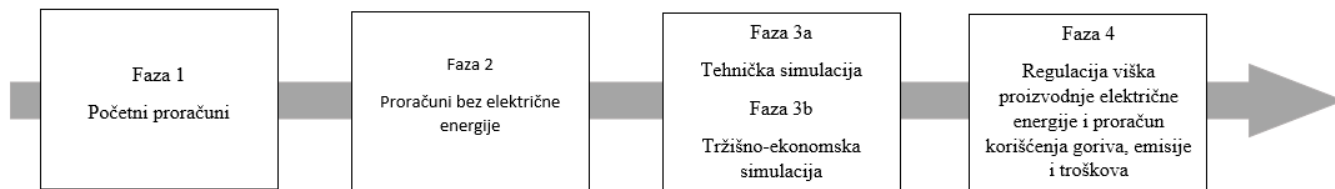


Slika 4.4 - Postrojenja uključena u simulaciju satnog balansiranja EES uključujući interakcije sa drugim delovima sistema



Slika 4.5 - Postrojenja uključena u simulaciju satnog balansiranja sistema prirodnog gasa uključujući interakcije sa drugim delovima sistema

Korak 5. Na proračunu u Fazi 1 se zasnivaju proračuni pojedinačnih postrojenja kogeneracije i sistema toplotnih pumpi, gde se solarnoj toplotnoj energiji (ukoliko postoji) daje prioritarna uloga. Ako je određen kapacitet skladištenja toplotne energije, mogućnost da se proizvodi i konzumira električna energija u ovim postrojenjima, u cilju održavanja bilansa na strani snabdevanja i strani potrošnje električne energije u sistemu, će biti iskorišćena. Ovo će podesiti proizvodnju na pojedinačnim postrojenjima o kojima je reč (kogeneracija).



Slika 4.6 - Struktura procedure simulacije energetskog sistema

Korak 6. Proračun uređaja za elektrolizu¹⁸, koji su zastupljeni u modelu, je zasnovan na rezultatu proračuna faze 1. Na osnovu istog se određuje minimalni kapacitet ovih postrojenja zajedno sa potražnjom za električnom energijom. Nastoji se da se izbegne KVPEE/IVPEE. Mogućnost za povećanje proizvodnje u satima viška proizvodnje identifikovana je kao niža vrednost KVPEE i razlika između kapaciteta i proizvodnje uređaja za elektrolizu.

Ako je na osnovu ovog proračuna sadržaj skladištenja ispod nule, proizvodnja uređaja za elektrolizu se povećava. Ako sadržaj skladištenja premašuje kapacitet skladištenja, proizvodnja uređaja za elektrolizu se smanjuje.

Korak 7. Skladište toplotne energije u sistemima daljinskog grejanja se koristi za povećanje mogućnosti da se smanji izvoz električne energije. Kapaciteti skladištenja se koriste za smanjenje proizvodnje električne energije u režimu viška električne energije u energetskom sistemu.

Korak 8. Električna vozila kao i ona na mreži (u daljem tekstu: VNM) mogu da se koriste u režimima pametnog punjenja¹⁹ kao i pražnjenja. Važan ulazni podatak je raspodela potražnje za transportom δ_{VNM} sa sastvom rezolucijom, kako bi se utvrdio broj električnih vozila sa VNM baterijom koja nisu povezana na mrežu u datom satu i u vožnji su. Uz maksimalni udeo električnih vozila sa VNM baterijom koja se voze tokom sata vršne potražnje $VNM_{Max-Udeo}$ i $V2G_{Priključak-Udeo}$, određuje broj VNM vozila koji je dostupan EES u svakom satu. Takođe je važno odrediti δ_{VNM} kako bi se dobio podatak o stanju baterije (u smislu napunjenosti iste) usled vožnje. Stanje napunjenosti, odnosno stanje ispražnjenosti, skladišta baterije se određuju sledećim proračunom:

$$t_{VNM} = [D_{VNM} * \delta_{VNM} / \sum \delta_{VNM}] * \eta_{Punjenje} \quad (4.10)$$

Kapacitet priključka na mrežu ukupnog broja VNM vozila c_{VNM} se izračunava iz sata u sat na sledeći način:

¹⁸ Uređaji koji koriste električnu energiju za proizvodnju vodonika (iz vode). Kada se u uređaj dovede električna energija iz OIE (kao što su vetar i sunce), tada se proizvedeni vodonik naziva “zeleni vodonik”.

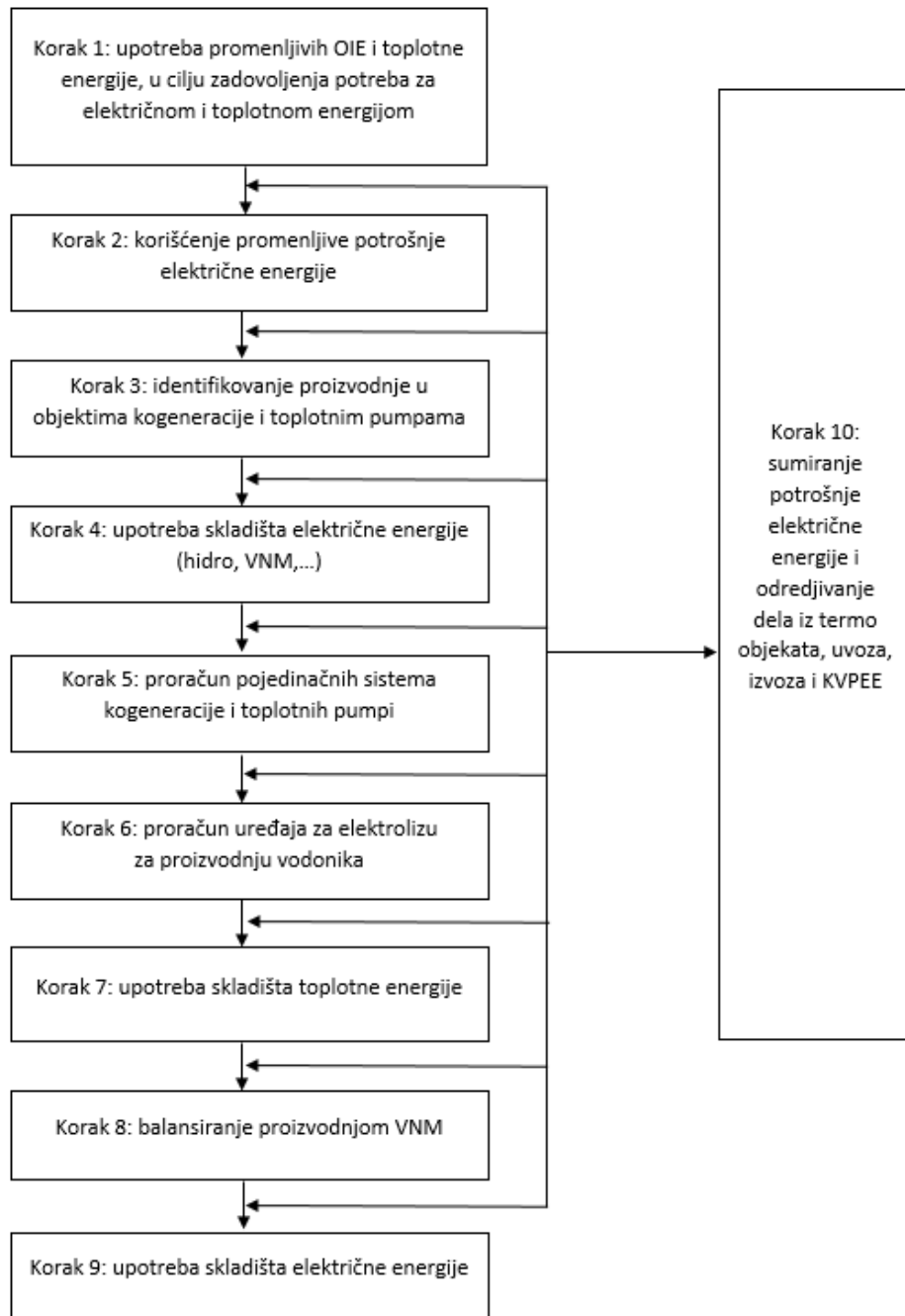
¹⁹ Sistem u kojem električno vozilo i uređaj za punjenje imaju vezu za prenos podataka, a uređaj za punjenje ima vezu za prenos podataka sa operaterom za punjenje, čime se omogućava vlasniku stanice za punjenje da nadgleda, upravlja i ograničava upotrebu svojih uređaja na daljinu kako bi optimizovao potrošnju energije.

$$c_{VNM} = C_{Punjač} * VNM_{Priključak-Udeo} * ((1 - VNM_{Max-Udeo}) + VNM_{Max-Udeo} * \left(1 - \frac{\delta_{VNM}}{Max(\delta_{VNM})}\right)) \quad (4.11)$$

pri čemu su:

- $C_{Punjač}$, kapacitet snage svih VNM vozila,
- $VNM_{Priključak-Udeo}$, određeni broj vozila koja nisu u vožnji, te se za ista pretpostavlja da su priključena na punjenje,
- $1 - VNM_{Max-Udeo}$, minimalni deo vozila koja nisu u vožnji, odnosno koja su parkirana,
- $VNM_{Max-Udeo} * \left(1 - \frac{\delta_{VNM}}{Max(\delta_{VNM})}\right)$, dodatni broj vozila koja nisu u vožnji tj. parkirana su u vreme kad nije najopterećeniji saobraćaj.

U određivanju broja vozila koja nisu u vožnji, tj. parkirana su, se dolazi iz podataka o poznatoj satnoj potrošnji energije za ceo vozni park. Ova jednačina za svaki pojedinačni sat daje c_{VNM} , snagu svih povezanih VNM. Algoritam za pojedinačni sat je sledeći:



Slika 4.7 - Grafički prikaz Faze 3A: Strategija tehničke simulacije

Ako je situacija takva da postoji višak proizvodnje električne energije e_{KVPEE} , a kapacitet baterije ($S_{VNM-Baterija} - S_{VNM-Baterija}$) je raspoloživ, VNM će se puniti. Sve je naravno uslovljeno ograničenjem kapaciteta priključka na mrežu c_{VNM} za taj konkretni sat. Svi prethodni uslovi, odnosno zadovoljenje istih, je pretočeno u sledeću formulu:

$$e_{Punjenje} = \min \left[e_{KVPEE}, \frac{S_{VNM-Baterija} - S_{VNM-Baterija}}{\mu_{Punjenje}}, c_{VNM} \right] \quad (4.12)$$

Kada se potrebe za transportom u tom trenutku i narednom y satu ne mogu podmiriti iz sadržaja baterije, potrebno je izvršiti punjenje. Najpre se y podesi na jedan sat, ali ako se za to vreme sadržaj baterije ne dovede na zadovoljavajući nivo, y se povećava inkrementom od jednog sata.

Sadržaj baterije u svojoj minimalnoj vrednosti se dobija kao:

$$S_{VNM-Baterija-min} = \sum_{a+y}^{x=a} t_{VNM} \quad (4.13)$$

U skladu s prethodnim se vrši punjenje baterije, uz sledeći uslov:

$$e_{Punjenje} \geq \frac{[S_{VNM-Baterija} - S_{VNM-Baterija-min}]}{\mu_{Punjenje}} \quad (4.14)$$

Broj sati y će se odrediti u skladu s vrednošću kapaciteta mrežnog priključka c_{VNM} , odnosno povećaće se za jedan ako $e_{Punjenje}$ postane veće c_{VNM} , a zatim će iz početka krenuti proračun. Kada se ovako izračunato punjenje baterije doda, a od toga oduzme vožnjom umanjen sadržaj dobiće se novi sadržaj baterije:

$$S_{VNM-Baterija} = S_{VNM-Baterija} - t_{VNM} + (e_{Punjenje} * \mu_{Punjenje}) \quad (4.15)$$

Baterijska VNM vozila isporučuju mreži kroz potencijalnu zamenu proizvodnje električne energije iz elektrana e_{PP} i uskladištene električne energije u bateriji koja je raspoloživa nakon što se potrošnja za potrebe saobraćaja podmiri:

$$e_{Inv} = \min[e_{PP}, ((S_{VNM-Baterija} - S_{VNM-Baterija-min}) * \mu_{Inv}), c_{VNM}] \quad (4.16)$$

Proračun novog sadržaja baterije je:

$$S_{VNM-Baterija} = S_{VNM-Baterija} - (e_{Inv} / \mu_{Inv}) \quad (4.17)$$

Kako je predstavljen proračun hidroakumulacije, proračun za sadržaj baterije se ponavlja sve dok sadržaj baterije na kraju ne bude isti onom na početku.

Korak 9. Skladište električne energije se modeluje kao hidroakumulacija kroz elemente: pumpa, turbina i skladište.

Pumpa i turbina se definišu kapacitetom i efikasnošću, a skladište kapacitetom.

Ovako definisane hidroakumulacije se mogu upotrebiti za modelovanje svih vrsta skladišta električne energije. U iste spadaju baterije.

Hidroakumulacija se koristi kako bi se izbegao KVPEE, tako što se pumpom puni akumulacija kad postoji ovaj višak. Raspoloživi kapacitet u skladištu je SCRES - SCRES.

Potrošnja električne energije pumpe e_{Pumpe} se određuje na sledeći način:

$$e_{Pumpe} = \min \left(e_{KVPEE}, (S_{SCRES} - S_{SCRES}) / \alpha_{Pumpe}, C_{Pumpe} \right) \quad (4.18)$$

$$S_{SCRES} = S_{SCRES} + e_{Pumpe} / \alpha_{Pumpe} \quad (4.19)$$

pri čemu je:

- e_{KVPEE} , kritični višak proizvodnje, i $e_{CEEP} > 0$,
- $S_{SCRES} - S_{SCRES}$, raspoloživi kapacitet skladištenja,
- α_{Pumpe} , efikasnost pumpe,
- C_{Pumpe} , maksimalni kapacitet pumpe.

Korišćenjem turbine se prazni akumulacija, menja se uvozni deo kojim se podmiruju potrebe za električnom energijom, a zatim i proizvodnja elektrane u slučaju da je $e_{PP} > 0$.

Sadržaj skladišta S_{SCRES} se određuje kao:

$$S_{SCRES} = S_{SCRES} - e_{Turbine} / \mu_{Turbine} \quad (4.20)$$

a proizvodnja električne energije turbine $e_{Turbine}$ kao:

$$e_{Turbine} = e_{Turbine1} + e_{Turbine2} \quad (4.21)$$

pri čemu ako je $e_{uvoz} > 0$ onda

$$e_{Turbine1} = \min(e_{Uvoz}, S_{CAES} * \mu_{Turbine}, C_{Turbine}) \quad (4.22)$$

a ako je $e_{PP} > 0$ onda

$$e_{Turbine2} = \min(e_{PP}, S_{CAES} * \mu_{Turbine}, (C_{Turbine} - e_{Turbine1})) \quad (4.23)$$

pri čemu su:

- e_{uvoz} , uvoz električne energije,
- e_{PP} , proizvodnja električne energije u elektrani,
- S_{SCRES} , sadržaj skladišta,
- $\mu_{Turbine}$, efikasnost turbine,
- $C_{Turbine}$, maksimalni kapacitet turbine.

Poput slučajeva u koracima 4 i 8, ovaj proračun se ponavlja dok sadržaj skladišta na kraju godine ne bude identičan onom sa početka.

Korak 10. U cilju smanjenja e_{KVPEE} preduzimaju se neki od sledećih koraka:

- smanjenje proizvodnje električne energije iz OIE,

- upotreba kotlova na gorivo koji se koriste za pokrivanje vršne potrošnje, a radi supstitucije proizvodnje iz postrojenja kogeneracije,
- upotreba grejanja na električnu energiju radi supstitucije kotlova na gorivo,
- proizvodnja nuklearne energije u režimu delimičnog opterećenja (inače bi nuklearna energija bila modelovana prema egzogeno datoj krivoj vremenske distribucije).

4.2.2. Pristup tržišno-ekonomske simulacije

Ukoliko se vrši tržišno-ekonomska simulacija razlikuju se opcija sa uključenim taksama (tzv. „poslovna ekonomija”), i opcija koja ih ne uključuje (tzv. „socijalna ekonomija”). Suštinski, polazi se od pretpostavke da svi učesnici na tržištu električne energije posluju na način da njihova energetska postrojenja treba da donesu profit, uz najniže moguće troškove upravljanja sistemom. Određuje se proizvodnja energetskih postrojenja pri kojoj je marginalna proizvodna cena jednaka tržišnoj ceni. Pri tome tržišna cena ima satnu rezoluciju i u svakom satu se određuje kao rezultat ponude i potražnje za električnom energijom. Za postrojenja koja troše električnu energiju se određuje marginalna cena potrošnje. Tu se pre svega misli na uređaje za elektrolizu i toplotne pumpe.

Razlika između potrošnje električne energije d_{Total} i proizvodnje iste e_{Total} se podmiruje neto uvozom. Tržišna cena p_x , se određuje kao:

$$p_x = p_i + \left(\frac{p_i}{p_o}\right) * F * d_{Neto-uvoz} \quad (4.24)$$

gde je:

- p_i , tržišna cena sistema,
- F , cenovna elastičnost (EUR/MWh/MW),
- p_o , osnovni nivo cene za cenovnu elastičnost,
- $d_{Neto-Uvoz}$, trgovina na tržištu.

Uvoz ulazi u proračun sa pozitivnim predznakom, a izvoz sa negativnim. Zbog toga prilikom uvoza rastu tržišne cene, a opadaju u slučaju izvoza.

Kada je proizvodnja električne energije nula izračuna se neto uvoz $d_{Neto-Uvoz}$, kao i tržišna cena p_x , Npr. u slučaju proizvodnje električne energije iz biomase (jednačina je slična i za ostale izvore) balansna proizvodnja se izračunava na sledeći način:

$$BalansnaProizvodnja_{Biomasa} = - \left[\frac{(GPTP_{Biomasa} - p_x)}{(F * p_x / p_o)} - d_{Neto-Uvoz} \right] \quad (4.25)$$

gde su:

- $GPTP_{Biomasa}$, granični proizvodni troškovi proizvodnje energije iz biomase,
- p_x , tržišna cena pre proizvodnje iz biomase,
- F , cenovna elastičnost (EUR/MWh/MW),
- p_o , osnovni nivo cene za cenovnu elastičnost,
- $d_{Neto-Uvoz}$, trgovina na tržištu pre proizvodnje iz biomase,

a sve u ograničenjima kapaciteta elektrane, kao i raspoloživim prenosnim prekograničnim kapacitetima.

Ceo proces se radi etapno, kao što je prikazano na slici 4.8:

Korak 1. Ulazni podaci su cene na tržištu električne energije u satnoj rezoluciji. Njihove promene se obezbeđuju kao satna raspodela za celu godinu. Način na koju utiče razmena sa susednim EES, tj. tržištima se demonstrira kroz cenovnu elastičnost i bazični nivo cene za istu. Za formiranje cene na tržištu se razmatra najbolja poslovno-ekonomska strategija, nakon što se odredi ista za svako postrojenje.

Korak 2. Na osnovu troškova goriva, varijabilnih operativnih troškova, poreza, itd, određuju se marginalni troškovi proizvodnje. Za elektrane, postrojenja kogeneracije i ostala postrojenja iskazuju se marginalni troškovi proizvodnje (odnosno potrošnje) električne energije u EUR/MWh. Ako se radi o skladištima, marginalni troškovi moraju da uzmu u obzir i određene faktore u proračunu.

Kriterijum koji se u modelovanju ispunjava je:

$$p_{prodaja} \geq p_{kupovina} * f_{umnozak} + f_{dodavanje} \quad (4.26)$$

gde su:

- $p_{prodaja}$, tržišna cena električne energije pri prodaji (EUR/MWh),
- $p_{kupovina}$, tržišna cena električne energije pri kupovini (EUR/MWh),
- $f_{umnozak}$, faktor kojim se množi (veći od 1),
- $f_{dodavanje}$, faktor kojim se dodaje vrednost (EUR/MWh).

Korak 3. Cene u EES se određuju uzimajući u obzir sledeće:

- proizvodnju iz OIE,
- potražnju za električnom energijom uključujući fleksibilnu potrošnju.

OIE se uzimaju u obzir na dva moguća načina:

- opcija gde proizvodnja iz OIE može da se obustavi, i to u slučajevima u kojima se javlja negativna cena na tržištu električne energije,
- opcija u kojoj se proizvodnja iz OIE ne može obustaviti, tj. varijabilni OIE neće biti potisnuti u slučajevima gde se javljaju negativne cene na tržištu električne energije.

Korak 4. Određuje se redosled najpovoljnijih, odnosnoj najjeftinijih rešenja za nabavku električne energije kako bi se podmirile potrebe najpre za punjenje električnih vozila i proizvodnju vodonika imajući u vidu promenljivost cena na tržištu električne energije i raspoloživost ograničenih skladišnih mogućnosti.

Za opciju pametnog punjenja električnih vozila i VNM, neophodno je poznavati pomenute faktore ($f_{umnozak}$ i $f_{dodavanje}$) kako bi se odredila optimalna rešenja kupovine i prodaje.

Korak 5. Poznavajući marginalne troškove potrošnje vrši se određivanje redosleda procesa potrošnje električne energije, prema sledećem:

- rešenja za daljinsko grejanje:
 - supstitucija kotlova toplotnim pumpama,
 - supstitucija kotlova uređajima za elektrolizu,
 - supstitucija kotlova električnim kotlom,
 - proizvodnja pare za skladištenje toplote ako je cena električne energije niža od cene goriva za proizvodnju električne energije,

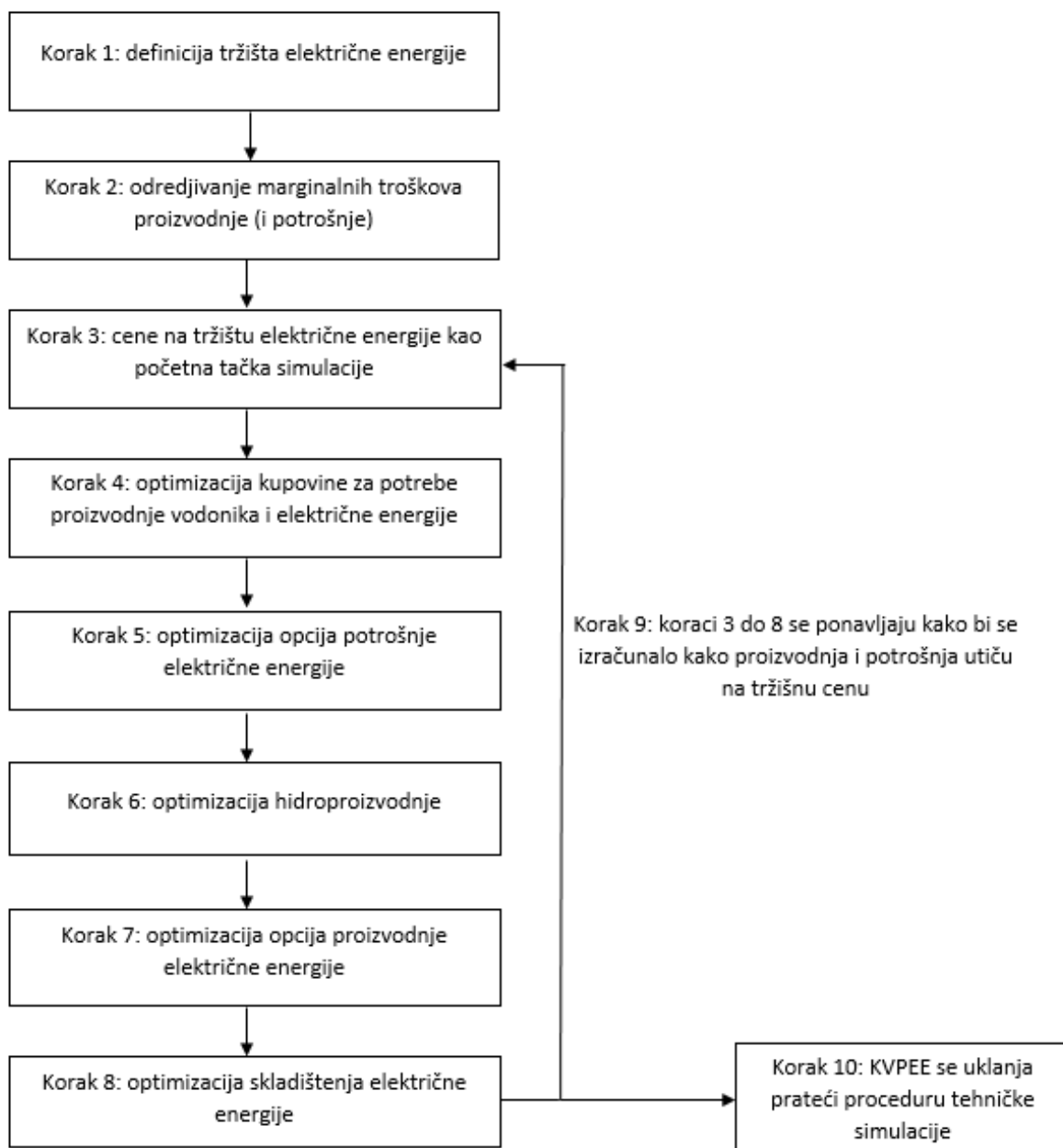
- supstitucija korišćenja električne energije za zagrevanje toplotnim pumpama u individualnim stambenim objektima.

Vrši se optimizacija prema ceni električne energije na tržištu tako što se počinje od rešenja sa najvišim marginalnim troškovima. Svako povećanje potrošnje povećava tržišnu cenu.

Korak 6. Vrši se određivanje najboljeg rešenja za proizvodnju iz solarne energije, zatim za proizvodnju električne energije iz hidroenergetskog potencijala, kao i za prodaju i kupovinu kod reverzibilnih hidroelektrana u pumpnom pogonu. Limitirajući faktor o kojem se mora voditi računa jesu mogućnosti proizvodnje električne energije i skladištenja.

Korak 7. Rukovodeći se marginalnim troškovima, od nižih ka višim, redosled je sledeći:

- nuklearna energija,
- geotermalna energija,
- elektrane kondenzacionog režima,
- postrojenja kogeneracije na biomasu,
- postrojenja kogeneracije kao supstitucija kotlova, toplotnih pumpi i uređaja za elektrolizu u daljinskom grejanju.



Slika 4.8 - Grafički prikaz Faze 3B: Strategija tržišno-ekonomske simulacije

Vrši se optimizacija prema ceni električne energije na tržištu tako što se počinje od rešenja sa najnižim marginalnim troškovima. Svaka promena potrošnje smanjuje tržišnu cenu.

Uzimaju se u obzir mogućnosti prekograničnog prenosa, tako što se postavi ograničenje proizvodnje pojedinačnih postrojenja da izvoz ne pređe prekogranični prenosni kapacitet. U pogledu uvoza, ograničenje se postavlja za kondenzacione termoelektrane tako da reaguje kada se prekorači prekogranični prenosni kapacitet u smeru uvoza.

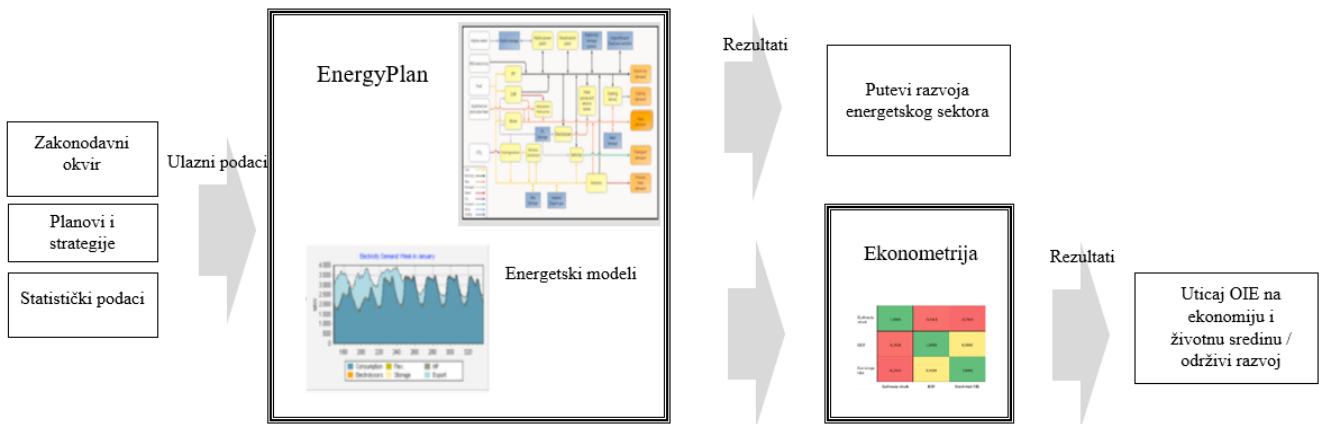
Korak 8. Optimalno rešenje za skladišta, u smislu kupovine i prodaje električne energije se određuje na osnovu $f_{umnožak}$ i $f_{dodavanje}$.

Korak 9. Postupak od koraka 3 do 8 se ponavlja za postrojenja potrošnje nakon što se odredi uticaj proizvodnih postrojenja na cenu na tržištu električne energije.

Korak 10. Procedurom tehničke simulacije (Korak 10) iz Poglavlja 4.2.1. se uklanja KVPEE.

4.3. Ekonometrijski pristup obnovljivim izvorima energije

Nakon što je konstatovan doprinos OIE tranziciji energetskog sistema, važno je identifikovati i evaluirati uticaj čistih tehnologija na životnu sredinu i ekonomiju. U svrhu analiziranja međusobnih uticaja, koriste se izlazni podaci EnergyPLAN simulacija za predviđene scenarije, a prema dijagramu na slici 4.9.



Slika 4.9 – Dijagram tokova podataka

Radi konstatovanja postojanja i procene uticaja OIE na životnu sredinu i ekonomiju se proverava validnost dve pretpostavke: pretpostavka Kuznjecove krive životne sredine i uzročno-posledična povezanost energetike i ekonomskog/privrednog rasta.

Prikaz pretpostavke Kuznjecove krive životne sredine u ovom radu predviđa da se uzmu u obzir specifičnosti neke privrede/ekonomije, istorijskog razvoja i energetskog sistema, odnosno odstupanja od uobičajenog pristupa u naučnoj literaturi.

Jednačinom 4.27 se povezuje karbonski otisak²⁰ (KO), na sledeći način:

$$\ln KO_t = \beta_0 + \beta_1 \ln BDP_t + \beta_2 \ln OIE_t + \epsilon_t \quad (4.27)$$

sa prihodima tj. BDP i potrošnjom OIE. Podaci se preuzimaju iz Global Footprint Network [79] i baze podataka Indikatori svetskog razvoja [80].

U ovom radu je razrađena metodologija za proveru pretpostavke Kuznjecove krive životne sredine koja delimično odstupa od naučnih pristupa u konsultovanoj literaturi. Pretpostavka se zasniva na autoregresivnom modelu distribuiranih docnji (ARDL) [81]. Pomenuta metodologija je predstavljena jednačinom 4.28.

$$\begin{aligned} \Delta \ln KO_t = & \alpha_0 + \sum_{k=1}^{\pi_1} \alpha_{1k} \Delta \ln KO_{t-k} + \sum_{k=0}^{\pi_2} \alpha_{2k} \Delta \ln BDP_{t-k} + \sum_{k=0}^{\pi_3} \alpha_{3k} \Delta \ln OIE_{t-k} \\ & + \phi_1 \ln KO_{t-1} + \phi_2 \ln BDP_{t-1} + \phi_3 \ln OIE_{t-1} + e_t \end{aligned} \quad (4.28)$$

²⁰ Ukupna količina emitovanih GESB.

Iz jednačine 4.28 jednačina je izvedena u kratkoročnu jednačinu 4.29. Za ovo, θ mora biti negativno i značajno.

$$\Delta \ln KO_t = \alpha_0 + \sum_{k=1}^{\pi_1} \alpha_{1k} \Delta \ln KO_{t-k} + \sum_{k=0}^{\pi_2} \alpha_{2k} \Delta \ln BDP_{t-k} + \sum_{k=0}^{\pi_3} \alpha_{3k} \Delta \ln OIE_{t-k} + \theta ECT_{t-1} + e_t \quad (4.29)$$

Primenom Grejndžerovog testa (ne)uzročnosti (uz upotrebu teorija Toda i Yamamoto [82]), uzročno posledična povezanost energije i rasta se proverava. Što se tiče ovog testa, isti može biti komplementaran testu pretpostavke Kuznjecove krive životne sredine, čime se omogućava i predviđa uticaj životne sredine na privredu, a ne samo obratno kao što je prvobitno implicirao model pretpostavke Kuznjecove krive životne sredine. Metodologija Toda i Yamamoto je odabrana s obzirom na njen potencijal da obezbedi da je statistika Valdovog testa dobijena tokom Grejndžerovog testa asimptotski hi-kvadrat²¹.

$$\ln KO_t = \psi_0 + \alpha_1 \ln KO_{t-1} + \dots + \alpha_p \ln KO_{t-p} + \gamma_1 \ln BDP_{t-1} + \dots + \gamma_p \ln BDP_{t-p} + \eta_1 \ln OIE_{t-1} + \dots + \eta_p \ln OIE_{t-p} + \epsilon_{1t} \quad (4.30)$$

$$\ln BDP_t = \zeta_0 + \theta_1 \ln BDP_{t-1} + \dots + \theta_p \ln BDP_{t-p} + \iota_1 \ln KO_{t-1} + \dots + \iota_p \ln KO_{t-p} + \mu_1 \ln OIE_{t-1} + \dots + \mu_p \ln OIE_{t-p} + \epsilon_{2t} \quad (4.31)$$

$$\ln OIE_t = \beta_0 + \pi_1 \ln OIE_{t-1} + \dots + \pi_p \ln OIE_{t-p} + \varpi_1 \ln KO_{t-1} + \dots + \varpi_p \ln KO_{t-p} + \rho_1 \ln BDP_{t-1} + \dots + \rho_p \ln BDP_{t-p} + \epsilon_{3t} \quad (4.32)$$

Zatim, optimalna dužina kašnjenja se određuje korišćenjem kriterijuma informacija: Švarcov informativni kriterijum²², Akaikin informacioni kriterijum²³, Informacioni kriterijum Hane Kvin²⁴, između ostalih, s ciljem da se izbegne serijska korelacija u rezidualima.

Nakon toga se vrši modifikovani Valdov test. Maksimalnim redosledom integracije d_{\max} se uveća ispravni red sistema k . Zatim se procenjuje VAR ($k + d_{\max}$) pri čemu se zanemaruju koeficijenti poslednjeg zaostalog d_{\max} vektora. Na ovaj način, statistika Valdovog testa je asimptotski hi-kvadrat raspoređena sa stepenima slobode ispod nule bez obzira da li je proces nepromenljiv. U svakom slučaju, nulta hipoteza $H_0 : a_1 = a_2 = \dots = a_p = 0$ se testira u odnosu na alternativu $H_A : \text{ne } H_0$. Odbijanje H_0 implicira da postoji Grendžerova uzročnost i jedna od četiri pretpostavke opisane u Poglavlju 3 može biti potvrđena.

²¹ Hi-kvadrat test, takođe napisan kao χ^2 test, jeste test statističke hipoteze gde je distribucija uzorka testirane statistike hi-kvadratna distribucija kad je nulta hipoteza istinita.

²² Švarcov kriterijum je indeks koji pomaže u kvantifikaciji i odabiru najmanje složenog modela verovatnoće među više opcija.

²³ Kada se statistički model koristi za predstavljanje procesa koji je generisao podatke, reprezentacija skoro nikada neće biti tačna, pa će neke informacije biti izgubljene korišćenjem modela za predstavljanje procesa. Ovaj kriterijum procenjuje relativnu količinu informacija koju je izgubio model: što manje informacija model gubi, to je veći kvalitet tog modela.

²⁴ Hannan-Kuinn informacioni kriterijum je mera dobrote usklađenosti statističkog modela i često se koristi kao kriterijum za izbor modela između konačnog skupa modela. Odnosi se na Akaikeov informacioni kriterijum.

4.4. Društveni i politički aspekt energetske tranzicije

Od industrijske revolucije energetske tranzicije su podrazumevale promene institucija i politika koje su definisale upravljanje (ili pre toga uspostavljanje) energetske sistema. Ipak se primećuje tendencija da društveno-političke okolnosti zaostaju za tehnološkim napretkom, a da bi se definisali i postigli ciljevi održivog razvoja moraju se obraditi svi aspekti kreiranja energetske politike, odnosno društveni, politički, ekonomski i tehnički. Energetska tranzicija svakako jeste i društveno-politički fenomen. Društveni i politički aspekt energetske tranzicije su sve češće uključuju u naučne radove, budući da isti mogu ubrzati tranziciju energetske sistema. Ona ne podrazumeva samo tehnološke promene već i razvoj u više dimenzija, uključujući društveno prihvatanje, podršku relevantnih institucija, ali i poslovnog sveta. Uključuje i strategije upravljanja na više nivoa, kombinujući upravljanje po vertikali između mnogih nivoa vlasti i horizontalno između više vladinih i nevladinih organizacija i aktera. Upravljanje energetskom tranzicijom zahteva brojne vrste intervencija na različitim nivoima, koristeći instrumente kao što su porezi, subvencije i zakonska regulativa. Važan činilac su i mediji. Oni, kao komunikacioni kanal, igraju važnu ulogu u razumevanju društveno-političke dimenzije energetske tranzicije i razvoja novih tehnologija. Energetska tranzicija zahteva komunikaciju i interakcije između kreatora politike, potrošača, itd. Mediji takođe pružaju javnosti informacije, oblikuju percepciju javnosti, te utiču i na kreiranje energetske politike.

U prethodnim poglavljima je demonstrirano da se planiranje energetske tranzicije, pre svega, oslanja na modele energetske sistema, na osnovu kojih se simuliraju mogući scenariji u procesu dekarbonizacije. Ovi modeli su tehno-ekonomskog karaktera, dok su društveni i politički aspekti određeni definisanjem scenarija, i egzogeno utiču na rezultate simulacije.

5.

PRIKAZ STANJA ENERGETSKOG SEKTORA SRBIJE

Iznalaženje alternativnih novih puteva za razvoj i dekarbonizaciju energetskog sektora Republike Srbije počiva na poznavanju i razumevanju aktuelnog stanja. U ovom poglavlju su prezentovani struktura i istorijski razvoj energetskog sistema, analiziran zakonsko-regulatorni okvir kojim se reguliše funkcionisanje energetskog sistema, kao i detaljno opisana energetska tržišta. Na osnovu ovog pregleda moguće je sagledati izazove koji utiču na sprovođenje procesa energetske tranzicije u Republici Srbiji. Ovo poglavlje daje odgovore na pitanja iz Poglavlja 1, a predstavlja i osnovu za primenu prezentovane metodologije i kreiranje scenarija u Poglavlju 6.

5.1. Osnovni podaci

Republika Srbija je država čija je privreda zasnovana na konceptu slobodnog tržišta. Prema podacima Republičkog zavoda za statistiku [83], ukupan BDP Republike Srbije u 2021. godini iznosio je 53,33 milijarde evra, dok je BDP po glavi stanovnika 7.803 evra.

Potrošnja ukupno raspoložive energije u 2021. godini je iznosila 2,37 ten po glavi stanovnika. Energetski intenzitet²⁵ je iznosio 5,04 MJ po dolaru (2017 PPP).

Posmatrano po delatnostima, u 2021. godini, najznačajnije učešće u formiranju BDP imali su: sektor prerađivačke industrije 13,0%, sektor trgovine na veliko i malo 11,8%, sektor poslovanja nekretninama 6,8%, sektor poljoprivrede, šumarstva i ribarstva 6,3% i sektor građevinarstva 6,0%.

Krajem 1980-ih godina, na početku ekonomske tranzicije iz samoupravnog socijalističkog modela planske privrede u tržišnu privredu, Republika Srbija je imala mnogo povoljniju poziciju u odnosu na većinu zemalja u regionu. Zbog perioda od 1992. do 1995. godine kada je zemlja bila

²⁵ Potošnja ukupne primarne energije po jedinici BDP (po paritetu kupovne moći).

pod snažnim ekonomskim sankcijama međunarodne zajednice, kao i zbog bombardovanja 1999. godine, ta prednost je izgubljena.

Od početka XXI veka, ekonomija je potpuno liberalizovana što dovodi do ekonomskog rasta koji se može predstaviti eksponencijalnom funkcijom. Poslednjih godina, Republika Srbija je atraktivan prostor za investicije velikih stranih firmi, imajući u vidu niske poreske stope i različite vrste podsticaja za nove investitore.

Ukupna finalna potrošnja električne energije u 2021. godini iznosila je 29,2 TWh²⁶.

Potrošnja električne energije po glavi stanovnika u 2021. godini je iznosila 4,27 MWh/godišnje, što je 70% proseka u Evropskoj uniji²⁷.

Na strani proizvodnje, solarni potencijal (nivo insolacije)²⁸ iznosi (po regijama):

- Severoistok: 1.200 kWh/m²/godišnje
- Jugoistok: 1.550 kWh/m²/godišnje
- Centralna Srbija: 1.400 kWh/m²/godišnje

5.2. Energetski sistem Republike Srbije

5.2.1. Sektor nafte

U oblasti istraživanja i proizvodnje nafte u Republici Srbiji postoji samo jedna kompanija - NIS a.d. Nafta se proizvodi na 64 naftna polja, sa 796 aktivnih bušotina. Kapacitet prerade je 7,3 miliona tona sirove nafte godišnje, u pogonu u Pančevu.

Transport derivata nafte se vrši svim oblicima saobraćaja, kao i cevovodima. Cevovodni transport je monopolska, regulisana delatnost, koju obavlja Javno preduzeće „Transnafta”, za šta naplaćuje uslugu po regulisanim cenama. U delu prometa, same nafte a i njenih derivata, kao i skladištenja istih uključeno je dosta kompanija.

U 2022. godini snabdevanje sirovom naftom (i poluproizvoda) za preradu u rafinerijama je obezbeđeno iz domaće proizvodnje u iznosu od 0,824 miliona tona (20%), a iz uvoza obezbeđena potrebna dodatna količina sirove nafte (i poluproizvoda) u iznosu od 3,227 miliona tona (80%).

Finalna potrošnja u energetske svrhe je iznosila 2,943 miliona tona, od čega u 2022. godini na saobraćaj otpada 80,3%, industriju 11,7%, a na ostale sektore 8%.

5.2.2. Sektor prirodnog gasa

Prirodni gas se u Republici Srbiji proizvodi iz 78 bušotina, mahom iz nalazišta u Autonomnoj pokrajini Vojvodini. Istraživanjem i eksploatacijom prirodnog gasa se jedino bavi NIS a.d.

Budući da domaći gas ne podmiruje potrebe konzuma u zemlji, ostatak potreba se podmirivao većinom iz uvoza iz Ruske Federacije preko Mađarske. Od 2021. godine, kada je u pogon pušten i gasovod „Balkanski tok”, do Republike Srbije stiže ruski gas rutom kroz Bugarsku i Tursku, ukupne dužine 403 km kroz Republiku Srbiju.

Uslugu transporta vrše tri kompanije, „Transportgas Srbija” DOO, „Jugorosgaz-Transport” d.o.o. i od 2021. godine i „Gastrans”.

U delu snabdevanja prirodnim gasom (u šta spada i javno snabdevanje) postoji veliki broj kompanija sa licencom u te svrhe.

Podzemno skladište gasa „Banatski Dvor” d.o.o vrši uslugu skladištenje prirodnog gasa.

²⁶ Ministarstvo rudarstva i energetike, Energetski bilans Republike Srbije za 2019. godinu

²⁷ <https://www.statista.com/statistics/1262471/per-capita-electricity-consumption-europe/>

²⁸ <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/serbia>

Ukupna domaća proizvodnja prirodnog gasa u 2022. godini je iznosila 329,7 miliona m³, a uvozom obezbeđene preostale potrebne količine u iznosu od 2.827,9 miliona m³. Potrebne količine prirodnog gasa u 2022. godini obezbeđene su 10% iz domaće proizvodnje i 90% iz uvoza.

Od ukupno raspoloživih količina prirodnog gasa, za proizvodnju električne i toplotne energije u 2022. godini utrošeno je 1.231,7 miliona m³, odnosno 39%.

Količine za finalnu potrošnju u energetske svrhe su iznosile 1.233,2 miliona m³. U strukturi finalne potrošnje prirodnog gasa industrija učestvuje sa 44,3%, saobraćaj sa 2,6%, domaćinstva 28,5%, javne i komercijalne delatnosti 22,6% i poljoprivreda 2,0%.

5.2.3. Sektor uglja

Potrebne količine uglja za snabdevanje krajnjih potrošača u 2022. godini obezbeđene su najvećim delom tj. 93% iz domaće proizvodnje, a 7% iz uvoza.

U 2022. godini je proizvodnja uglja obezbeđena u sledećim količinama:

- Iz rudnika sa podzemnom eksploatacijom 379,99 hiljada tona;
- Iz površinske eksploatacije 35,05 miliona tona;
- Iz rudnika sa podvodnom eksploatacijom uglja 175,75 hiljada tona.

Lignit u potpunosti dominira sa 98%, a 2% se odnosi na kameni i mrki ugalj. Od ukupne domaće proizvodnje uglja u 2022. godini 87% ove proizvodnje odlazi za proizvodnju električne energije u termoelektranama.

Uvoz uglja u 2022. godini je iznosio oko 2,8 miliona tona, a izvoz oko 0,023 miliona tona.

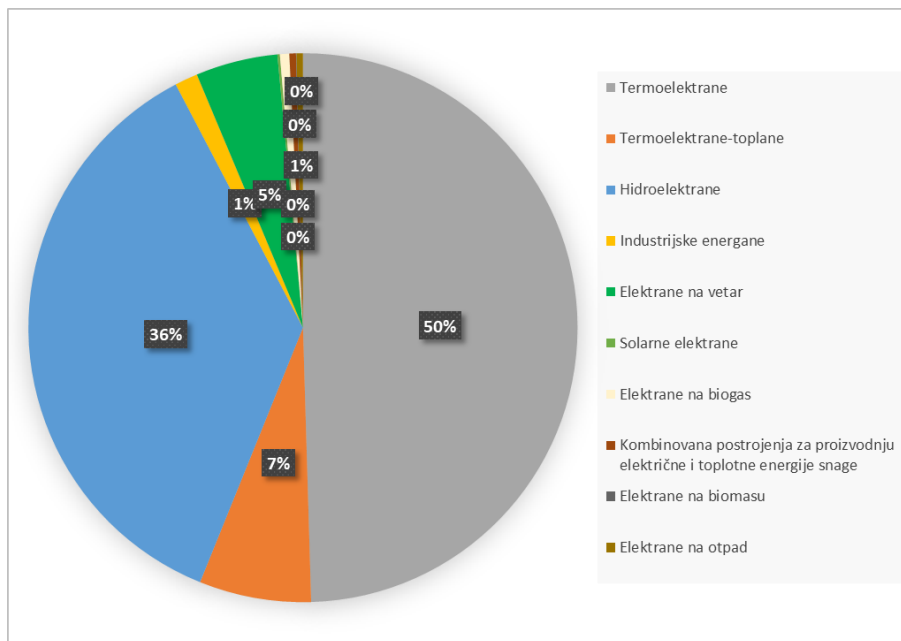
Finalna potrošnja uglja (uključujući visokopećni gas) u 2022. godini je iznosila 0,323 Mten. Industrija učestvuje sa 50%, domaćinstva sa 44%, a ostali sektori sa 6% u strukturi finalne potrošnje za energetske svrhe.

5.2.4. Sektor električne energije

Kapacitet za proizvodnju električne energije u Republici Srbiji (snaga na pragu elektrane) za 2022. godinu iznosi 8.360 MW i obuhvata:

- Termoelektrane (TE), snaga na pragu ovih elektrana iznosi 4.079 MW;
- Termoelektrane-toplane (TE-TO), snaga na pragu ovih elektrana iznosi 543 MW;
- Hidroelektrane (HE), snaga velikih hidroelektrana na pragu elektrana iznosi 2982,59 MW, a snaga svih malih hidroelektrana iznosi 123,92MW;
- Industrijske energane, snage 111,24 MW;
- Elektrane na vetar, snage 397,96 MW;
- Solarne elektrane, snage 11,83 MW;
- Elektrane na biogas, snage 45,109 MW;
- Kombinovana postrojenja za proizvodnju električne i toplotne energije, snage 31,944 MW;
- Elektrane na biomasu, snage 2,38 MW;
- Elektrane na otpad, snage 31,244 MW.

Kapaciteti za proizvodnju električne energije u Republici Srbiji za 2022. godinu su prikazani na slici 5.1.

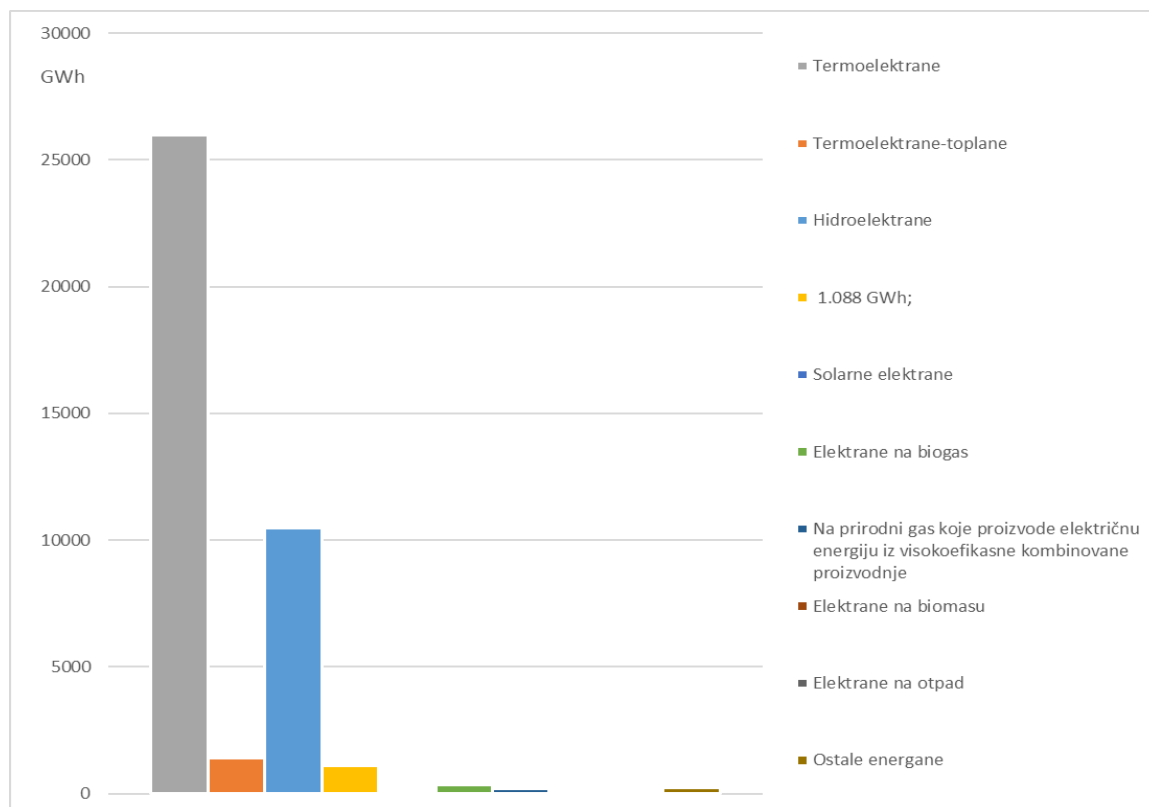


Slika 5.1 - Kapaciteti za proizvodnju električne energije u Republici Srbiji za 2022. godinu

Struktura bruto proizvodnje električne energije u 2022. godini je sledeća:

- Termoelektrane 25.959 GWh ili 65%;
- Termoelektrane-toplane 1.414 GWh ili 3,6%;
- Hidroelektrane 10.472 GWh ili 26,3%;
- Elektrane na vetar 1.088 GWh;
- Solarne elektrane 19 GWh;
- Elektrane na biogas 330 GWh;
- Na prirodni gas koje proizvode električnu energiju iz visokoefikasne kombinovane proizvodnje 197 GWh,
- Elektrane na biomasu 28 GWh;
- Elektrane na otpad 72 GWh;
- Ostale energane 224 GWh.

Struktura bruto proizvodnje električne energije je data na slici 5.2.

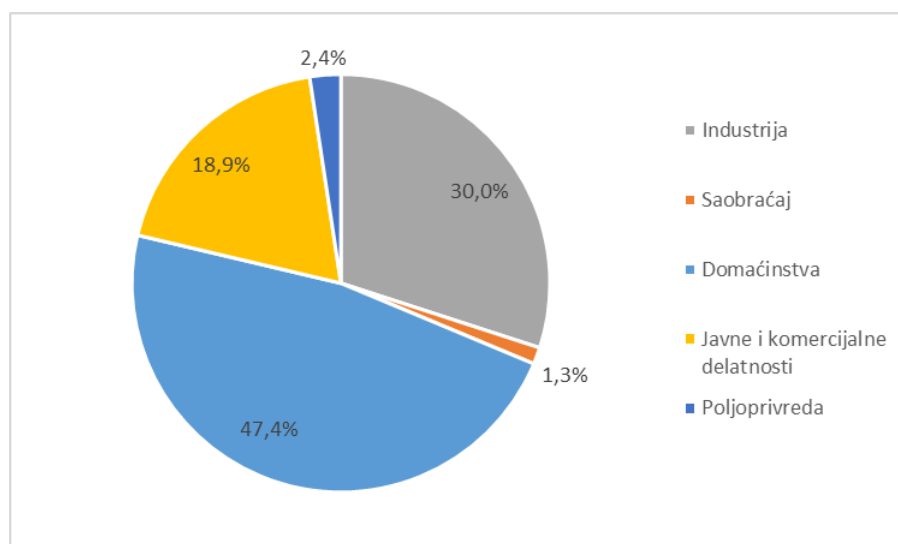


Slika 5.2 - Bruto proizvodnja električne energije u Republici Srbiji za 2022. godinu

Uvoz (uključujući tranzit) električne energije u 2022. godini je iznosio 8.237 GWh.

Izvoz (uključujući tranzit) električne energije u 2022. godini je iznosio sa 5.613 GWh.

Finalna potrošnja električne energije u 2022. godini je iznosila 29.371 GWh (slika 5.3).



Slika 5.3 - Finalna potrošnja električne energije u 2022. godini

U strukturi potrošnje domaćinstva učestvuju sa 47,4%, industrija sa 30%, javne i komercijalne delatnosti sa 18,9%, poljoprivreda sa 2,4% i saobraćaj sa 1,3%.

5.2.5. Sektor toplotne energije

Sistem daljinskog grejanja, čine toplotni izvori, instalisane snage oko 5.986,71 MW od čega je 55,8 MW na biomasu.

Prirodni gas, ugalj, naftni derivati i biomasa se koriste za proizvodnju toplotne energije u toplanama. Potrošnja prirodnog gasa u 2022. godini u toplanama je bila 591,45 miliona m³, uglja 178.311 tona, naftnih derivata 77.547 tona, a biomase 33.316 tona.

Prirodni gas učestvuje sa 75,8%, naftni derivati sa 12,3%, ugalj sa 10,3%, a biomasa sa 1,6% u ukupnoj potrošnji energenata toplana.

Proizvodnja toplotne energije u 2022. godini je iznosila 42.015 TJ. U strukturi proizvodnje, toplane učestvuju sa 55%, industrijske energane sa 21%, termoelektrane sa 6% i termoelektrane toplane sa 18%.

Finalna potrošnja toplotne energije u 2022. godini je u iznosu od 33.704 TJ. U strukturi potrošnje industrija učestvuje sa 26%, a domaćinstva i ostali sektori sa 74%.

5.2.6. Sektor obnovljivih izvora energije

Ukupna proizvodnja primarne energije iz OIE u 2022. godini je iznosila sa 2,439 Mten. OIE su zastupljeni sa 25% u ukupnoj domaćoj proizvodnji primarne energije za 2022. godinu. Najviše je zastupljena čvrsta biomasa sa 62%, hidropotencijal sa 32%, energije vetra sa 4%, dok biogas, energija sunca i geotermalna energija učestvuju sa 2%.

Proizvodnja i potrošnja čvrste biomase obuhvata proizvodnju i potrošnju ogrevnog drveta, peleta i briketa za proizvodnju električne i toplotne energije. U 2022. godini je iznosila 1,616 Mten. U strukturi potrošnje najviše su zastupljena domaćinstva sa 87%, pa industrija sa 12%, a ostali sektori sa 1%. U domaćinstvima se koristi pre svega za potrebe zagrevanja prostorija.

U 2022. godini kapacitet postrojenja na biomasu za proizvodnju električne energije je 2,38 MW a postrojenja na biogas 45,11 MW.

U 2022. godini je proizvodnja električne energije većih hidroelektrana (bez proizvodnje reverzibilne hidroelektrane Bajina Bašta) iznosila 8.503 GWh ili 0,731 Mten.

Proizvodnja električne energije malih hidroelektrana u okviru sistema Akcionarskog društva Elektroprivreda Srbije (u daljem tekstu: AD EPS), kao i malih hidroelektrana u privatnom vlasništvu, u 2022. godini je bilansirana u iznosu od 316 GWh ili 0,027 Mten. Ukupna količina proizvedene električne energije iz hidroelektrana je iznosila 9.871 GWh u 2022. godini, uključujući i reverzibilne hidroelektrane, odnosno bez reverzibilnih elektrana 0,786 Mten za 2022. godinu.

Korišćenje energije sunca u 2022. godini je određeno na 16 GWh.

Korišćenje biogasa u 2022. godini za proizvodnju električne i toplotne energije je određeno na 0,033 Mten.

Korišćenje energije vetra u 2022. godini je iznosilo 960 GWh.

Proizvodnja geotermalne energije u 2022. godini je iznosila sa 0,002 Mten. Količina proizvedene geotermalne energije koristi se isključivo za grejanje.

5.3. Institucionalni i pravni okvir

Republika Srbija je potpisnica Sporazuma o formiranju Energetske zajednice sa EU, čime se obavezala da inkorporira propise EU u oblasti energetike u svoje nacionalno zakonodavstvo, kao i da integriše tržište električne energije i prirodnog gasa sa tržištem EU.

Kao deo procesa pristupanja Republike Srbije EU, u okviru Poglavlja 15 – Energetika, Republika Srbija prilagođava svoje zakonodavstvo EU, radi na primeni već usvojenih zakonskih i podzakonskih propisa, čime usklađuje svoj energetski sistem, kao i nuklearnu sigurnost i zaštitu od jonizujućeg zračenja sa EU. To između ostalog, podrazumeva pitanja tržišne konkurencije i državnih subvencija, uspostavljanje i funkcionisanje tržišta električne energije i prirodnog gasa, obezbeđivanje preduslova za povećanje udela OIE, poboljšanje energetske efikasnosti, itd.

Narodna Skupština Republike Srbije je 2021. godine usvojila četiri zakonska akta koja regulišu sektore rudarstva i energetike: novi Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije (koji je izmenjen i dopunjen 2023. godine) i novi Zakon o energetske efikasnosti i racionalnom korišćenju energije, izmene i dopune Zakona o energetici i Zakona o rudarstvu i geološkim istraživanjima.

Novi zakona o OIE je donet s ambicijom da se stvori potreban ambijent za nove investicije u OIE i povećanje udela OIE u proizvodnom miksu. Pored ostalih novina, ovaj zakon uvodi institut tržišne premije umesto dosadašnjih “fid-in” tarifa, koje će nastaviti da postoje samo za slučajeve malih postrojenja i demonstracione projekte. Novi principi podsticaja treba da prepusti proizvođače uticaju tržišta, i da istovremeno stvore jasan i solidan pravni okvir za investitore.

Zakon donosi veće angažovanje stanovništva u energetske tranziciji kroz uvođenje statusa kupac-proizvođač. Instaliranjem solarnih fotonaponskih panela na krovu zgrade kupci električne energije mogu da proizvode električnu energiju za svoje potrebe sa idejom da tako smanje račun za električnu energiju.

Novim zakonom o energetske efikasnosti i racionalnom korišćenju energije treba da se doprinese uštedi energije, smanjenju uticaja energetske sektora na životnu sredinu i ublažavanje klimatskih promena, itd.

Izmenama i dopunama Zakona o energetici treba da se obezbedi sigurnost snabdevanja energijom i omogući pojava novih učesnika na energetske tržištu. Ujedno se omogućava donošenje Integrisanog nacionalnog energetske i klimatske plana.

Zakon o izmenama i dopunama Zakona o rudarstvu i geološkim istraživanjima ima za cilj da omogući efikasnije i održivije upravljanje mineralnim i drugim geološkim resursima Srbije, kao i povećanje ulaganja u geološka istraživanja i rudarstvo.

5.4. Tarifni sistem za krajnje kupce električne energije

U Republici Srbiji se maloprodajno tržište električne energije sastoji od:

- maloprodajnog tržišta za krajnje kupce koji kupuju električnu energiju na slobodnom tržištu električne energije (komercijalno snabdevanje) i
- maloprodajnog tržišta za krajnje kupce koji kupuju električnu energiju na regulisanom tržištu (garantovano snabdevanje) - domaćinstva i mali kupci.

Ovo tržište je visoko koncentrisano, budući da postoji postoji dominantni snabdevač, AD EPS. Procenat kupaca koji imaju pravo na regulisanu cenu električne energije za krajnjeg korisnika u odnosu na ukupan broj kupaca iznosi preko 97%. Posmatrano po količini isporučene električne energije preko 50% od ukupno potrošene električne energije prodato je po regulisanim cenama krajnjim kupcima u Srbiji.

Veleprodajne cene na SEE Power Exchange (SEEPEX)²⁹ „dan unapred“ tržištu su znatno više od maloprodajne cene na slobodnom tržištu već godinama (osim 2020. godine kada je Covid-19 pandemija nametnula vanredne okolnosti svake vrste [84]) što svakako ne pomaže razvoju ovoga tržišta. Dugoročno posmatrano to ne podstiče nove snabdevače da se pojave na tržištu, i time sprečava dalji razvoj konkurentnosti na tržištu.

Pored toga, veleprodajne cene su znatno više od odobrenih cena nabavljene električne energije za obračun regulisane tarife za krajnje kupce, što onemogućava razvoj maloprodajnog tržišta za kupce električne energije koji imaju pravo na regulisano snabdevanje.

²⁹ Berza električne energije sa sedištem u Beogradu.

6.

PRIMENA MODELA

Cilj ove disertacije je da definiše pravce i strategije za unapređenje tranzicije ka održivom energetsom sistemu zasnovanom na OIE. Ova tema je veoma zastupljena u naučnim krugovima, ali nisu u potpunosti obrađeni svi njeni aspekti, te je u tom smislu podjednako veliki izazov. Za model i simulacije koji su razrađeni i analizirani, kao provera izvedenih istraživanja ispituje se mogućnost da se Republika Srbija osloni na alternativna rešenja u pomenutim strategijama. Ova rešenja su po svojoj prirodi u oblasti tehnologije, ekonomije i društva.

6.1. Pravci razvoja energetskeg sektora Republike Srbije

6.1.1. Strateški plan za energetskeg sektor Republike Srbije

Republika Srbija je započela proces restrukturiranja energetskeg sektora, s fokusom na što većem iskorišćenju potencijala OIE. U tom smislu je usvojen niz odgovarajućih zakonskih akata, s ciljem da se privuku veće investicije u energetskeg sektor. Država je uspostavila prateći pravni okvir koji je doprineo upravljanju rizicima za nove i privatne investitore u energetskeg sektoru, otvorivši prostor i za javnoprivatno partnerstvo. Strategija treba da privuče sredstva za izgradnju novih postrojenja. Ipak, tek 2018. godine udeo OIE je počeo da se značajnije povećava u proizvodnom miksu električne energije.

Cilj Republike Srbije je da 40% svoje potrošnje električne energije pokrije iz OIE do 2040. godine [85], što je za 10% više od stanja u 2020. godini [86]. Ovo povećanje će pomoći u diversifikaciji proizvodnog miksa električne energije, a biće pre svega realizovano kroz nove kapacitete koje koriste potencijal solarne i energije vetra, ali i biomase, geotermalnih izvora, itd. Ujedno će zahtevati i promene u strukturi tržišta električne energije [87].

Na predlog Vlade Republike Srbije, odnosno Ministarstva rudarstva i energetike, Narodna Skupština Republike Srbije je usvojila ključni dokument energetske politike „Strategija razvoja energetike Republike Srbije do 2025. godine sa projekcijama do 2030. godine“ [88].

Deo Strategije, kojom se predlaže tržišno restrukturiranje, kao i tehnološka modernizacija kompletnog energetskeg sektora, se deo odnosi na elektroenergetskeg sektor na koji se disertacija fokusira.

6.1.2. Projekcije potrošnje finalne energije

Model razvoja privrede je zasnovan na modifikovanoj projekciji iz Strategije i politike razvoja industrije Republike Srbije od 2011. do 2020. godine [89], gde je usvojen scenario razvoja privrede do 2025. godine sa prosečnim rastom privrede od oko 3% godišnje.

Za demografsku projekciju, kao osnovu za razmatranje energetske potrošnje, usvojena je projekcija Republičkog zavoda za statistiku sa pretpostavljenom srednjom stopom fertiliteta, prema kojoj dolazi do daljeg opadanja broja stanovnika i to na oko 6,8 miliona do 2030. godine.

Količina energije potrebna za finalnu potrošnju određuje razvoj sektora elektroenergetike i daljinskog grejanja, a i razvoj proizvodnje i uvoz primarnih oblika energije (OIE, uglj, nafta i prirodni gas).

Strategijom su razrađena dva scenarija finalne potrošnje energije na osnovu dokumenta o strategiji razvoja:

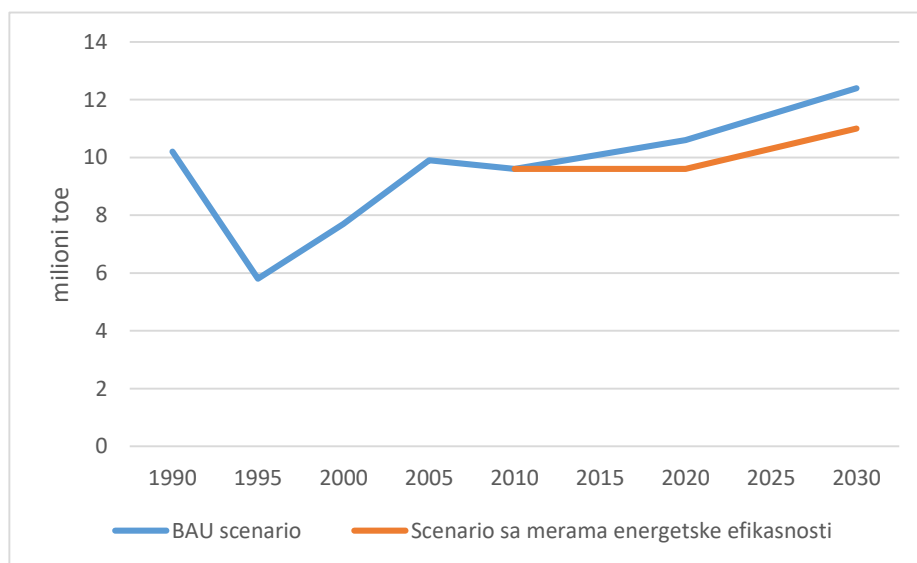
- referentni scenario, i
- scenario sa primenom mera energetske efikasnosti.

U radu je razmatran i treći koji uvažava ambiciozne planove za investiranje u proizvodne kapacitete za proizvodnju električne energije iz OIE.

Prvi scenario „Business as Usual” (u daljem tekstu: BAU) predstavlja dosadašnji način proizvodnje i potrošnje energije. U pogledu prognoziranog rasta potrošnje energije, u sektorima industrije, poljoprivrede i neenergetskoj potrošnji ovaj rast je u korelaciji sa predviđenim privrednim rastom, dok je u saobraćajnom sektoru prognozirani rast potrošnje od 0,5% godišnje. Prosečne stope rasta iz perioda 2001-2010. godina su upotrebljene za simulaciju rasta potrošnje energije u sektorima domaćinstava i ostalih potrošača.

Kao potpisnica Ugovora o osnivanju Energetske zajednice Republika Srbija je preuzela obaveze u skladu sa Direktivom 2006/32/EZ o energetske efikasnosti kod krajnje potrošnje i energetske usluga, shodno čemu je razvijen drugi scenario prema kojem se implementiraju primene mera energetske efikasnosti u svim oblastima energetike. Ove mere se prvenstveno primenjuju u sektoru stanovanja, komercijalnom i javno-uslužnom, industriji i transportu.

Na slici 6.1 su uporedo prikazane projekcije finalne potrošnje energije u ova dva scenarija.



Slika 6.1 - Projekcija potrošnje finalne energije prema scenariju

Ako posmatramo oba scenarija, 2030. godine proizvodni sektori (industrija, poljoprivreda, neenergetska potrošnja) bi trošili oko 45% finalne energije, a potrošnja u sektoru domaćinstva trebalo da opadne za oko 5%. Sektor saobraćaja bi takođe trebalo da zabeleži pad od 2-3% [88].

Prognozira se povećanje potrošnje OIE, toplotne energije i prirodnog gasa, a smanjenje korišćenja uglja i derivata nafte u sektoru domaćinstva, javnom i komercijalnom sektoru. Predviđa se i manje korišćenje električne energije za toplotne potrebe. U sektoru saobraćaja se predviđa veće korišćenje biogoriva.

Ono što se u sva tri scenarija predviđa jeste da će potrošnja električne energije da beleži rast do 2030. godine, budući da se predviđa rast privrede, koji čak i u slučaju scenarija sa merama energetske efikasnosti nadilazi uštede koje te mere predviđaju.

6.1.3. Plan proširenja proizvodnje električne energije do 2030. godine

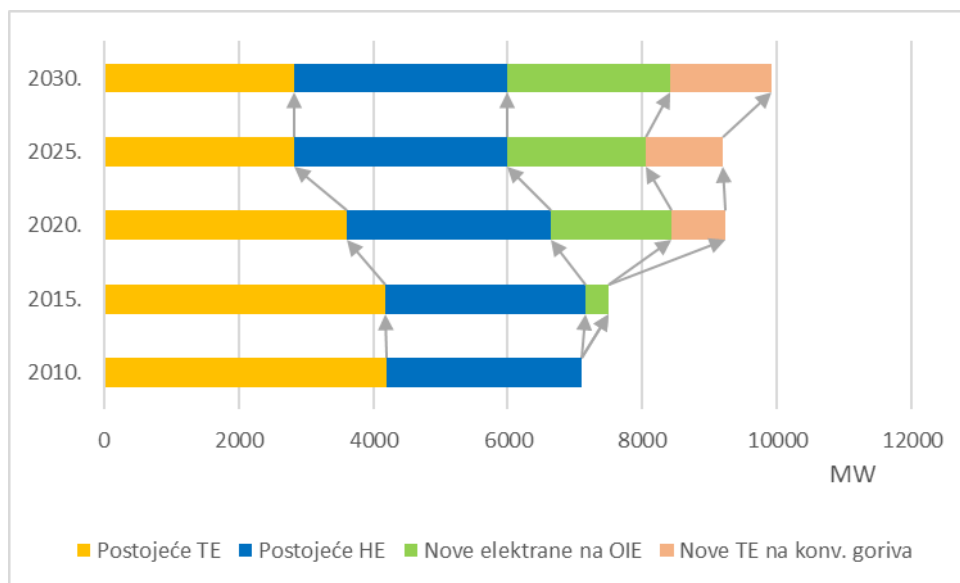
Revitalizacije postojećih termoelektrana je uzrokovana primenom Direktive o velikim ložištima³⁰ [90], zbog čega će se ugraditi postrojenja za odsumporavanje, denitrifikaciju dimnih gasova, kao i elektrofilteri visoke efikasnosti. Potrebna su velika ulaganja (oko 634,5 miliona evra) u modernizaciju termoenergetskih blokova snage preko 300 MW (blokovi TENT A3-A6, TENT B1-B2, Kostolac B1-B2 ukupne instalisane snage 3.160 MW i prosečne godišnje proizvodnje od oko 19.000 GWh). Povlačenje blokova snage ispod 300 MW (TENT A1 i A2, Kostolac A1 i A2, Morava, Kolubara, Panonske elektrane) je predviđeno do 2024. godine. Prosečna godišnja proizvodnja ovih blokova je oko 6.000 GWh. U pogledu vremenskih rokova moguće su različite opcije razvoja elektroenergetskog sektora, koje podrazumevaju ceo set projekata raznih investitora (Tabela 6.1) [88].

Tabela 6.1 - Potencijalni projekti izgradnje novih elektrana

Naziv projekta	Instalisana snaga
TENT B3	750 MW
TE Kolubara B	2 x 375 MW
TE Kostolac B3	350 MW
TE Novi Kovin	2 x 350 MW
TE Štavalj	300 MW
TE-TO Novi Sad	340 MW
TE-TO na prirodni gas	860 MW
HE Velika Morava	147,7 MW
HE Ibar	117 MW
HE Srednja Drina	321 MW
RHE Bistrica	4 x 170 MW
RHE Đerdap 3 (I faza)	2 x 300 MW
Mini HE	387 MW

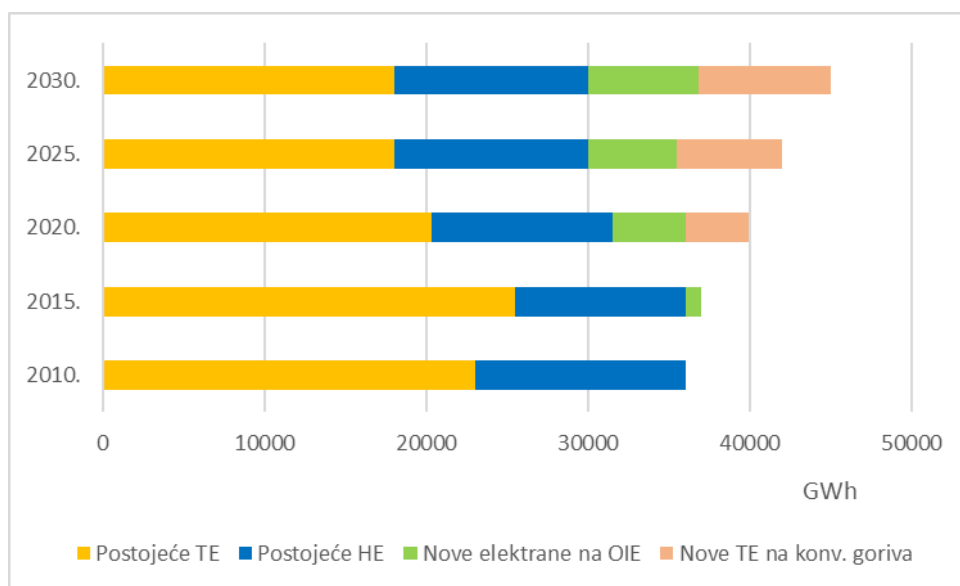
Na slici 6.2 je dat projektovani razvoj novih proizvodnih kapaciteta iz OIE prema kojem se podmiruju potrebe potrošnje električne energije prema (u smislu potrošnje) najzahtevnijem scenariju.

³⁰ Predviđa smanjenje emisije SO₂, NO_x i čestica iz termoelektrana, koji je jednak ili veći od 50 MW, bez obzira na vrstu goriva.



Slika 6.2 - Proizvodni kapaciteti u periodu do 2030. godine

Na slici 6.3 je data projekcija ukupne proizvodnje iz postojećih i novih postrojenja.



Slika 6.3 - Projekcija proizvodnje električne energije u periodu do 2030. godine

Imajući u vidu veoma ambiciozne planove za ulaganje u nove kapacitete zasnovane na korišćenju intermitentnih OIE povećanje fleksibilnosti sistema je od presudne važnosti. Za balansiranje snage u sistemu neophodna je izgradnja novih reverzibilnih hidroelektrana kao i skladišta energije (koja prepoznaje nova verzija Zakona o energetici [91]). Izgradnja novih reverzibilnih hidroelektrana Bistrica i/ili Đerdap 3 bi doprinela većem kapacitetu za balansiranje električne energije u sistemu. Navedena investicija bi omogućila i održavanje potrebnog nivoa stabilnosti EES i u slučaju ispada velikih blokova u termoelektranama.

6.2. Primena metodologije

Da bi se ostvarili zahtevni ciljevi dekarbonizacije, osnovni sveopšteprihvaćeni uslov je povećanje učešća OIE u proizvodnom miksu električne energije, a koji su mahom (solarna i energija vetra) varijabilni, što nameće EES potrebu za dodatnom fleksibilnošću. Potrebno je da sistem ima mogućnost brzog odziva promenama na strani proizvodnje. Takva promenljivost utiče na balans proizvodnje i potrošnje, frekvenciju i napon u sistemu, kao i sigurnost snabdevanja električnom energijom. Postizanje balansa proizvodnje i potrošnje, kao i ispunjavanje striktnih zahteva u pogledu frekvencije i napona u mreži, se obezbeđuje radom proizvodnih postrojenja koji imaju tu mogućnost (npr. hidroelektrana, elektrana na prirodni gas), ali i korišćenjem skladišta električne energije, itd.

Uzrokovano prirodom samih OIE, varijabilni OIE proizvode promenljive količine energije, koje su različite tokom dana, čak i u okviru jednog sata. Upravljanje ovim promenama se radi planiranjem s visokom rezolucijom, odnosno ne samo dnevno već i satno. U zemljama koje imaju veliko učešće varijabilnih OIE u proizvodnom miksu pojavio se dodatni nusefekat, a to je veoma niska cena električne energije na spot tržištu budući da se spot cena određuje kao „system marginal price“ a ovi izvori imaju nultu marginalnu cenu. Kad god je potrošnju moguće podmiriti proizvodnjom iz OIE pojavljuju se veoma niske cene [92] ili čak negativne [93].

Sve veći udeo OIE uzrokovao je velike fluktuacije cena električne energije. Negativne cene su posledica principa da se na slobodnom tržištu cena određuje ponudom i potražnjom. Takve cene se pojavljuju u uslovima istovremene niske potražnje za električnom energijom i velike ponude električne energije iz postrojenja koja karakteriše nefleksibilna proizvodnja iste. Ovaj fenomen se najčešće pojavljivao za državne/verske praznike (poput Božića), koje karakterišu pomenuta potrošnja i proizvodnja. Proizvođači koji očekuju veliku proizvodnju iz svojih postrojenja na vetar i sunčevu energiju nude električnu energiju po negativnoj ceni na berzi. To rade i proizvođači koji u svom portfoliju imaju konvencionalne elektrane (npr. nuklearne elektrane, elektrane na lignit, itd.) usled tehničkih razloga, kao što su nefleksibilnost (promene snage), veliki troškovi gašenja i ponovnog puštanja u pogon postrojenja, ili pak usled obaveza preuzetih u pogledu obezbeđivanja stabilnosti rada EES. Pored toga određena konvencionalna postrojenja unapred prodaju svoju proizvodnju električne energije kroz tzv. „futures“³¹ ugovore [94], te nisu u mogućnosti da smanje proizvodnju, ili su pak u obavezi da održe proizvodnju da bi se obezbedila toplotna energija za određene procese (npr. daljinsko grejanje).

Uspešna integracija varijabilnih OIE u EES podrazumeva: angažovanje elektrana s brzim odzivom (na prirodni gas, npr.) [95], skladištenje energije [96], „demand response“ [97], unapređenje mreže [98, 99], virtuelne elektrane³² [100] i kombinaciju različitih energetske sektora u „pametni sistem“ [6].

Modelovanje prelaska EES na sistem OIE podrazumeva:

- poznavanje strukture energetske sektora sa aspekta potrošnje električne energije,
- činjenicu da je predvidljivost pojedinih OIE (solarna i energija vetra) slaba, zbog čega je potrebno vršiti analize sa satnom rezolucijom (da bi se uzele u obzir promene količine električne energije proizvedene iz ovih OIE),
- poznavanje isplativosti pojedinačnih resursa, i ekonomske efekte istih,
- razradu najbolje opcije sa aspekta tehničkih mogućnosti i troškova ulaganja i proizvodnje,
- proveru mogućnosti uvoza i izvoza energije, iz perspektive EES,

³¹ Ugovori za kupoprodaju određene količine električne energije, po određenoj ceni, za transakciju na određeni datum (period) u budućnosti.

³² Mreža decentralizovanih izvora energije koji su grupisani zajedno kako bi obezbedili pouzdano napajanje za korisnike energije. Ovi izvori energije mogu doći u tri primarna oblika: postrojenja za proizvodnju električne energije srednjeg obima (vetroparkovi i solarni parkovi), fleksibilni potrošači električne energije i fleksibilni sistemi za skladištenje energije.

- procenu posledica po životnu sredinu (emisije GESB), i
- razradu i poređenje različitih scenarija.

6.2.1. Primena alata za modelovanje

Kako je već detaljnije opisano u Poglavlju 4, postoji niz alata za energetska modeliranje. Najjednostavnija podela energetskih modela na i) egzogene i ii) endogene. Ovom podelom, prema njihovoj nameni:

i) prvi modeli počivaju na optimizaciji investicija s ciljem da se dobiju karakteristike EES prema određenim pretpostavkama, gde korisnik definiše parametre, te je moguće analizirati više različitih scenarija;

ii) drugi modeli se zasnivaju na optimizaciji investicija s ciljem da se dobije optimalni dizajn EES.

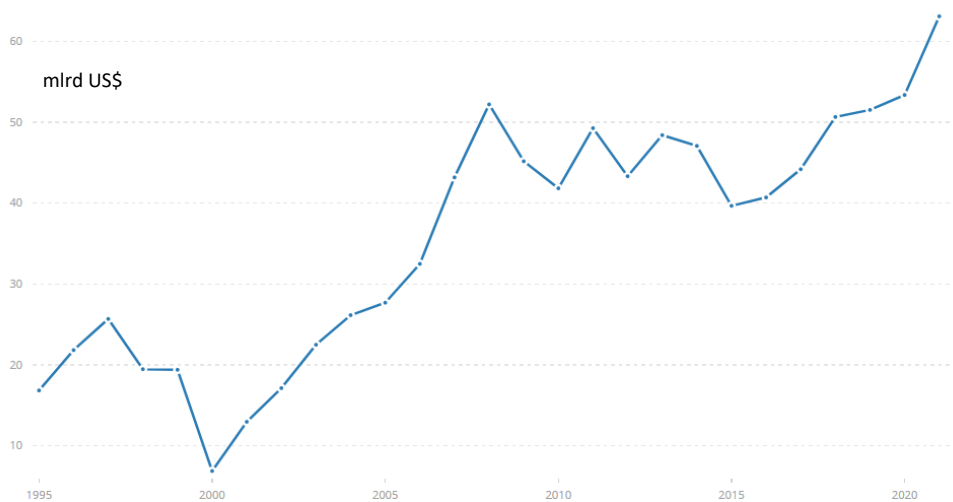
EnergyPLAN omogućava satne simulacije, a istovremeno i analizu EES za koje postoji ambicija da se u njih integriše veliki udeo OIE, čak do 100%. Veoma je pogodan za analiziranje promenljivosti varijabilnih OIE, što omogućava optimizaciju proizvodnog miksa sa satnom rezolucijom [101]. U pomenutim slučajevima je pitanje promenljivosti proizvodnje iz OIE veoma značajno, budući da je neopohodno obezbediti balans proizvodnje i potrošnje u svakom trenutku. EnergyPlan spada u determinističke modele [102].

Korišćenjem ovog alata u disertaciji je omogućeno detaljno ispitivanje sezonskih varijacija u proizvodnji električne energije iz varijabilnih OIE kao što su biomasa, vetar, hidro i solarna energija (budući da dozvoljava visoku vremensku rezoluciju), jer je moguće uraditi simulaciju proizvodnje električne energije na satnom vremenskom horizontu. Već je istaknuta mogućnost ovog alata da vrši ekonomske simulacije (tržišta). U ovom radu je urađena ova simulacija (uz analizu osetljivosti) da bi se odredili i kvantifikovali spoljni uticaji na EES, poput efekata zakonskih mera (kao što je npr. visina CO₂ takse) na proizvodni miks ili kamatnih stopa na kredite iz kojih se finansira investicija, na jediničnu proizvodnu cenu električne energije.

6.2.2. Definisane skupa podataka i scenarija

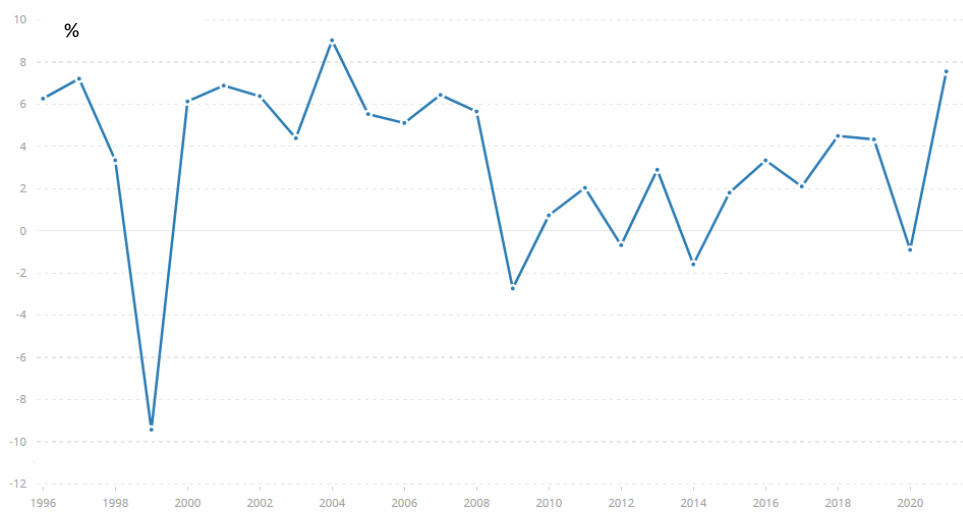
U cilju procene strategije energetskog planiranja, razmatrana su tri scenarija, od kojih su dva prepoznata Strategijom razvoja energetike Republike Srbije do 2025. godine sa projekcijama do 2030. godine. Obraden je veliki broj raznorodnih podataka, koji su upotrebljeni za izradu scenarija, a koji između ostalih, uključuju:

- u kategoriji makroekonomskih pokazatelja:
 - o BDP (slika 6.4) [9],



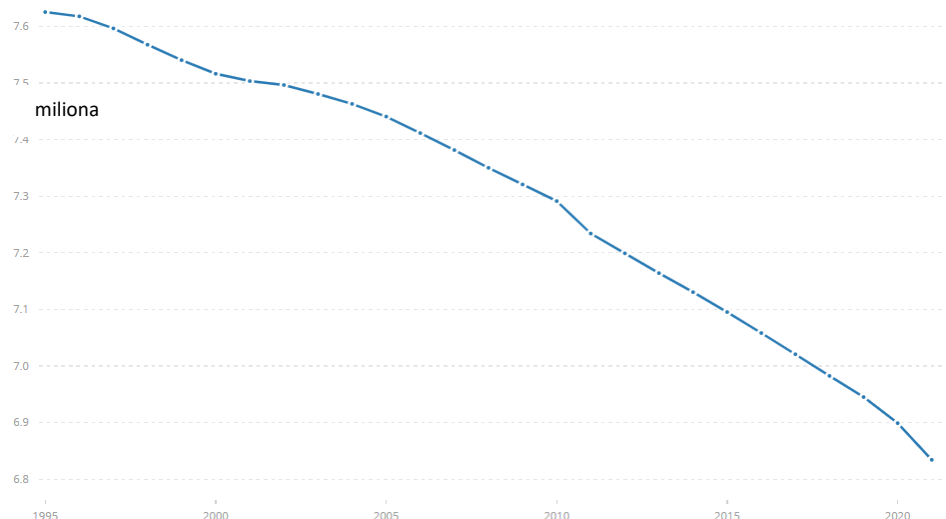
Slika 6.4 - BDP Republike Srbije u periodu 1995-2022. god.

- godišnju stopu rasta BDP (slika 6.5) [9],



Slika 6.5 - Rast BDP Republike Srbije u periodu 1995-2022. god.

- u kategoriji demografskih podataka:
 - ukupan broj stanovnika,
 - smanjenje broja stanovnika [9],



Slika 6.6 - Smanjenje broja stanovnika Republike Srbije u periodu 1995-2022. godine

- podatke o električnoj energiji koji odgovaraju 2021. godini (odnosno u periodu do 2021. godine) iz Energetskog bilansa Republike Srbije za 2021. godinu, o:
 - potrošnji električne energije,
 - uvozu i izvozu električne energije,
 - gubicima električne energije,
 - snazi elektrana,
 - efikasnosti,
 - istorijskoj proizvodnji,
- podatke dobijene sa ENTSO-e Transparency Platforme³³ za 2021. godinu o:
 - satnoj raspodeli proizvodnje električne energije,
 - satnoj raspodeli potrošnje električne energije,
 - cenama električne energije,
- podatke iz izveštaja „Troškovi proizvodnje energije iz obnovljivih izvora u 2021.“ [103] o:
 - investicionim troškovima,
 - fiksnim i varijabilnim troškovima rada i održavanja.

6.2.2.1. Business-as-usual (BAU) scenario

BAU scenario predstavlja simulaciju energetskog sistema Republike Srbije između 2021. i 2030. godine. Ovaj scenario ne uzima u obzir buduće energetske politike ili propise, već se oslanja na simulaciju „status quo“ iz 2021. kako je opisano u energetskom bilansu za tu godinu. Na strani potrošnje je uvažena stopa rasta kako je predočeno u Strategiji razvoja energetike Republike Srbije do 2025. godine sa projekcijama do 2030. godine (ove stope rasta su ekvivalentne prosecima iz poslednjih pet godina).

BAU scenario se koristi za proveru modela, upoređivanjem dobijenih rezultata sa vrednostima iz stvarnog rada energetskog sistema za 2021. godinu, i služi kao referentni scenario za procenu alternativnih. Validacijom modela se verifikuje pouzdanost i tačnost rezultata dobijenih za alternativne scenarije.

³³ <https://transparency.entsoe.eu/>

6.2.2.2. Scenario sa primenom mera energetske efikasnosti

Ovaj scenario promoviše energetska efikasnost u svojevrsan pseudoenergetski izvor. Ujedno predstavlja bazu za energetska politiku koja bi bila usmerena na to da potrošnja finalne energije u Republici Srbiji uključi primenu mera energetske efikasnosti. Privredni razvoj zemlje iziskuje veću potrošnju energije, međutim neophodno je pored sveobuhvatne primene mera za povećanje energetske efikasnosti obezbediti i veće iskorišćenje OIE.

Navedeni scenario je takođe modeliran koristeći alat EnergyPLAN vršeći tehničku analizu energetskeg sistema.

6.2.2.3. Zeleni scenario

Motivacija za ovaj scenario se nalazi u činjenici da je Republika Srbija unapredila postojeću i donela novu (do nedavno nedostajuću) zakonsku regulativu kojom se otvara mogućnost velikih investicija u OIE. To je podstaklo potencijalne investitore da iskažu zainteresovanost za izgradnju novih postrojenja, te je Operator prenosnog sistema „Elektromreža Srbije” AD zaprimio zahteve za priključenje novih elektrana na vetar i sunčevu energiju ukupne snage do 14.000 MW³⁴. Imajući u vidu da je ukupna instalisana snaga svih već priključenih postrojenja na EES Republike Srbije 8.360 MW, Operator prenosnog sistema „Elektromreža Srbije” AD je obustavio proces rešavanja zahteva, objašnjavajući to potrebom „očuvanja sigurnosti rada EES”. Iz ovog razloga je Zeleni scenario modelovan priključenjem novih proizvođača iz OIE instalisane snage 50% od ukupnog već priključenog kapaciteta.

Uz implementaciju mera energetske efikasnosti, dopunom preostale nedostajuće zakonske i podzakonske regulative, primenom ovog scenarija bi se krupnim koracima napredovalo u energetskej tranziciji i značajno doprinelo smanjenju emisije GESB.

6.2.3. Analize osetljivosti

EES koji uključuju sve veći udeo OIE moraju imati određeni nivo fleksibilnosti da bi mogli da funkcionišu bez ugrožavanja sigurnosti snabdevanja. Na mogućnosti u ovom pogledu utiču i netehnički faktori, kao što su mere politike, npr. postojanje i visina CO₂ takse, ili pak ekonomske mere, kao što su visina kamatne stope po kojoj se privredni subjekti zadužuju radi investiranja projekata u oblasti OIE.

U ovom radu su urađene analize osetljivosti, kojima se procenjuje uticaj prethodnih faktora na proizvodni miks i jediničnu cenu proizvodnje električne energije.

6.2.3.1. Iznos CO₂ takse

CO₂ taksa se smatra veoma snažnim „oružjem” za smanjenje emisije GESB. Njom se destimuliše proizvodnja električne energije iz izvora na fosilna goriva, a stimuliše proizvodnja iz izvora koji koriste čiste tehnologije. CO₂ taksa varira u zavisnosti od zemlje, ali u Evropi se u vreme pisanja ovog rada kreće oko 81 EUR/tCO₂³⁵. Od uvođenja trgovine CO₂ sertifikatima 2005. godine, cena istih je varirala u rasponu od 0,01 EUR/tCO₂ do 104,80 EUR/tCO₂³⁶ (slika 6.7).

³⁴ <https://www.elektroenergetika.info/m/srceli.php?sifra=8611&strana=>

³⁵ Cena na dan 20.01.2023. god.

³⁶ <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>



Slika 6.7 – Vrednost CO₂ sertifikata u EUR/tCO₂ od 2005-2023. god.

Iako se u Republici Srbiji ne primenjuje ova vrsta takse, u scenarijima je uzeta u obzir cifra od 81 EUR/tCO₂. Da bi se izmerio uticaj ove mere politike na energetski sistem, izvedena je analiza osetljivosti za Zeleni scenario. Ova analiza podrazumeva primenu tri iznosa takse, odnosno 46, 81 i 117 EUR/tCO₂. Ovi iznosi odgovaraju taksama koji se primenjuju u Kanadi, na Evropskoj energetskoj berzi - EEX PX³⁷ i Švajcarskoj [104].

6.2.3.2. Iznos kamatne stope

Projekti OIE su kapitalno intenzivni, zahtevaju velika investiciona ulaganja, a potrebno je duže vreme da se pokrenu i ostvare efekte. Zbog toga su ukupni troškovi kapitala za OIE osetljiviji na promenu uslova finansiranja, rasapoloživost kapitala, visinu kamatnih stopa. Značajna komponenta troškova proizvodnje, mereno nivelisanim troškom električne energije (LCOE³⁸), je određena ponderisanim prosečnim troškovima kapitala (WACC).

WACC je od suštinskog značaja za ulaganja u OIE. Ovu komponentu cene kapitala određuju različiti makroekonomski faktori, faktori vezani za svaku državu posebno, za energetski i finansijski sektor, vrstu tehnologije, itd. Zbog toga monetarna politika, uslovi na nivou finansijskog sektora, imaju direktne posledice na cenu kapitala.

WACC zavisi od cene duga i troškova kapitala za finansiranje projekta. Sa višim kamatnim stopama poskupljuje pozajmljivanje kapitala potrebnog za projekte OIE, zbog čega su veoma često jedna od važnih prepreka za značajniju zastupljenost OIE [105]. Da bi se u tom pogledu potpomogao lakši prodor OIE često se u svetu primenjuju podsticaji u vidu državnih zajmova i subvencija. Nude se niže kamatne stope za projekte proizvodnje energije iz OIE.

U vreme pisanja ovog rada uobičajena kamatna stopa je oko 6%, te je ista pretpostavljena u razmatranim scenarijima, iako je prisutan trend rasta kamatnih stopa na globalnom finansijskom tržištu. Da bi se izmerio uticaj različitih kamatnih stopa na jedinične troškove električne energije u 2030. godini, izvršena je analiza osetljivosti korišćenjem rezultata sva tri scenarija. Ispitane su dodatne kamatne stope od 1%, 5% i 10%.

Jedinični troškovi električne energije (JTee) za sve izvore energije su:

³⁷ Berza električne energije i CO₂ sertifikata, sa sedištem u Nemačkoj.

³⁸ Mera prosečne neto sadašnje cene proizvodnje električne energije za proizvodno postrojenje tokom njegovog životnog veka. Koristi se za planiranje investicija i za upoređivanje različitih metoda proizvodnje električne energije. LCOE predstavlja prosečan prihod po jedinici proizvedene električne energije koji bi bio potreban za nadoknadu troškova izgradnje i rada proizvodnog postrojenja tokom pretpostavljenog finansijskog veka trajanja.

$$JTe = \frac{\frac{Inv * k}{1 - (1+k)^{-n}} + VRO + FRO}{Pee} \quad (6.1)$$

gde su:

- Inv, suma godišnjih investicija,
- VRO, varijabilni troškovi rada i održavanja,
- FRO, fiksni troškovi rada i održavanja,
- Pee, proizvodnja električne energije merena u kWh.

Podaci su dobijeni iz rezultata modela. EnergyPLAN obezbeđuje godišnje ekonomske troškove podeljene na troškove goriva, varijabilne i fiksne troškove rada i održavanja, investicione troškove, troškove emisije CO₂ i troškove razmene električne energije. Ovo ne uključuje druge potencijalne društveno-ekonomske posledice održivih energetske sistema kao što su otvaranje radnih mesta, poboljšanje trgovinskog bilansa, itd.

7.

REZULTATI I DISKUSIJA

Na osnovu metodološkog pristupa i odabranih alata opisanih u Poglavlju 4, u ovom poglavlju je urađena validacija referentnog modela, predstavljeni rezultati razmatranih scenarija iz Poglavlja 6, kroz upoređenje ponude i potražnje za primarnom energijom, emisije GESB, proizvodnje i potrošnje električne energije, udela OIE i troškova. Dodatno je urađena analiza osetljivosti jedinične cene električne energije na iznos CO₂ takse i visinu kamatne stope u uslovima zaduživanja.

7.1. Validacija referentnog modela

Nakon što je urađena simulacija, model treba proveriti tako što se podaci dobijeni simulacijom uporede sa zvanično objavljenim podacima iz Energetskog bilansa Republike Srbije za 2021. godinu. Ovaj postupak je od suštinskog značaja kako bi se simulacija modela za budućnost mogla smatrati preciznom. Detaljni pregled rezultata je dat na slici 7.1.

Results

\$\$\$\$\$ WARNING: Critical Excess Electricity Production \$\$\$\$\$

EnergyPLAN model 16.22
 RESULT: Data-set: Serbia Scenario 2021.txt
 Technical regulation no. 2
 Critical Excess Regulation Strategy: 000000000

OVERVIEW OF INVESTMENT COSTS Interest Rate: 6.0%

		COSTS (M EUR):			Total Inv. Annual Inv. Fixed			Total Inv. Annual Inv. Fixed		
		Costs	Costs	O&M	Costs	Costs	O&M	Costs	Costs	O&M
Solar thermal		0	0	0						
Small CHP units		0	0	0						
Heat Pump gr. 2		0	0	0						
Heat Storage CHP		0	0	0						
Large CHP units		494	43	12						
Heat Pump gr. 3		0	0	0						
Heat Storage Solar		0	0	0						
Boilers gr. 2 and 3		2163	189	76						
Large Power Plants		4554	397	178						
Wind		456	40	10						
Wind offshore		0	0	0						
Photo Voltaic		0	0	0						
Wave power		0	0	0						
River of hydro		2026	129	41						
Hydro Power		1254	80	25						
Hydro Storage		0	0	0						
Hydro Pump		0	0	0						
Nuclear		0	0	0						
Geothermal Electr.		0	0	0						
Electrolyser		0	0	0						
Hydrogen Storage		0	0	0						
Charge ell storage		1173	74	23						
Discharge ell storage		0	0	0						
Ell storage cap		0	0	0						
Indv. boilers		0	0	0						
Indv. CHP		0	0	0						
Indv. Heat Pump		0	0	0						
Indv. Electric heat		0	0	0						
Indv. Solar thermal		0	0	0						
BioGas Upgrade		0	0	0						
Gasification Upgrade		0	0	0						
DHP Boiler group 1		0	0	0						
Waste CHP		0	0	0						
Absorp. HP (Waste)		0	0	0						
Biogas Plant		0	0	0						
Gasification Plant		0	0	0						
BioDiesel Plant		0	0	0						
BioPetrol Plant		0	0	0						
BioJPPlant		0	0	0						
Tidal Power		0	0	0						
CSP Solar Power		0	0	0						
Carbon Recycling		0	0	0						
Methanation		0	0	0						
Liquidation + JP		0	0	0						
Desalination Plant		0	0	0						
Water storage		0	0	0						
Gas Storage		0	0	0						
Oil Storage		0	0	0						
Methanol Storage		0	0	0						
Interconnection		0	0	0						
Geothermal Heat		0	0	0						
Indust. Excess Heat		0	0	0						
Indust. CHP Electr.		0	0	0						

ANNUAL CO2 EMISSIONS (Mt):	
CO2-emission (total)	39.109
CO2-emission (corrected)	37.591

SHARE OF RES (incl. Biomass):	
RES share of PES	16.0 percent
RES share of elec. prod.	35.8 percent
RES electricity prod.	11.43 TWh/year

ANNUAL FUEL CONSUMPTIONS (TWh/year)		TOTAL:		HOUSEHOLDS:	
Fuel Consumption (total)	149.08				
CAES Fuel Consumption	0.00				
Fuel (incl. Biomass excl. RES)	137.65				
Fuel Consumption (incl. H2)	149.08				
Fuel Consumption (corrected)	142.86				
Coal Consumption	74.41	2.73			
Oil Consumption	30.73	0.02			
Ngas Consumption	20.08	2.31			
Biomass Consumption	12.43	11.93			
Nuclear Fuel Consumption	0.00				
Waste Input	0.00				
V2G Pre Load Hours	0.00				

ANNUAL COSTS (M EUR)		TOTAL:		VARIABLE:		BREAKDOWN:	
Fuel ex. Ngas exchange	4555						
Coal		499					
FuelOil		576					
Gasoil/Diesel		2097					
Petrol/JP		901					
Gas handling		348					
Biomass		135					
Food income		0					
Waste		0					
Ngas Exchange costs	291						
Marginal operation costs	24						
Electricity exchange	0						
Import		0					
Export		-74					
Bottleneck		74					
Fixed imp/exp		0					
CO2 emission costs	0						

Slika 7.1 - Pregled rezultata simulacije za referentni model 2021. god.

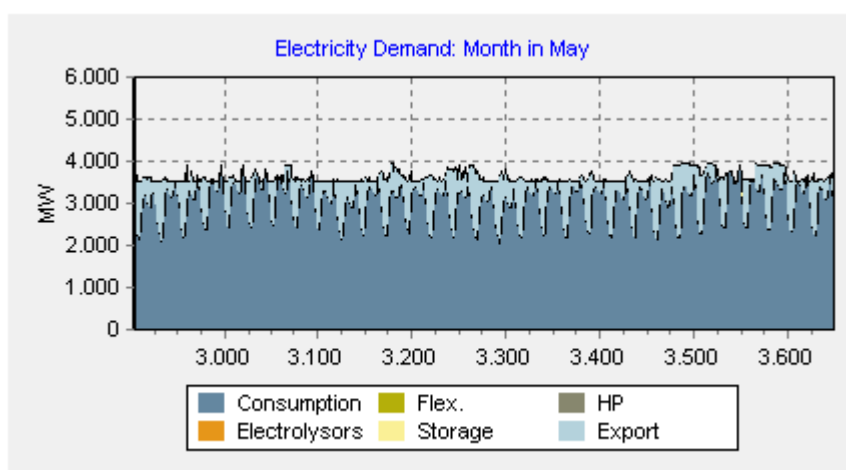
Tabela 7.1 daje upoređenje stvarne prosečne satne potrošnje i potrošnje iz simuliranog modela za svaki mesec 2021. godine. Vidi se da su vrednosti dobijene simulacijom vrlo bliske stvarnim statističkim podacima za sve mesece. Štaviše, prosečna razlika za celu godinu je 0,00%.

Tabela 7.1 - Poređenje prosečne satne potrošnje električne energije po mesecima iz stvarnih statističkih i EnergyPLAN podataka za 2021. godinu

Mesec	Statistički podaci MWh/h	EnergyPlan MWh/h	Razlika %
Januar	4.095	3.825	6,60
Februar	3.732	3.495	6,36
Mart	3.522	3.436	2,45
April	2.966	3.007	-1,40
Maj	2.711	2.967	-9,45
Jun	2.728	2.888	-5,88
Jul	2.762	2.828	-2,40
Avgust	2.733	2.795	-2,28
Septembar	2.735	2.993	-9,43
Oktobar	3.160	3.240	-2,54
Novembar	3.677	3.604	2,00
Decembar	3.574	3.313	7,31
Prosek	3.199	3.199	0,00

Ukupna potrošnja i distribucija potrošnje (satno) tokom godine su korektno simulirani u modelu.

Takođe, iz modela kreiranog korišćenjem EnergyPLAN-a može se na osnovu simulacije, dobiti grafički prikaz potrošnje električne energije za svaki mesec. Na slici 7.2 je dat dijagram potrošnje za jedan mesec tokom godine (u ovom slučaju je prikazan maj), na kojem se vidi da je proizvodnja u tom mesecu podmirila potrebe tj. potrošnju električne energije, a višak plasiran kroz izvoz električne energije u inostranstvo.



Slika 7.2 - Dijagram potrošnje električne energije u mesecu maju

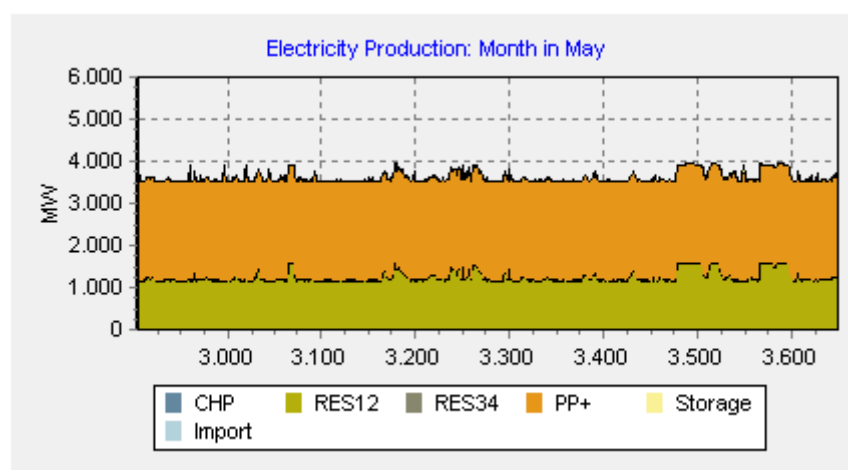
Nakon toga se vrši provera proizvodnje električne energije. U Tabeli 7.2 je data godišnja proizvodnja električne energije prema izvoru, poredeći statističke podatke i simulirani model.

Tabela 7.2 - Poređenje godišnje proizvodnje električne energije po izvoru za zvanične podatke i podatke iz simuliranog modela

Izvor	Statistički podaci GWh	EnergyPlan GWh	Razlika %
Hidroelektrane	11.284	10.790	4,38
Termoelektrane	23.734	22.580	4,86
Sunce	14	20	-42,86
Vetar	1.085	940	13,36

U tabeli se vidi velika razlika između proizvodnje električne energije iz solarne energije prema stvarnim podacima i rezultatima simuliranog modela. Razlog za razliku između stvarnih podataka i rezultata modela za solarnu proizvodnju jeste zapis proizvodnje u modelu u TWh sa dva decimalna mesta, odnosno 0,02 TWh u konkretnom slučaju, a što predstavlja zaokruženu vrednost „na više”.

Na slici 7.3 su prikazani rezultati simulacije za proizvodnju električne energije za jedan mesec tokom godine (u ovom slučaju je prikazan maj). Vidi se da je veći deo energije proizveden u termoelektranama, a ostatak iz postrojenja OIE (hidro, vetar i sunčeva energija).



Slika 7.3 - Dijagram proizvodnje električne energije u mesecu maju

Tabela 7.3 - Upoređenje godišnje potrošnje primarne energije po izvoru za simulirane modele

Izvor	Statistički podaci milion ten	EnergyPlan model milion ten	Razlika %
Ugalj	7,114	6,678	6,1
Prirodni gas	1,957	1,802	7,9
Biomasa	1,132	1,116	1,5
OIE	0,869	0,942	-8,4

Iz tabele 7.3 se vidi da rezultati simulacije odgovaraju realnim podacima, pri čemu je najveća relativna razlika za OIE u iznosu od 8,4%.

7.2. Modelovani scenariji

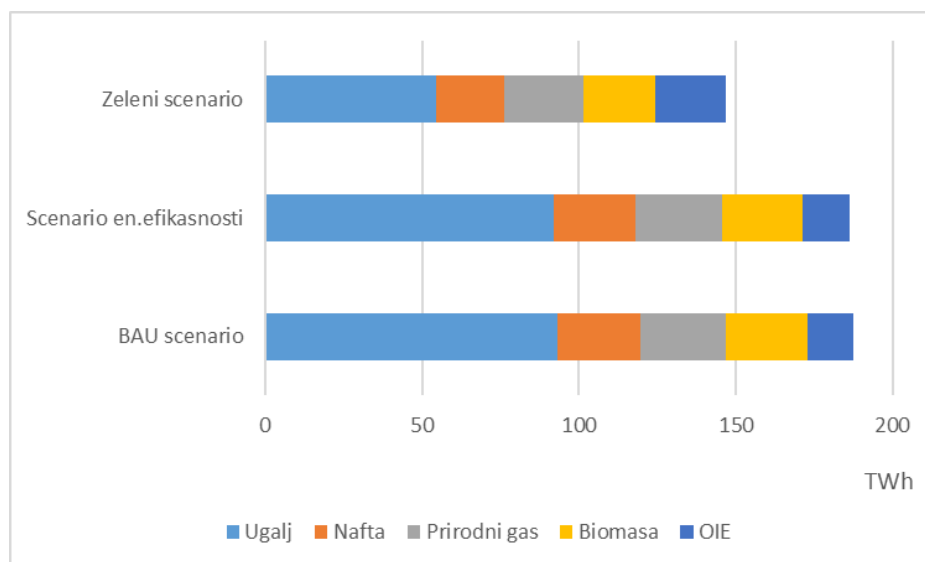
7.2.1. Ponuda i potražnja za primarnom energijom

Potrošnja primarne energije za svaki od scenarija je data u tabeli 7.4.

Tabela 7.4 - Upoređenje potrošnje primarne energije po izvoru za simulirane modele

Primarna energija	BAU scenario	Scenario sa primenom mera energetske efikasnosti	Zeleni scenario
	TWh	TWh	TWh
Ugalj	93,34	91,90	54,25
Nafta	26,25	26,25	21,74
Prirodni gas	27,45	27,45	25,41
Čvrsta biomasa	25,90	25,87	22,80
OIE	14,70	14,71	22,79

Na slici 7.4 je prikazana potrošnja primarne energije u 2030. godini, gde se vidi da u BAU i scenariju koji uključuje mere energetske efikasnosti, ugalj predstavlja približno polovinu ukupnih potreba za primarnom energijom, za razliku od Zelenog scenarija gde predstavlja nešto više od trećine. Zapravo, ugalj je glavni izvor u proizvodnji električne energije u Republici Srbiji. Nafta i prirodni gas u Zelenom scenariju su manje zastupljeni (u apsolutnom iznosu), ali njihovo procentualno učešće neznatno raste (nafta za manje od 1%, prirodnog gasa za oko 2,5%). Čvrsta biomasa je jedan od najznačajnijih izvora energije u Republici Srbiji, budući da se ista dominantno koristi u domaćinstvima za zagrevanje. U Zelenom scenariju njena zastupljenost raste za oko 2,5%. Međutim u slučaju OIE (hidro, vetar, sunčeva i geotermalna energija) u Zelenom scenariju zastupljenost raste oko 100%.



Slika 7.4 - Potrošnja primarne energije prema scenariju (TWh/god)

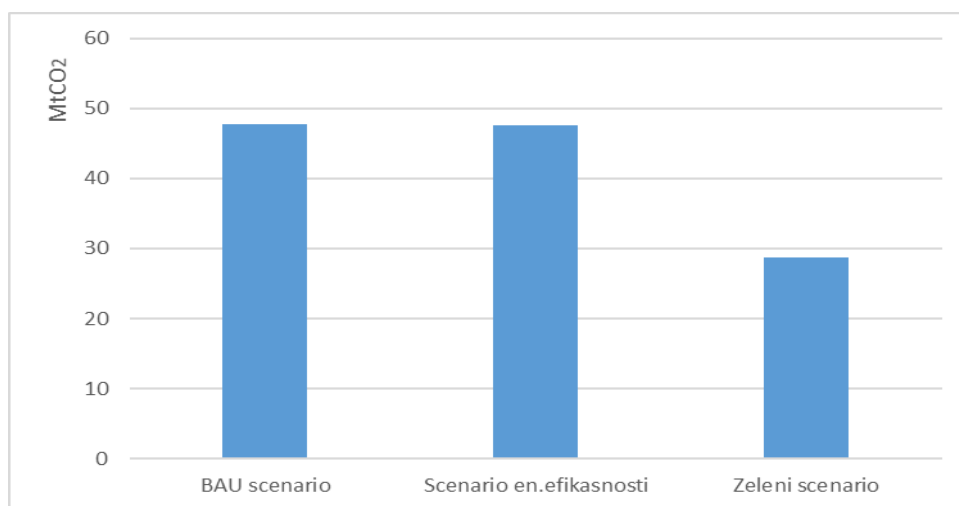
U svim scenarijima, najveći potrošač uglja je energetska sektor, odnosno proizvodnja električne energije, pri čemu je u Zelenom scenariju potrošnja skoro upola manja nego u prva dva. Što se tiče nafte, najviše je koristi sektor transporta, budući da su u tom sektoru osnovna goriva benzin, dizel i mlazno gorivo. U Zelenom scenariju je potrošnja iste 16% manja. Mere povećanja efikasnosti u sektoru transporta koje podrazumevaju uvođenje hibridnih ili električnih vozila, razvoj mreže

javnog prevoza uz njegovu neophodnu modernizaciju, bi stvorili uslove da se potrebe transportnog sektora za energijom zadovolje snabdevanjem čistijim izvorima energije. Budući da samo na putni transport otpada oko petine ukupne emisije GESB u EU³⁹, posledica nerešavanja, odlaganja rešavanja ili nedovoljno dobrog rešavanja ovog pitanja bi bila teško izvodiva dekarbonizacija energetskeg sistema.

7.2.2. Emisije gasova s efektom staklene bašte

Emisija GESB, u konkretnom slučaju CO₂, je veoma važan rezultat simulacija. Štaviše, ona jedan od ključnih rezultata dobijenih iz simulacije.

Emisija GESB je usko vezana za potrošnju fosilnih goriva. U tom smislu je Zeleni scenario rešenje koje donosi najmanju emisiju istih. Iako je smanjenje emisije GESB između BAU i scenarija koji uključuje energetske efikasnosti prilično skromno, nakon sprovođenja mera energetske efikasnosti preostaje, kao važan izvor emisije GESB u 2030. godini, upotreba naftnih derivata u sektoru saobraćaja. Emisija GESB značajno opada u Zelenom scenariju budući da isti podrazumeva dekarbonizaciju proizvodnog miksa električne energije, uvođenje čistih tehnologija u saobraćajni sektor, itd.



Slika 7.5 – Prikaz godišnje emisija CO₂ (Mt) po analiziranim scenarijima

7.2.3. Električna energija

U tabeli 7.5 je dato poređenje prosečne mesečne potrošnje električne energije za sva tri scenarija.

Tabela 7.5 - Poređenje prosečne satne potrošnje električne energije po mesecima prema scenarijima

Mesec	BAU scenario	Scenario sa primenom mera energetske efikasnosti	Zeleni scenario
	MW	MW	MW
Januar	6.187	5.722	5.159
Februar	5.988	5.540	4.999
Mart	5.624	5.209	4.709
April	4.237	3.926	3.550
Maj	3.937	3.647	3.296

³⁹ <https://www.transportenvironment.org/challenges/cars/co2-emissions/>

REZULTATI I DISKUSIJA

Jun	3.680	3.391	3.041
Jul	3.502	3.208	2.852
Avgust	3.511	3.217	2.861
Septembar	4.082	3.781	3.418
Oktobar	4.998	4.634	4.195
Novembar	5.533	5.125	4.632
Decembar	6.040	5.589	5.043

Zastupljenost fosilnih goriva i OIE se značajno menjaju kroz proces dekarbonizacije i variraju u zavisnosti od scenarija. Rezultati simulacija su dati na slikama 7.6, 7.7 i 7.8.

Results				OVERVIEW OF INVESTMENT COSTS				Interest Rate: 6.0%		
EnergyPLAN model 16.22				COSTS (M EUR):				Total Inv.	Annual Inv.	Fixed
RESULT: Data-set: Serbia Strategija Referentni Scenario.txt				Costs	Costs	O&M	Costs	Costs	O&M	
Technical regulation no. 1				NO andd	SO	modernization	costs			
Critical Excess Regulation Strategy: 000000000				Demand	response	costs				
Total Calculation Time	12:00:00			Solar thermal	0	0	0			
Loading of Data	12:00:00			Small CHP units	0	0	0			
Calculating Strategy 1	12:00:00			Heat Pump gr. 2	0	0	0			
Calculating Strategy 2	12:00:00			Heat Storage CHP	0	0	0			
Calculating Heatstorage	12:00:00			Large CHP units	1204	105	29			
Calc. economy and Fuel	12:00:00			Heat Pump gr. 3	0	0	0			
				Heat Storage Solar	0	0	0			
ANNUAL CO2 EMISSIONS (Mt):				Boilers gr. 2 and 3	2163	189	76			
CO2-emission (total)	45.716			Large Power Plants	4188	365	163			
CO2-emission (corrected)	47.657			Wind	684	60	14			
SHARE OF RES (incl. Biomass):				Wind offshore	300	26	6			
RES share of PES	21.8 percent			Photo Voltaic	0	0	0			
RES share of elec. prod.	39.6 percent			Wave power	0	0	0			
RES electricity prod.	17.82 TWh/year			River of hydro	3808	242	76			
ANNUAL FUEL CONSUMPTIONS (TWh/year)	TOTAL:	HOUSEHOLDS:		Hydro Power	1254	80	25			
Fuel Consumption (total)	186.19			Hydro Storage	0	0	0			
CAES Fuel Consumption	0.00			Hydro Pump	0	0	0			
Fuel(incl.Biomass excl.RES)	171.48			Nuclear	0	0	0			
Fuel Consumption (incl. H2)	186.19			Geothermal Electr.	8	0	0			
Fuel Consumption (corrected)	190.25			Electrolyser	0	0	0			
Coal Consumption	91.90	2.54		Hydrogen Storage	0	0	0			
Oil Consumption	26.25	0.36		Discharge ell storage	798	51	16			
Ngas Consumption	27.45	3.75		Ell storage cap	0	0	0			
Biomass Consumption	25.87	11.51		Indv. boilers	0	0	0			
Nuclear Fuel Consumption	0.00			Indv. CHP	0	0	0			
Waste Input	0.10			Indv. Heat Pump	0	0	0			
V2G Pre Load Hours	0.00			Indv. Electric heat	133	12	0			
ANNUAL COSTS (M EUR)	TOTAL:	VARIABLE:	BREAKDOWN:	Indv. Solar thermal	1	0	0			
Fuel ex. Ngas exchange	4962			BioGas Upgrade	0	0	0			
Coal		612		Gasification Upgrade	0	0	0			
FuelOil		547		DHP Boiler group 1	0	0	0			
Gasoil/Diesel		1940		Waste CHP	0	0	0			
Petrol/JP		1002		Absorp HP (Waste)	0	0	0			
Gas handling		576		BioGas Plant	0	0	0			
Biomass		285		Gasification Plant	0	0	0			
Food income		0		BioDiesel Plant	0	0	0			
Waste		0		BioPetrol Plant	0	0	0			
Ngas Exchange costs	438			BioJPPlant	0	0	0			
Marginal operation costs	33			Tidal Power	0	0	0			
Electricity exchange	227			CSP Solar Power	0	0	0			
Import		227		Carbon Recycling	0	0	0			
Export		0		Methanation	0	0	0			
Bottleneck		0		Liquidation + JP	0	0	0			
Fixed imp/exp		0		Desalination Plant	0	0	0			
CO2 emission costs	3657			Water storage	0	0	0			
				Gas Storage	0	0	0			
				Oil Storage	0	0	0			
				Methanol Storage	0	0	0			
				Interconnection	0	0	0			
				Geothermal Heat	0	0	0			
				Indust. Excess Heat	0	0	0			
				Indust. CHP Electr.	0	0	0			

Slika 7.6 - Pregled rezultata simulacije za BAU scenario

REZULTATI I DISKUSIJA

EnergyPLAN model 16.22		Serbia Strategija Efikasnost Scenario.txt		OVERVIEW OF INVESTMENT COSTS				Interest Rate: 6.0%						
RESULTS: Data-set:				COSTS (M EUR):				Total Inv. Costs	Annual Inv. Costs	Fixed O&M	Total Inv. Costs	Annual Inv. Costs	Fixed O&M	
Technical regulation no. 2				Solar thermal				0	0	0	0	0	0	
Critical Excess Regulation Strategy: 000000000				Small CHP units				0	0	0	0	0	0	
Total Calculation Time	12:00:00			Heat Pump gr. 2				0	0	0	Demand response costs			
Loading of Data	12:00:00			Heat Storage CHP				0	0	0				
Calculating Strategy 1	12:00:00			Large CHP units				1204	105	29				
Calculating Strategy 2	12:00:00			Heat Pump gr. 3				0	0	0				
Calculating Heatstorage	12:00:00			Heat Storage Solar				0	0	0				
Calc. economy and Fuel	12:00:00			Boilers gr. 2 and 3				2163	189	76				
ANNUAL CO2 EMISSIONS (Mt):				Large Power Plants				4188	365	163				
CO2-emission (total)	46.233			Wind				684	60	14				
CO2-emission (corrected)	47.565			Wind offshore				0	0	0				
SHARE OF RES (incl. Biomass):				Photo Voltaic				300	26	6				
RES share of PES	21.6 percent			Wave power				0	0	0				
RES share of elec. prod.	40.0 percent			River of hydro				3808	242	76				
RES electricity prod.	17.82 TWh/year			Hydro Power				1254	80	25				
ANNUAL FUEL CONSUMPTIONS (TWh/year) TOTAL: HOUSEHOLDS:				Hydro Storage				0	0	0				
Fuel Consumption (total)	187.63			Hydro Pump				0	0	0				
CAES Fuel Consumption	0.00			Nuclear				0	0	0				
Fuel(incl. Biomass excl. RES)	172.94			Geothermal Electr.				8	0	0				
Fuel Consumption (incl. H2)	187.63			Electrolyser				0	0	0				
Fuel Consumption (corrected)	189.97			Hydrogen Storage				0	0	0				
Coal Consumption	93.34	2.54		Charge ell storage				798	51	16	0	0	0	
Oil Consumption	26.25	0.36		Discharge ell storage				0	0	0	0	0	0	
Ngas Consumption	27.45	3.75		Eli storage cap				0	0	0	0	0	0	
Biomass Consumption	25.90	11.51		Indv. boilers				0	0	0	0	0	0	
Nuclear Fuel Consumption	0.00			Indv. CHP				0	0	0	0	0	0	
Waste Input	0.10			Indv. Heat Pump				0	0	0	0	0	0	
V2G Pre Load Hours	0.00			Indv. Electric heat				133	12	0	0	0	0	
ANNUAL COSTS (M EUR) TOTAL: VARIABLE: BREAKDOWN:				Indv. Solar thermal				1	0	0				
Fuel ex. Ngas exchange	4972			BioGas Upgrade				0	0	0				
Coal	622			Gasification Upgrade				0	0	0				
FuelOil	547			DHP Boiler group 1				0	0	0				
Gasoil/Diesel	1940			Waste CHP				0	0	0				
Petrol/JP	1002			Absorp. HP (Waste)				0	0	0				
Gas handling	576			Biogas Plant				0	0	0				
Biomass	286			Gasification Plant				0	0	0				
Food income	0			BioDiesel Plant				0	0	0				
Waste	0			BioPetrol Plant				0	0	0				
Ngas Exchange costs				438			BioJPPlant				0	0	0	0
Marginal operation costs				34			Tidal Power				0	0	0	0
Electricity exchange				87			CSP Solar Power				0	0	0	0
Import	87			Carbon Recycling				0	0	0	0	0	0	
Export	0			Methanation				0	0	0				
Bottleneck	0			Liquidation + JP				0	0	0				
Fixed imp/exp	0			Desalination Plant				0	0	0				
CO2 emission costs				3699			Water storage				0	0	0	0
							Gas Storage				0	0	0	0
							Oil Storage				0	0	0	0
							Methanol Storage				0	0	0	0
							Interconnection				0	0	0	0
							Geothermal Heat				0	0	0	0
							Indust. Excess Heat				0	0	0	0
							Indust. CHP Electr.				0	0	0	0

Slika 7.7 - Pregled rezultata simulacije za Scenario sa primenom mera energetske efikasnosti

EnergyPLAN model 16.22		Serbia Strategija RES Scenario.txt		OVERVIEW OF INVESTMENT COSTS				Interest Rate: 6.0%					
RESULTS: Data-set:				COSTS (M EUR):				Total Inv.	Annual Inv.	Fixed	Total Inv.	Annual Inv.	Fixed
Technical regulation no. 1								Costs	Costs	O&M	Costs	Costs	O&M
Critical Excess Regulation Strategy: 000000000								NO andd SO modernization costs					
Total Calculation Time	12:00:00			Solar thermal	0	0	0	0	0	0	0	0	
Loading of Data	12:00:00			Small CHP units	0	0	0	0	0	0	0	0	
Calculating Strategy 1	12:00:00			Heat Pump gr. 2	0	0	0	0	0	0	0	0	
Calculating Strategy 2	12:00:00			Heat Storage CHP	0	0	0	0	0	0	0	0	
Calculating Heatstorage	12:00:00			Large CHP units	1204	105	29	0	0	0	0	0	
Calc. economy and Fuel	12:00:00			Heat Pump gr. 3	0	0	0	0	0	0	0	0	
				Heat Storage Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	
				Boilers gr. 2 and 3	2163	189	76	0	0	0	0	0	
ANNUAL CO2 EMISSIONS (Mt):				Large Power Plants	4188	365	163	0	0	0	0	0	
CO2-emission (total)	30.543			Wind	2850	248	60	0	0	0	0	0	
CO2-emission (corrected)	28.759			Wind offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	
				Photo Voltaic	3906	341	78	0	0	0	0	0	
SHARE OF RES (incl. Biomass):				Wave power	0	0	0	0	0	0	0	0	
RES share of PES	31.0 percent			River of hydro	3808	242	76	0	0	0	0	0	
RES share of elec. prod.	65.4 percent			Hydro Power	1254	80	25	0	0	0	0	0	
RES electricity prod.	25.68 TWh/year			Hydro Storage	0	0	0	0	0	0	0	0	
				Hydro Pump	0	0	0	0	0	0	0	0	
ANNUAL FUEL CONSUMPTIONS (TWh/year)	TOTAL:	HOUSEHOLDS:		Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	
Fuel Consumption (total)	146.99			Geothermal Electr.	8	0	0	0	0	0	0	0	
CAES Fuel Consumption	0.00			Electrolyser	0	0	0	0	0	0	0	0	
Fuel(incl.Biomass excl.RES)	124.19			Hydrogen Storage	0	0	0	0	0	0	0	0	
Fuel Consumption (incl. H2)	146.99			Charge ell storage	798	51	16	0	0	0	0	0	
Fuel Consumption (corrected)	140.51			Discharge ell storage	0	0	0	0	0	0	0	0	
Coal Consumption	54.25	1.54		Ell storage cap	0	0	0	0	0	0	0	0	
Oil Consumption	21.74	0.36		Indv. boilers	0	0	0	0	0	0	0	0	
Ngas Consumption	25.41	3.75		Indv. CHP	0	0	0	0	0	0	0	0	
Biomass Consumption	22.80	9.51		Indv. Heat Pump	0	0	0	0	0	0	0	0	
Nuclear Fuel Consumption	0.00			Indv. Electric heat	133	12	0	0	0	0	0	0	
Waste Input	0.10			Indv. Solar thermal	1	0	0	0	0	0	0	0	
V2G Pre Load Hours	0.00			BioGas Upgrade	0	0	0	0	0	0	0	0	
				Gasification Upgrade	0	0	0	0	0	0	0	0	
ANNUAL COSTS (M EUR)	TOTAL:	VARIABLE:	BREAKDOWN:	DHP Boiler group 1	0	0	0	0	0	0	0	0	
Fuel ex. Ngas exchange		4104		Waste CHP	0	0	0	0	0	0	0	0	
Coal			359	Absorp HP (Waste)	0	0	0	0	0	0	0	0	
FuelOil			436	BioGas Plant	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gasoil/Diesel			1670	Gasification Plant	0	0	0	0	0	0	0	0	
Petrol/JP			834	BioDiesel Plant	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gas handling			554	BioPetrol Plant	0	0	0	0	0	0	0	0	
Biomass			251	BioJPPlant	0	0	0	0	0	0	0	0	
Food income			0	Tidal Power	0	0	0	0	0	0	0	0	
Waste			0	CSP Solar Power	0	0	0	0	0	0	0	0	
				Carbon Recycling	0	0	0	0	0	0	0	0	
Ngas Exchange costs		402		Methanation	0	0	0	0	0	0	0	0	
				Liquidation + JP	0	0	0	0	0	0	0	0	
Marginal operation costs		23		Desalination Plant	0	0	0	0	0	0	0	0	
				Water storage	0	0	0	0	0	0	0	0	
Electricity exchange		7		Gas Storage	0	0	0	0	0	0	0	0	
Import			7	Oil Storage	0	0	0	0	0	0	0	0	
Export			-1	Methanol Storage	0	0	0	0	0	0	0	0	
Bottleneck			1	Interconnection	0	0	0	0	0	0	0	0	
Fixed imp/exp			0	Geothermal Heat	0	0	0	0	0	0	0	0	
				Indust. Excess Heat	0	0	0	0	0	0	0	0	
CO2 emission costs		2443		Indust. CHP Electr.	0	0	0	0	0	0	0	0	

Slika 7.8 - Pregled rezultata simulacije za Zeleni scenario

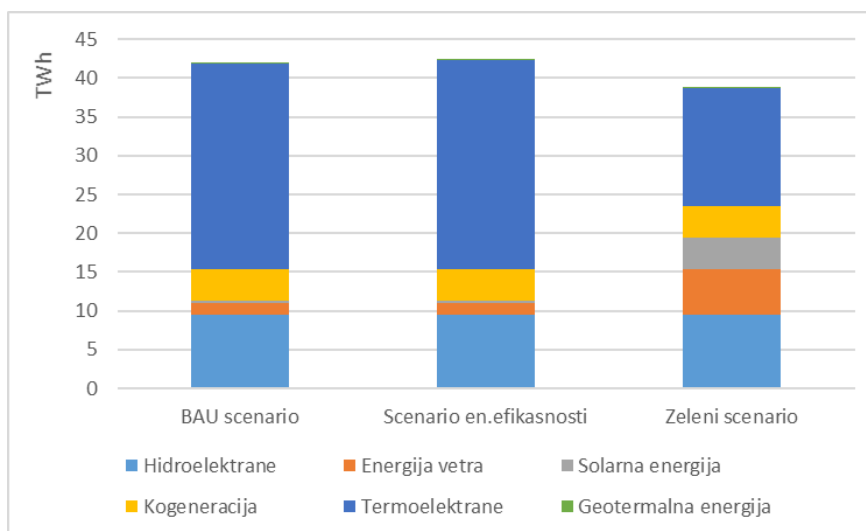
Proizvodnja električne energije u zavisnosti od scenarija se razlikuje budući da su različite instalisane snage resursa u istim (tabela 7.6).

Tabela 7.6 - Godišnja proizvodnja električne energije po izvorima u različitim scenarijima

Izvor	BAU scenario	Scenario sa primenom mera energetske efikasnosti	Zeleni scenario
	TWh	TWh	TWh
Energija vetra	1,40	1,40	5,85
Solarna energija	0,31	0,31	4,02
Kogeneracija	4,04	4,04	4,01
Hidroenergija	9,57	9,57	9,57
Termoelektrane	27,00	26,52	15,22
Geotermalna energija	0,03	0,03	0,03

U BAU scenariju je najveća zastupljenost fosilnih goriva u proizvodnom miksu električne energije (slika 7.9). Ugalj je izvor za oko 60% proizvedene električne energije. U Zelenom scenariju se demonstrira značajno povećanje učešća OIE u proizvodnji električne energije, što je naravno za očekivati. Glavni izvori u ovom scenariju su hidroenergija, solarna i energija vetra. Oni ukupno dostižu 65%, a udeo fosilnih goriva značajno opada. Štaviše, udeo električne energije proizvedene iz fosilnih goriva opada na cca. 11% u 2030.

Važno je istaći da je posebnost Republike Srbije veliki udeo domaćinstava u potrošnji električne energije (oko 50%) a industrije (30%), za razliku od EU gde je učešće domaćinstava znatno manje (oko 30%). U tom smislu diversifikacija proizvodnog miksa električne energije podrazumeva diversifikaciju ukupnog energetskog miksa.



Slika 7.9 - Proizvodni miksi i učešće OIE u 2030. godini

7.2.4. Elektroenergetski bilansi

U pogledu elektroenergetskog bilansa, u tabeli 7.7 su predstavljeni važni pokazatelji:

- uvoz električne energije,
- izvoz električne energije,
- kritični višak proizvodnje električne energije, i
- izvozni višak proizvodnje električne energije.

Tabela 7.7 – Godišnji elektroenergetski bilans u različitim scenarijima

Parametar	BAU scenario TWh	Scenario sa primenom mera energetske efikasnosti TWh	Zeleni scenario TWh
Uvoz	1,48	0,86	0,07
Izvoz	0,14	0,09	2,19
Kritični višak proizvodnje električne energije	0,14	0,09	2,19
Izvozni višak proizvodnje električne energije	0,00	0,00	0,00

Kod Zelenog scenarija je mala potreba za uvozom električne energije. Ista se uvozi samo zbog intermitentne prirode OIE, po dva osnova. Budući da se operatorima tržišta i sistema vrši najava proizvodnje električne energije na horizontu „dan unapred“, da bi se što tačnije održali planovi rada, a time proizvođači električne energije izbegli penalizaciju predviđenu balansnim mehanizmom, nedostajuće količine električne energije bivaju nabavljene u tzv. „unutardnevnom režimu“. Operatori sistema, kroz mehanizme definisane u svrhu balansiranja sistema, takođe pribavljaju nedostajuće količine električne energije. U oba slučaja potreba za električnom energijom koja se javlja zbog te nepredvidivosti se delimično podmiruje iz uvoza.

U Zelenom scenariju postoje relativno visoke vrednosti izvoza kao posledica viška električne energije dobijene iz OIE.

7.2.5. Udeo obnovljivih izvora energije

Udeo OIE u snabdevanju primarnom energijom i u ukupnoj proizvodnji električne energije je prikazan u tabeli 7.8.

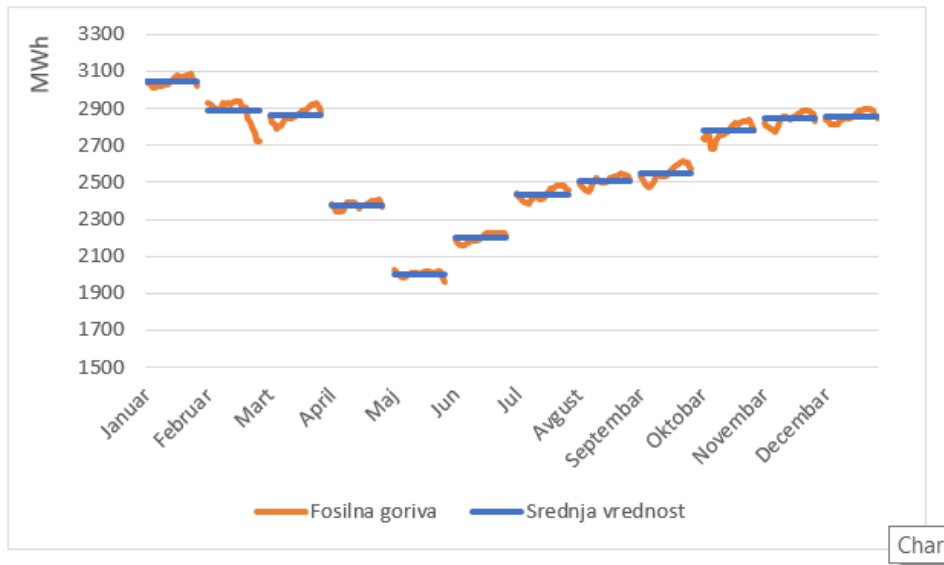
Tabela 7.8 – Godišnji udeo OIE u različitim scenarijima

Udeo OIE u	BAU scenario %	Scenario sa primenom mera energetske efikasnosti %	Zeleni scenario %
snabdevanju primarnom energijom	21,80	21,60	31,00
ukupnoj proizvodnji električne energije	39,60	40,00	65,40

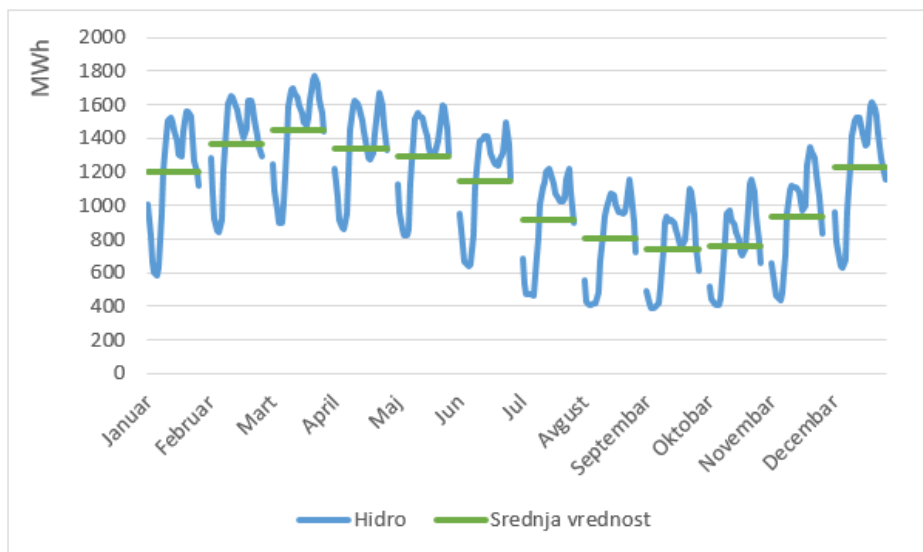
Evidentan je porast učešća OIE u proizvodnji električne energije i snabdevanju primarnom energijom u sva tri scenarija, ali se svakako znatno većim procentima izdvaja Zeleni scenario.

7.2.6. Analize proizvodnje i potrošnje (po sezonama i satno)

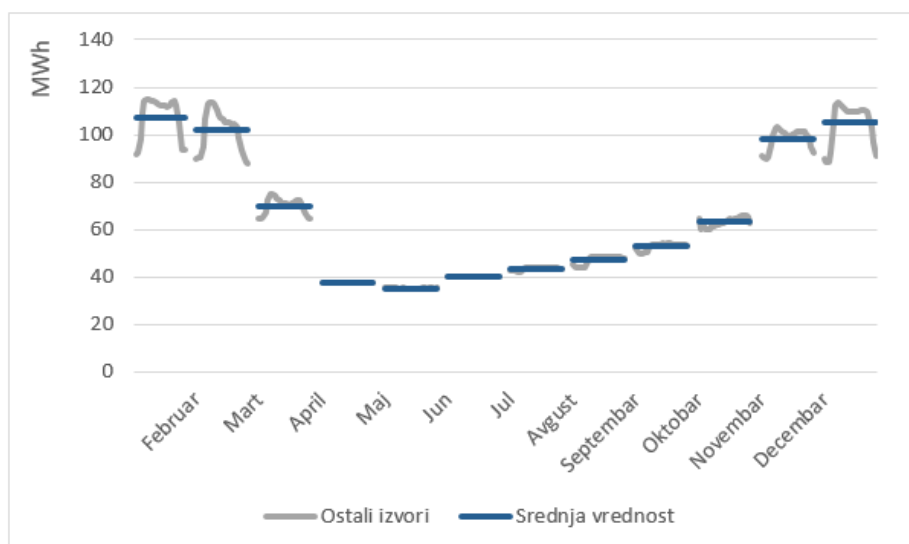
Na slici 7.10 su prikazani obrasci potrošnje električne energije, kao i proizvodnje iz različitih izvora po mesecima, za period od 2017. do 2022. godine. Prikazane su, na svakom od grafikona, i prosečne mesečne vrednosti za svaku od pojedinačnih kategorija, za isti posmatrani period.



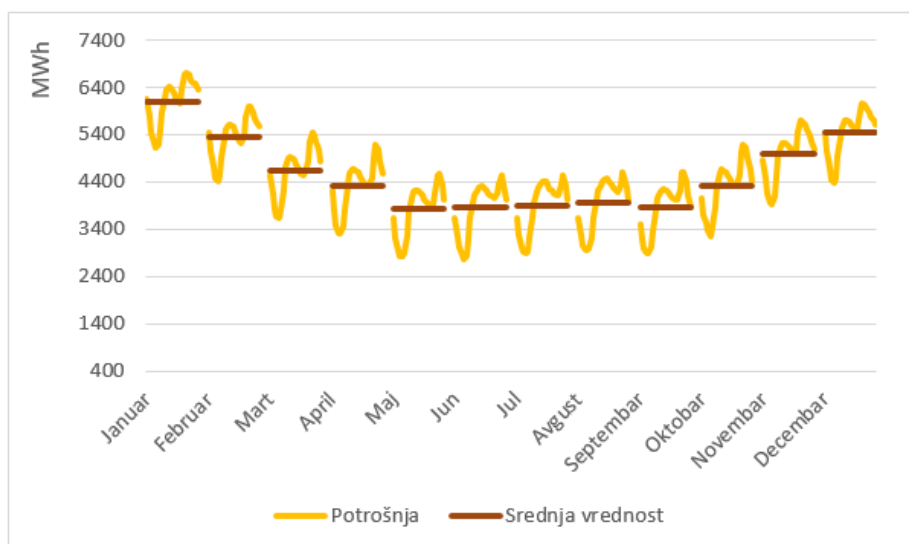
a) Proizvodnja električne energije iz fosilnih goriva



b) Proizvodnja električne energije u hidroelektranama



c) Proizvodnja električne energije iz ostalih OIE



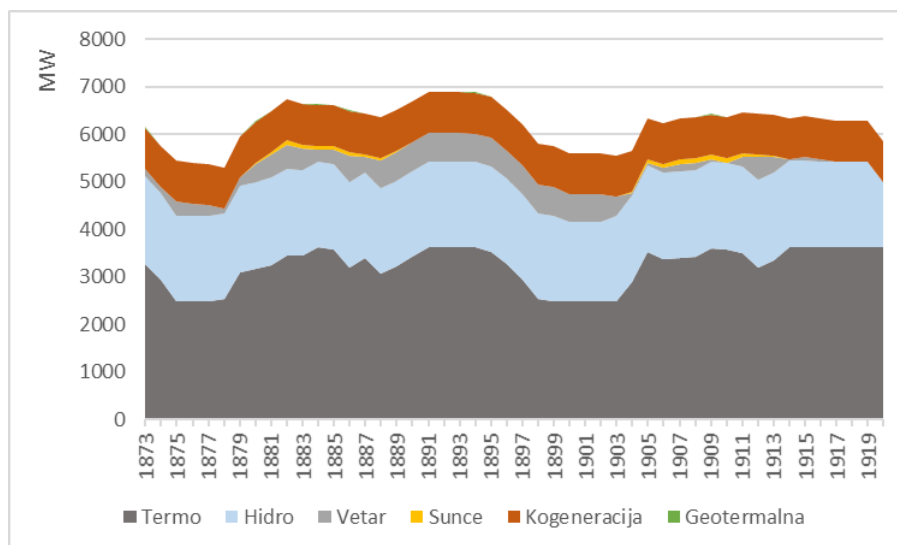
d) Potrošnja električne energije

Slika 7.10 - Dijagrami potrošnje električne energije i proizvodnje iz OIE i fosilnih izvora u Republici Srbiji u periodu 2017-2022. god. (mesečni obrasci)

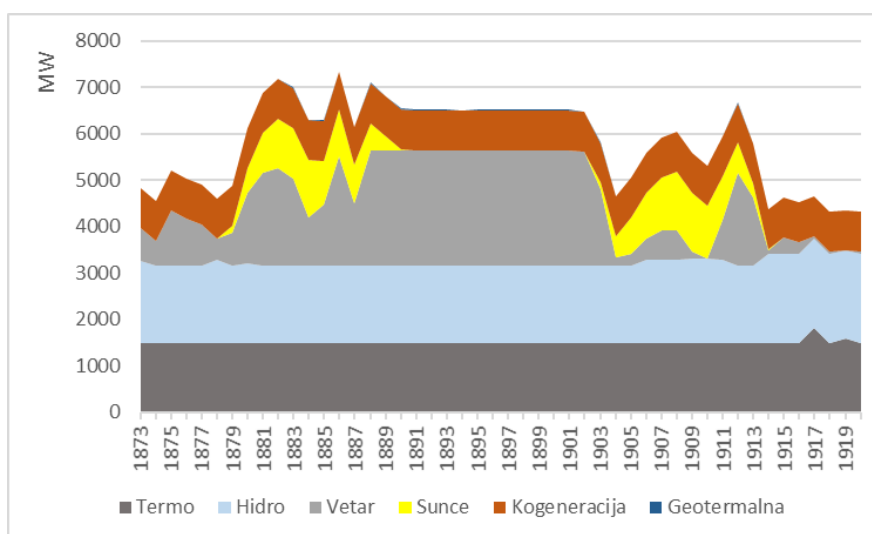
Vidi se da na proizvodnju električne energije manje ili više utiče sezona u okviru godišnjeg ciklusa. Takođe i potrošnja električne energije značajno varira u odnosu na sezonu u toku godine. Tokom drugog kvartala (kišne sezone i sezone otapanja snega), pojačana je proizvodnja iz hidroelektrana, kao i punjenje akumulacija koje se koriste za balansiranje elektroenergetskog sistema i namirivanje potrošnje u periodu nakon predmetnog. Time se omogućava optimizacija rada EES, izbegavaju potencijalni poremećaji u radu EES, ograničavaju varijacije cena električne energije na tržištu, kao i maksimizira profit ovih proizvođača. Dijagram korišćenja fosilnih goriva takođe značajno varira. Ulaskom proizvodnih postrojenja iz solarne i energije vetra, povećava se potreba za postrojenjima koji imaju mogućnost balansiranja EES.

Učešće fosilnih goriva u proizvodnji električne energije vremenom raste do 2030. godine sa povećanjem potrošnje električne energije. Međutim, sa značajno većim učešćem OIE u Zelenom

scenariju, udeo fosilnih goriva u proizvodnom miksu električne energije se smanjuje. Posebno se oseća povećanje uticaja ovih drugih u drugom kvartalu, što pokazuju slike 7.11 i 7.12.

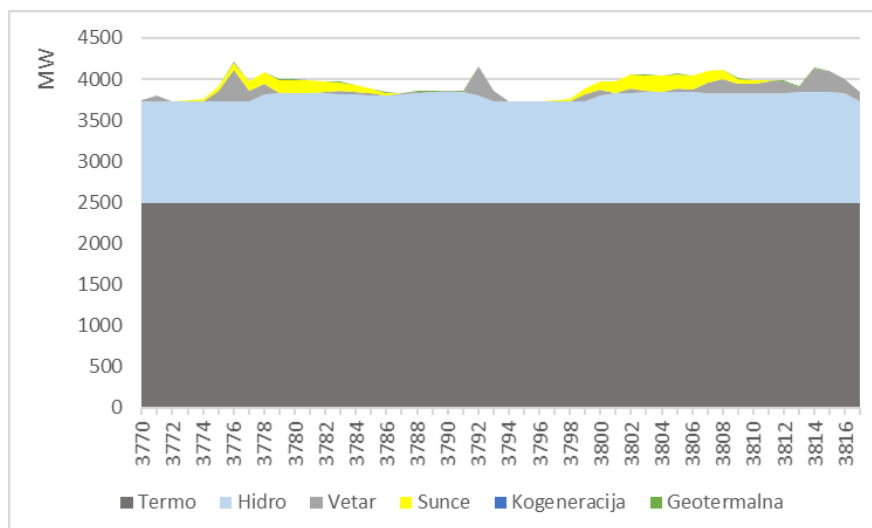


Slika 7.11 - Primer proizvodnog miksa u BAU scenariju (dva dana: nedelja i ponedeljak) u drugom kvartalu godine (uzorak)



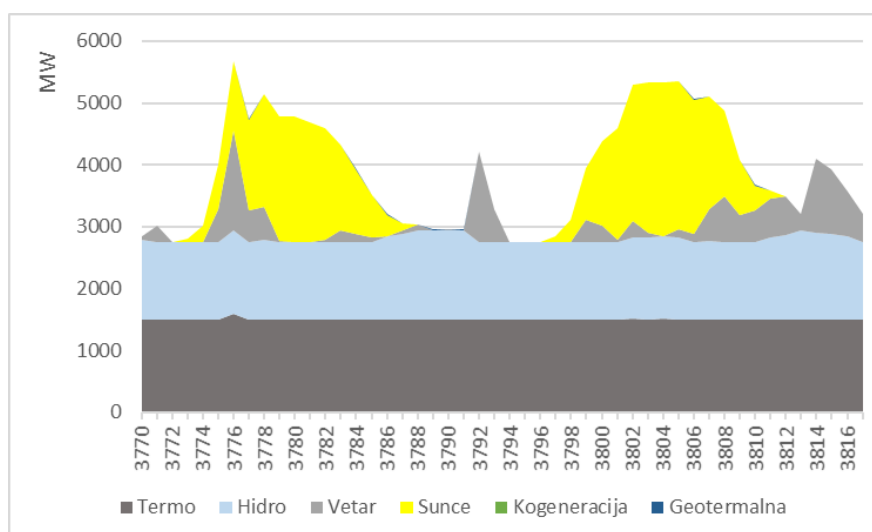
Slika 7.12 - Primer proizvodnog miksa u Zelenom scenariju (dva dana: nedelja i ponedeljak) u drugom kvartalu godine (uzorak)

Tokom dela godine kada je hidrologija manje zastupljena, fosilna goriva u proizvodnom miksu su stabilno prisutna (kao baza sistema) u oba scenarija, pri čemu naravno sa znatno manjim učećem u Zelenom scenariju (upola manje) nego u BAU scenariju (slike 7.13 i 7.14).



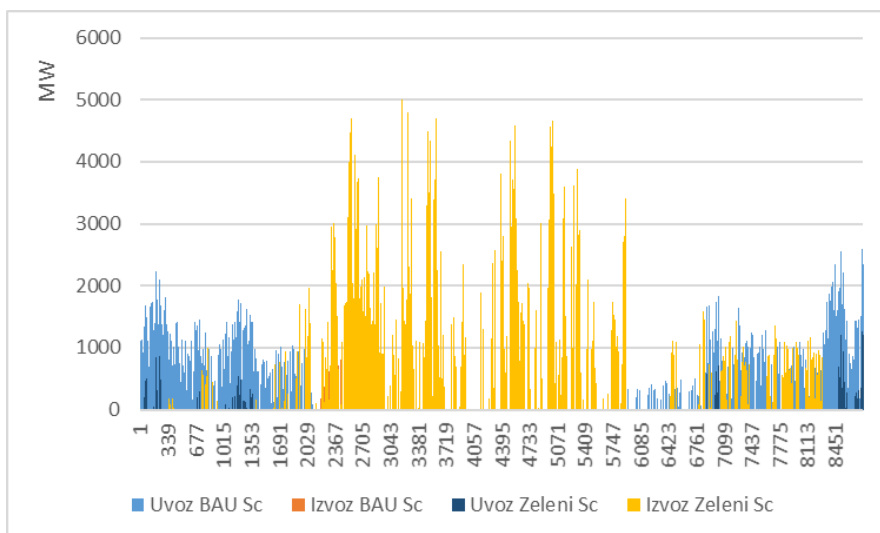
Slika 7.13 - Primer proizvodnog miksa u BAU scenariju (dva dana, nedelja i ponedeljak) u trećem kvartalu godine (uzorak)

U Zelenom scenariju OIE menjaju u potpunosti dijagram proizvodnje (slika 7.14), odnosno sa zastupljenošću od oko 35% u BAU scenariju narastaju na oko 60% u Zelenom scenariju.



Slika 7.14 - Primer proizvodnog miksa u Zelenom scenariju (dva dana: nedelja i ponedeljak) u trećem kvartalu godine (uzorak)

Zahvaljujući ovoj promeni situacije od BAU do Zelenog scenarija Republika Srbija od neto uvoznika postaje neto izvoznik električne energije (slika 7.15).



Slika 7.15 - Uvoz i izvoz električne energije u BAU i Zelenom scenariju

Balansnu energiju, kojom se obezbeđuje balans potrošnje i proizvodnje električne energije obezbeđuju proizvodna postrojenja koja imaju tu vrstu fleksibilnosti (hidroelektrane, elektrane na prirodni gas, i sl.). Korišćenje različitih OIE, tj. njihovog miksa, potpomaže garantovanju snabdevanja električnom energijom. Kao što se vidi na slici 7.15 u drugom i trećem kvartalu godine u Zelenom scenariju se pojavljuje značajan višak električne energije (nakon zadovoljenja konzuma na nivou zemlje). Tako generisan višak se može plasirati na međunarodnom tržištu električne energije ili se pak upotrebiti na potencijalno komercijalno isplativije načine, upotrebom, između ostalog, skladišta električne energije, čime se radi tzv. „time shifting“ tj. plasiranje proizvedene električne energije se odlaže za kasniji vremenski trenutak u kojem je cena električne energije viša u odnosu na onu tržišnu cenu koja karakteriše trenutak proizvodnje predmetne količine električne energije.

7.3. Godišnji troškovi

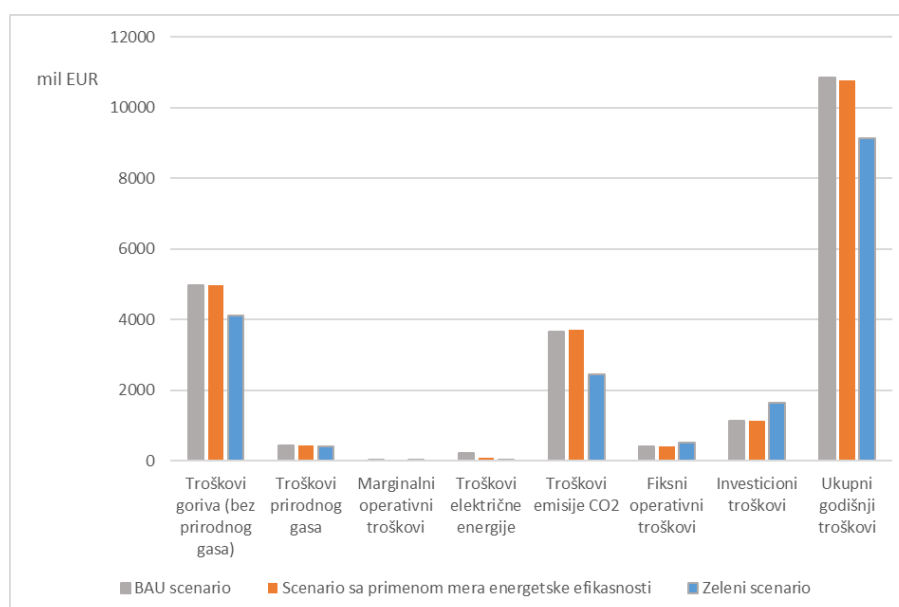
U radu su obrađeni i ekonomski aspekti sva tri scenarija, uz prikaz njihovih godišnjih eksploatacionih troškova, koji se sastoje od troškova goriva, fiksnih i varijabilnih operativnih troškova, investicionih troškova, troškova po osnovu CO₂ takse, itd (tabela 7.9). U tom smislu, BAU scenario doživljava povećanje od cca. 9% samo u troškovima goriva od 2021. do 2030. godine, uglavnom zbog rasta potrošnje u sektoru transporta i termoelektrana. Implementacijom mera energetske efikasnosti primećuje se smanjenje od 1% u troškovima goriva (bez prirodnog gasa) u poređenju sa BAU scenariom.

Tabela 7.9 - Pregled eksploatacionih troškova u 2030. godini prema različitim scenarijima

<i>milion EUR/god.</i>	BAU scenario	Scenario sa primenom mera energetske efikasnosti	Zeleni scenario
Troškovi goriva (bez prirodnog gasa)	4.962	4.972	4.104
Troškovi prirodnog gasa	438	438	402
Marginalni operativni troškovi	33	34	23

Troškovi električne energije	227	87	7
Troškovi takse za emisiju CO ₂	3.657	3.699	2.443
Fiksni operativni troškovi	406	406	523
Investicioni troškovi	1.129	1.129	1.632
Ukupni godišnji troškovi	10.852	10.763	9.134

Manja zastupljenost fosilnih goriva u Zelenom scenariju rezultira smanjenjem od oko 17% troškova goriva u odnosu na BAU scenario (slika 7.16).



Slika 7.16 - Pregled godišnjih troškova prema scenariju

Promovisanjem upotrebe OIE u proizvodnji električne energije u Zelenom scenariju, varijabilni operativni troškovi se smanjuju za čak 30%.

Međutim, kada se radi o godišnjim investicionim troškovima dešava se suprotna pojava, tj. oni rastu sa povećanjem instalisanih kapaciteta OIE za 45%. Isti trend imaju i fiksni operativni troškovi, pa su tako u Zelenom scenariju veći za 29%. Razvoj projekata OIE prate visoki inicijalni troškovi, zbog čega finansiranje predstavlja bitan faktor za realizaciju projekata. Finansijske institucije i dalje tretiraju projekte OIE rizičnima, što investitorima nameće veće troškove. Tako uvećani inicijalni troškovi čine investiciju osjetljivijom na uticaje institucionalnog okvira zemlje (zakonski, regulatorni, politički). Iako se očekuje napredak tehnologije OIE, mnoge barijere još uvek postoje, što unosi rizik i finansijski opterećuje implementaciju projekata OIE. U iste spadaju rizik tržišta električne energije (regulacija post-“feed-in” tržišta, monopolističko balansno tržište električne energije, kao i cenovne fluktuacije), potencijalni politički rizici, kao i rizik kredibilitnosti “off-taker”-a⁴⁰.

⁴⁰ Kupac-otkupljivač električne energije proizvedene u postrojenju OIE.

Potencijalna plaćanja za CO₂ taksu su 33% niža u Zelenom scenariju u odnosu na BAU scenario.

Ukupno posmatrano, ukupni godišnji troškovi u Zelenom scenariju su oko 15% niži nego u BAU scenariju, zahvaljujući nižim varijabilnim troškovima. Može se zaključiti da i jedinična cena električne energije, uz promovisanje OIE, na isti način reaguje.

7.4. Analize osetljivosti jedinične cene električne energije na visinu CO₂ takse i kamatne stope

7.4.1. Visina CO₂ takse

Analizom scenarija sa različitim iznosima CO₂ takse u energetsom sistemu Republike Srbije, uticaj istih na proizvodnju električne energije iz fosilnih goriva je zanemarljiv. Međutim, značajan je efekat po jediničnu cenu električne energije, što se vidi u tabeli 7.10.

Tabela 7.10 - Osetljivost jedinične cene električne energije na iznos CO₂ takse po scenariju za 2030. godinu

Scenario	Visina CO ₂ takse	46 EUR/tCO ₂	81 EUR/tCO ₂	117 EUR/tCO ₂
BAU scenario	Troškovi emisije CO ₂ (miliona EUR/god.)	2.103	3.657	5.349
	Jedinična cena električne energije (EUR/kWh)	0,229	0,267	0,309
Scenario sa primenom mera en. efikasnosti	Troškovi emisije CO ₂ (miliona EUR/god.)	2.127	3.699	5.409
	Jedinična cena električne energije (EUR/kWh)	0,242	0,283	0,328
Zeleni scenario	Troškovi emisije CO ₂ (miliona EUR/god.)	1.405	2.443	3.574
	Jedinična cena električne energije (EUR/kWh)	0,218	0,246	0,277

Jedinična cena u Zelenom scenariju se povećava sa 0,218 EUR/kWh u verziji u kojoj je taksa 46 EUR/tCO₂ na 0,277 EUR/kWh kada je taksa 117 EUR/tCO₂. Međutim, finansijske koristi dobijene primenom ove takse se mogu iskoristiti za dalja ulaganja u dekarbonizaciju, što će na kraju dovesti do niže jedinične cene.

Većina studija pokazuje da uvođenje CO₂ takse dovodi do smanjenja emisije istog. Nametanjem postrojenjima obaveze plaćanja za svaku tonu emitovanih GESB, čime produkti tih postrojenja (u ovom slučaju električna energija) poskupljuju i cenovno su manje konkurentni na tržištu, proizvođači postaju stimulisani na supstituciju osnovnog visoko ugljeničnog goriva kao što je ugalj, manje ugljeničnim kao što je prirodni gas ili OIE, na unapređenje energetske efikasnosti ili u krajnjoj liniji na smanjenje obima proizvodnje finalnih proizvoda. Evropski parlament je 18.04.2023. godine usvojio “Carbon Border Adjustment Mechanism” [106], mehanizam koji će se primenjivati od 01.10.2023. godine, a odnosiće se i na Republiku Srbiju. Mehanizam predviđa plaćanje takse pri izvozu robe u EU pri čijoj se proizvodnji oslobađa velika količina CO₂. Među te proizvode spadaju gvožđe, cement, električna energija, građevinski materijal, čelik, aluminijum i đubrivo. U oktobru počinje prelazna faza koja će trajati tri godine tokom koje će postojati obaveza praćenja i izveštavanja o količinama emitovanog CO₂, a od 2026. godine biće uvedena obaveza da EU uvoznici deklarišu količine ugljenika i u skladu sa tim plaćaju CO₂ takse po istoj ceni kao i EU proizvođači. EU će uvoznicima putem sertifikata naplaćivati svaku tonu CO₂ emitovanu tokom proizvodnje određene robe. Cena će se formirati na osnovu prosečne nedeljne cene u Sistemu za

trgovinu emisijama štetnih gasova u EU (u daljem tekstu: ETS)⁴¹. Primenom ove norme, izvoz roba i usluga (uključujući električnu energiju) će poskupeti, čime će se konkurentnost izvoznika znatno smanjiti, isplativost proizvodnje robe sa višom emisijom CO₂ postati lošija, a profiti smanjiti.

ETS podrazumeva da kompanije mogu jedna od druge kupovati i prodavati kvote ili "pravo da zagađuju". Sertifikatima se svakodnevno trguje na berzama, a postoji i direktna trgovina među kompanijama. Onaj ko ne iskoristi svoju kvotu, višak može prodati. ETS je doveo do smanjenja emisije širom EU za 3,8% u periodu od 2008. do 2016. godine, uprkos tome što je u tom periodu mehanizam tretirao samo 50% emisija u EU, a cena bila veoma niska (ispod 20 EUR/tCO₂ sve do 2018. godine) [107].

Studije [108] nisu povezale uticaj CO₂ takse, odnosno podsticaje razvoja OIE, i BDP, ne nudeći objašnjenje kako i da li promene CO₂ takse u pojedinim zemljama EU utiču na rast BDP. Jedno od potencijalnih objašnjenja jeste da se uticaj ostvaruje kroz ulaganje u tehnologije koje dovode do smanjenja emisije, tranziciju ka čistim tehnologijama na strani proizvodnje i potrošnje energije, kao i primenu mera energetske efikasnosti.

7.4.2. Visina kamatne stope

Na troškove investicija utiču i kamatne stope na kredite iz kojih se finansiraju investiciona ulaganja, čime na kraju utiču i na jedinične troškove električne energije. U Tabeli 7.11 je za tri različita scenaria i primenu različitih tehnologija proizvodnje energije, prikazano kretanje jediničnih cena električne energije u uslovima rasta kamatnih stopa.

Tabela 7.11 - Osetljivost jediničnih troškova električne energije na kamatne stope po scenariju u 2030. godini

Scenario	Tehnologija	Jedinična cena električne energije (EUR/kWh) po scenariju pri			
		kamatnoj stopi od 1%	kamatnoj stopi od 5%	kamatnoj stopi od 6%	kamatnoj stopi od 10%
BAU scenario	Kogeneracija	0,024	0,031	0,033	0,042
	Termoelektrane	0,015	0,019	0,020	0,025
	Energija vetra	0,037	0,049	0,053	0,067
	Solarna energija	0,074	0,097	0,103	0,132
	Hydroenergija	0,020	0,032	0,036	0,052
Scenario sa merama en. efikasnosti	Kogeneracija	0,024	0,031	0,033	0,042
	Termoelektrane	0,015	0,018	0,020	0,024
	Energija vetra	0,037	0,049	0,053	0,067
	Solarna energija	0,074	0,097	0,103	0,132
	Hydroenergija	0,020	0,032	0,036	0,052
Zeleni scenario	Kogeneracija	0,024	0,031	0,033	0,042
	Termoelektrane	0,026	0,033	0,035	0,043
	Energija vetra	0,037	0,049	0,053	0,068
	Solarna energija	0,073	0,097	0,104	0,134
	Hydroenergija	0,020	0,032	0,036	0,052

Iz tabele 7.11. se može videti da rast kamatnih stopa značajno utiče na porast jedinične cene električne energije, što će se u krajnjoj liniji odraziti na rast troškova energenata i rast ukupnih troškova kod proizvođača finalnih proizvoda, kao i rast jedinične cene koštanja tih proizvoda, koju će proizvođači nastojati da pokriju povećanjem prodajnih cena finalnih proizvoda i prevaljivanjem

⁴¹ Klimatska politika EU kojom je 2005. godine uspostavljeno tržište na kojem se trguje dozvolama za emisiju štetnih gasova širom Evrope za više od 11.400 postrojenja u 31 državi.

rastućih troškova na kupce i krajnje potrošače, što dovodi do opšteg rasta cena (ne samo energenata) u vidu inflacije.

7.5. Implikacije

U ovom radu su analizirana tri scenarija s ciljem da se uporede alternativna rešenja za tranziciju energetskog sistema Republike Srbije. Rezultati demonstriraju da su na suprotnim „polovima“ ova dva scenarija:

- BAU scenario:

Ovaj scenario karakteriše preovlađujuća upotreba fosilnih goriva. Ugalj predstavlja približno polovinu ukupnih potreba za primarnom energijom i izvor je za oko 60% proizvedene električne energije. Shodno tome u ovom scenariju je i najviši nivo emisije GESB. Najviši su i eksploatacioni troškovi, pre svega zbog troškova koji se odnose na pribavljanje potrebnih goriva, kao i zbog troškova po osnovu emisije CO₂.

- Zeleni scenario:

Glavni izvori električne energije u ovom scenariju su hidroenergija, solarna i energija vetra. Oni ukupno dostižu 65%, a udeo fosilnih goriva značajno opada, te ugalj podmiruje trećinu potreba za primarnom energijom. Emisija GESB značajno opada u ovom scenariju budući da isti podrazumeva dekarbonizaciju proizvodnog miksa električne energije, uvođenje čistih tehnologija u saobraćajni sektor, itd. Zeleni scenario karakterišu relativno visoke vrednosti izvoza, što potiče od viška električne energije dobijene iz OIE, te Republika Srbija od neto uvoznika u prethodnom scenariju postaje neto izvoznik u Zelenom scenariju. Ovde su i najniži eksploatacioni troškovi, pri čemu jedini troškovi koji su viši u odnosu na prethodni scenario su investicioni (na šta utiče cena proizvodne tehnologije/izvora koji dominiraju u scenariju).

Očigledno je da je BAU scenario najlošija opcija. Uključivanje OIE se preporučuje jer veći udeo OIE podrazumeva i niži nivo emisije GESB. Budući da se energetski sistem Republike Srbije prilično oslanja na električnu energiju, diversifikacija proizvodnog miksa električne energije bi značila i diversifikaciju miksa primarne energije.

Proces dekarbonizacije zahteva promene ne samo na strani proizvodnje već i na strani potrošnje, kroz npr. elektrifikaciju transporta. U ovom radu se demonstrira da instrumenti politike, kao što su CO₂ taksa ili krediti po povoljnim uslovima, pozitivno utiču na proces dekarbonizacije energetskog sistema.

7.6. Obnovljivi izvori energije za održivi razvoj

Tranzicija ka energetskom sistemu koji je održiv i zasniva se na OIE nije jednostavan proces, nosi određene izazove održivog razvoja. U tom smislu treba proceniti uticaj OIE, analizirati održivost ekonomskog rasta, itd. Istražena je korelacija ekonomskih indikatora: karbonski odnosno ugljenični otisak, BDP i udeo OIE u ukupnoj potrošnji energije. Razumevanje odnosa između korišćenja OIE i ekonomskih (BDP) i ekoloških (KO) performansi je veoma korisno za kreatora politike kako bi dizajnirali, redizajnirali i sproveli efikasne energetske politike, usklađene sa uslovima i stvarnim mogućnostima energetskog sektora.

U svrhu analiziranja pomenutih međusobnih uticaja, korišćeni su izlazni podaci EnergyPLAN simulacija za sva tri scenarija, i to emisija CO₂ i potrošnja OIE. Na slikama 7.17-7.19 su prikazani rezultati istraživanja, kojim se demonstrira da je BDP u pozitivnoj korelaciji sa upotrebom OIE, što sugeriše da se BDP povećava kako se povećava korišćenje OIE, dok se karbonski otisak smanjuje.

Kao mera za utvrđivanje razlika je korišten Pirsonov Hi-kvadrat test (Pearson chi-squared test) [109].

Hi kvadrat testovi saglasnosti, podobnosti modela, kategorizovanih podataka i nezavisnosti se baziraju na razlikama između izmerenih i očekivanih frekvencija na osnovu odgovarajuće tvrdnje, formulisane u okviru nulte hipoteze.

Cilj testova saglasnosti je da se, na osnovu n podataka o vrednosti statističkog obeležja dobijenih na uzorku, zaključi da li se obeležje na populaciji može posmatrati kao slučajna promenljiva koja ima datu raspodelu. Mera devijacije ili razlika među ovim raspodelama, može biti formirana na razne načine. Najčešće korišćena mera je ona koja je vezana za Hi-kvadrat test koji je uveo Pirson. Skup mogućih vrednosti promenljive podeli se na konačan broj podskupova i posmatra se razlika između očekivanih frekvencija iz raspodele $P(S)$ i realizovanih u uzorku, pa se na osnovu njih formira statistika.

Karbonski otisak	1,0000	-0,3471	-0,4369
BDP	-0,3471	1,0000	0,9800
Korišćenje OIE	-0,4369	0,9800	1,0000
	Karbonski otisak	BDP	Korišćenje OIE

Slika 7.17 - Pirsonova korelacija ekonomskih indikatora za period 2006-2030. god. za BAU scenario

Karbonski otisak	1,0000	-0,3018	-0,3943
BDP	-0,3018	1,0000	0,9800
Korišćenje OIE	-0,3943	0,9800	1,0000
	Karbonski otisak	BDP	Korišćenje OIE

Slika 7.18 - Pirsonova korelacija ekonomskih indikatora za period 2006-2030. god. za scenario koji uvažava mere energetske efikasnosti

Karbonski otisak	1,0000	-0,9208	-0,8821
BDP	-0,9208	1,0000	0,9681
Korišćenje OIE	-0,8821	0,9681	1,0000
	Karbonski otisak	BDP	Korišćenje OIE

Slika 7.19 - Pirsonova korelacija ekonomskih indikatora za period 2006-2030. god. za Zeleni scenario

Očekivano, u Zelenom scenariju su najizraženiji pozitivni efekti po životnu sredinu.

Prikazani rezultati potvrđuju hipotezu Kuznjecove krive životne sredine.

Pirsonova korelacija se dalje može nadgraditi dodatnim dokazom uzročnosti, Grejndžerovim testom, ekonometrijskom metodom koja potvrđuje (ili odbacuje) mogućnost predviđanja postojanja uzročne povezanosti dve promenljive. Postoje četiri moguće uzročne veze, kojima se dokazuju hipoteze iz Poglavlja 3:

- jednosmerna uzročnost od prve ka drugoj promenljivoj što podržava hipotezu rasta,
- jednosmerna uzročnost koja ide u smeru od druge ka prvoj promenljivoj što podržava hipotezu o očuvanju energije,
- dvosmerna uzročnost što podržava hipotezu povratne sprege, i
- nema uzročnosti što podržava hipotezu neutralnosti.

Utvrđivanjem koja hipoteza je podržana empirijskim dokazima dokazujemo prikladnost rešenja energetske politike.

U tabeli 7.12 su predstavljeni rezultati Grejndžerovih testova uzročnosti na podacima od 2006. do 2030. godine.

Tabela 7.12 - Rezultati Grejndžerovog testa (ne)uzročnosti za period 2006-2030. god. prema scenarijima

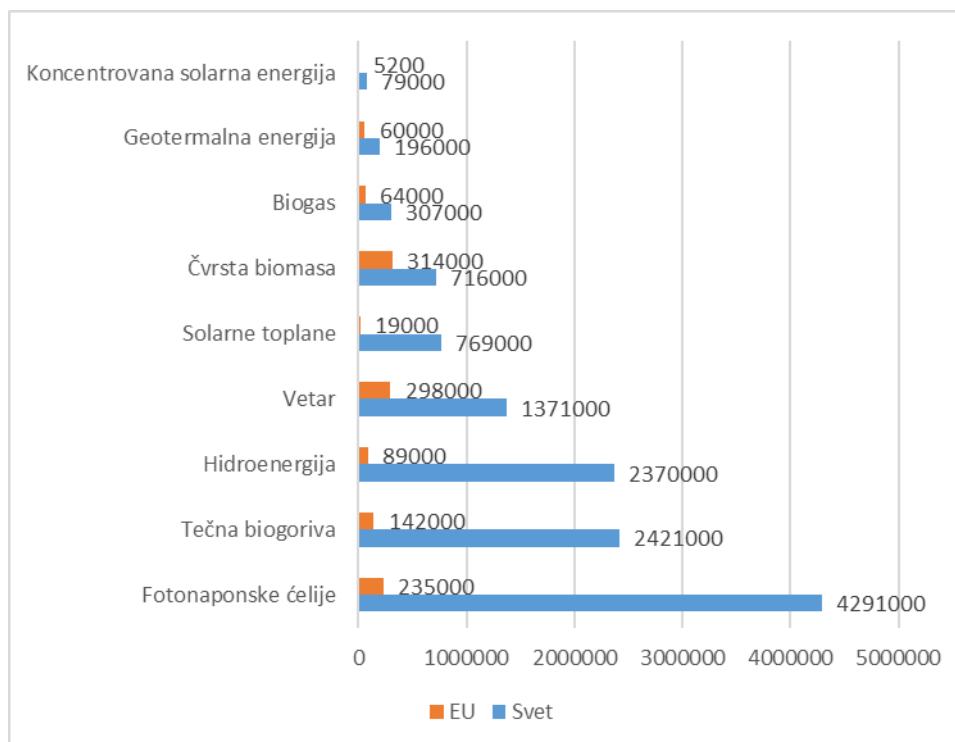
Scenario	Zavisna promenljiva: ln(KO)			Zavisna promenljiva: ln(BDP)			Zavisna promenljiva: ln(OIE)		
		F-test	P-vrednost		F-test	P-vrednost		F-test	P-vrednost
BAU scenario	ln(BDP)	3,77324	0,03278	ln(KO)	1,04369	0,42497	ln (KO)	0,55782	0,69756
	ln(OIE)	4,97091	0,01347	ln(OIE)	6,32576	0,00561	ln (BDP)	1,57183	0,24451
Scenario s merama energetske efikasnosti	ln(BDP)	3,78029	0,03260	ln(KO)	1,06212	0,41681	ln (KO)	0,39117	0,81105
	ln(OIE)	5,02248	0,01300	ln(OIE)	6,32576	0,00561	ln (BDP)	1,57183	0,24451
Zeleni scenario	ln(BDP)	2,31159	0,11722	ln(KO)	5,32259	0,01061	ln (KO)	0,13444	0,96654
	ln(OIE)	6,57371	0,00484	ln(OIE)	8,74646	0,00151	ln (BDP)	0,28491	0,88215

Rezultati sva tri scenarija demonstriraju direktnu povezanost korišćenja OIE, karbonskog otiska i BDP. Analizom istih vidimo dokaze uzročnog pravca koji ide od učešća OIE ka ekonomskim i ekološkim paramterima, budući da p-vrednosti istih ne prelaze 0,05, što je u praksi najzastupljenija (a ujedno i konzervativna) referentna vrednost. Ovim se potvrđuje hipoteza rasta opisana u Poglavlju 3.

Na makroekonomskom nivou, pozitivni uticaji na BDP se mogu delom objasniti povećanim investicijama potrebnim za korišćenje OIE (što je demonstrirano na slici 7.16), a što izaziva „domino” efekte na celu ekonomiju. Primena OIE ima veliki potencijal da stimuliše privredu, kao i da privuče nove investicije. Razvoj novih projekata/investicija u OIE uključuje i druge industrije izvan sektora energetike, budući da je potrebno izgraditi dodatnu infrastrukturu, pružiti snabdevanje različitim proizvodima, razviti maloprodajni sektor, obezbediti stanovanje, školovanje, itd, kao i ostale usluge i proizvode sekundarnog⁴² i tercijarnog⁴³ privrednog sektora. Na mikroekonomskom nivou se rastom stope zaposlenosti u različitim delatnostima (slika 7.20) [110] povećavaju zarade i primanja na nivou pojedinaca i domaćinstava, što se odražava na rast finalne potrošnje.

⁴² Industrija, građevinarstvo, proizvodno zanatstvo.

⁴³ Saobraćaj, trgovina, turizam, ugostiteljstvo, uslužno zanatstvo, bankarstvo, komunalna privreda.



Slika 7.20 – Procenjeni broj radnih mesta direktno i indirektno vezanih za OIE u 2021. godini (EU i svet)

Ovim se indikuje da OIE mogu da budu pokretač održivog razvoja na duže staze.

Pitanje većih troškova investiranja u kapacitete za proizvodnju električne energije iz OIE može biti tretirano kroz model javno privatnog partnerstva, što predviđa i Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije [111]. Ovim zakonom se korišćenje energije iz OIE prepoznaje kao javni interes i „od posebnog značaja za Republiku Srbiju”. U tom smislu se daje mogućnost izgradnje elektrana koje proizvode energiju iz OIE kroz izbor strateškog partnera, a projekti realizovani kroz strateško partnerstvo da budu sufinansirani ili finansirani od strane države. Ugovoreno finansiranje bi trebalo da bude pogodno za javno finansiranje (npr. kroz kredit koji bi uzela država) uz dugi rok otplate.

Kroz nova zakonska rešenja, ali i na obrađenom uzorku za vremenski period 2006-2030. godina, za koji pokazatelji demonstriraju da Republika Srbija pitanja ekonomskog razvoja i očuvanja životne sredine posmatra kroz prizmu razvoja OIE, očigledno je da OIE dobijaju sve značajnije mesto u razvojnoj strategiji zemlje.

8.

ZAKLJUČCI

Od prve industrijske revolucije sagorevaju se intenzivno fosilna goriva, krče se šume, povećan je uzgoj stoke, što je sve dovelo do velike emisije GESB i dalje do globalnog zagrevanja. Temperatura planete je porasla za više od 1°C u periodu od 120 godina. Ovim tempom će za manje od 50 godina porasti temperature za 2°C iznad preindustrijskog nivoa, čime će biti ugrožen život i opstanak pojedinih vrsta na planeti Zemlji. Posledice globalnog zagrevanja kao što su otapanje glečera, poplave na površini celih gradova, česte pojave uragana, širenje pustinja, itd. su već prisutne.

Konferencija zemalja potpisnica Okvirne konvencije Ujedinjenih nacija o klimatskim promenama iz 2015. godine (COP21) ili Pariski sporazum, je prvi univerzalni i pravno obavezujući sporazum o klimatskim promenama, koji predstavlja početak tranzicije ka svetu sa nižom emisijom GESB. Budući da se predugo odugovlačilo s primenom politike definisane ovim sporazumom, da bi se ciljevi istog postigli potrebni su izuzetno veliki naponi. Od toga koliko se brzo i uspešno može dekarbonizovati energetska sektor, pre svega proizvodnja električne energije, zavisice i ukupni efekti i troškovi procesa dekarbonizacije.

Jedan od načina da se pomire rastuće energetske potrebe savremenog života i težnja da se istovremeno smanje emisije GESB kako bi se zaštitila životna sredina je zamena neobnovljivih izvora energije obnovljivim. Ovih drugih ima u izobilju, eksploatišu se uz niže troškove, a ujedno su ekološki prihvatljiviji.

Prelazak na OIE, odnosno supstitucija fosilnih goriva, će se različito odraziti na pojedine zemlje, pri čemu najviše na one koje su u većoj meri zavisne u pogledu proizvodnje električne energije iz fosilnih goriva ili pak od izvoza istih. Stoga je veliki ekološki izazov obezbediti energiju za dugoročni održivi ekonomski razvoj. Odnos između održivog razvoja i energije je veoma složen. S jedne strane, energija može imati pozitivne efekte na održivi razvoj kroz niz novih mogućnosti koje donosi kao što su unapređenje transporta, komunikacije, i sl., a s druge strane, energija može imati negativne efekte zbog načina na koji se proizvodi i koristi.

Ovo istraživanje predstavilo je model koji daje mogućnost da se identifikuje uticaj dekarbonizacije, odnosno tranzicije energetske sistema ka većoj zastupljenosti OIE, na ekonomsku i ekološku održivost, na osnovu čega bi se mogla usmeravati energetska politika koja treba da oblikuje i usaglasi ekonomske i ekološke aspekte održivosti. Pregledom referentne domaće i inostrane literature nije pronađen sličan pristup analizi ovih relacija.

Disertacija pokazuje da je energetska tranzicija kompleksan, višenaspektan proces. Energetski planovi i strategije treba da obuhvataju aspekte tehnoloških, ekonomskih, političkih i drugih promena u energetske sistemu. Ovaj rad daje uvid u rešenja za tranziciju postojećeg energetske sistema

u održiv i na OIE zasnovan sistem, stavljajući fokus na elektroenergetski sistem, ali se korišćenjem ovog modela može tretirati i pitanje toplotnih sistema.

Prvi deo istraživanja se bavi izradom modela kojim se simulira razvoj energetskeg sistema na određenom vremenskom horizontu, gde se, kao rezultat, dobijaju predikcije proizvodnje i potrošnje električne energije, godišnji troškovi eksploatacije sistema, emisija CO₂, itd. za nekoliko mogućih scenarija koji se razlikuju prema učešću OIE u proizvodnom miksu. Drugi deo istraživanja demonstrira povezivanje ovih rezultata ekonometrijskim metodama s pokazateljima ekonomskog razvoja. Rezultati ovog istraživanja sugerišu da model omogućava „razumevanje“ sistema, čime se povećava verovatnoća uspešnosti predikcije i dobijanja realnih rešenja. Simulacijom tri različita scenarija je prikazana praktična primena ovog modela. Formiran je metod na osnovu kojeg je moguće predvideti uticaj određenih energetskeg politika na ekonomiju i ekologiju. Time se stvara mogućnost da se na relativno jednostavan način proverí opravdanost potencijalnih mera i odluka, budući da se relativno brzo i jednostavno dobija povratna informacija.

Rezultati simulacija za Republiku Srbiju u 2030. god. demonstriraju pozitivan uticaj povećanja učešća OIE u proizvodnji električne energije (sa cca 40% na 65%), odnosno da emisija GESB značajno opada (sa 47,657 Mt na 28,759 Mt) sa dekarbonizacijom proizvodnog miksa električne energije, uvođenjem čistih tehnologija, itd. Uz to se pojavljuju dodatni efekti, kao što su značajnije vrednosti izvoza koji raste sa 0,14 TWh na 2,19 TWh, što potiče od viška električne energije dobijene iz OIE, te Republika Srbija od neto uvoznika u prethodnom scenariju postaje neto izvoznik. Ujedno se godišnji eksploatacioni troškovi smanjuju sa 10.852 miliona EUR na 9.134 miliona EUR.

Pored toga, rezultati ove studije potvrđuju pozitivan uticaj OIE na ekonomski rast, odnosno potvrđeno je da je energija ključni faktor ekonomskog rasta i da su neophodne snažne energetske politike za stimulisanje ekonomskog rasta. Potrošnja OIE je sa aspekta ekonomske održivosti višestruko korisna: smanjuje se emisija CO₂ i pospešuje se ekonomski rast. Ekološki prihvatljivi izvori energije mogu zameniti konvencionalne i zadovoljiti rastuću potrebu za energijom. To će omogućiti dalji ekonomski napredak, bez ugrožavanja ekološke održivosti. Uključivanje OIE u energetskeg miks omogućava ekonomiji da ostvari ciljeve održivog razvoja.

Stoga, relevantne institucije treba da podrže politike koje stimulišu sektor obnovljive energije, njegovu dostupnost i razvoj odgovarajuće energetske mreže.

U ovoj disertaciji su na konkretnom primeru Republike Srbije analizirane energetske alternative koji su do sada prepoznate ili ovde predložene radi ubrzanje tranzicije ka energetskeg sistemu koji je održiv i zasnovan na OIE. Ekonomija Republike Srbije se istorijski dosta oslanjala na fosilna goriva da bi zadovoljila svoje potrebe u pogledu energije. Ekonomski razvoj nameće rastuću potrebu za energijom, koja se mora zadovoljiti vodeći računa o dugoročnoj ekološkoj održivosti i smanjenju emisije GESB, zbog čega je započet proces energetske tranzicije. Na isto pozivaju i obaveze Republike Srbije o usklađivanju nacionalnog zakonodavstva u oblasti energetike sa zakonodavstvom EU, preuzete potpisivanjem Ugovora o osnivanju Energetske zajednice i procesom pristupanja EU.

Zaključci do kojih se došlo u ovom istraživanju mogu biti od interesa i za druge države u regionu i šire, koje su dostigle sličan stepen društveno-ekonomskog razvoja i do sada su se u zadovoljavanju energetskeg potreba uglavnom oslanjale na fosilna goriva, a pri tome imaju značajan potencijal u oblasti OIE. Neka pitanja zahtevaju dalja razmatranja u ovoj vrsti istraživanja, ili čak mogu biti tema za neku buduću disertaciju, a u ista spadaju potencijalni novi tržišni mehanizmi i/ili državna regulativa (tj. odgovarajući odnos i mera prvih i drugih) sposobnih da se bave novim međuzavisnostima koje će proisteći iz veće integracije varijabilnih OIE u energetskeg sistemima.

Kratka biografija kandidata



Nebojša M. Ćorović je rođen 24.02.1972. godine u Beogradu, gde je završio osnovnu školu, Matematičku gimnaziju i Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, na kojem je stekao i zvanje magistra elektrotehničkih nauka.

Tokom dugogodišnje karijere radio je u Sektoru za energetiku Saveznog ministarstva za privredu, Sektoru za prenos i upravljanje EPCG, Nacionalnom dispečerskom centru CGES, Direkciji za tržište električne energije Elektromreže Srbije, ABS Holdings i EFT Group. Već deceniju obavlja dužnost Tehničkog direktora Nova Commodities, kompanije koja se bavi trgovinom i snabdevanjem električnom energijom.

9.

LITERATURA

- [1] BP, “BP Statistical Review of World Energy”, London, 2022.
- [2] M. Roser and H. Ritchie, “CO2 and other greenhouse gas emissions”, 2017.
- [3] European Environmental Agency, “EU-28 – Industrial pollution profile 2020”, (2020). Available in <https://www.eea.europa.eu/themes/industry/industrial-pollution/industrial-pollution-country-profiles-2020/eu28>
- [4] United Nations, “Paris Agreement (C.N.63.2016.TREATIES-XXVII.7.d)”, 2015.
- [5] Sathaye, J., Lucon, O., Rahman, A., Christensen, J., Denton, F., Fujino, J., Heath, G., Mirza, M., Rudnick, H., Schlaepfer, A., and Shmakin, A, “Renewable Energy in the Context of Sustainable Development. Cambridge University Press”, 2011.
- [6] Lund, H., Østergaard, P. A., Connolly, D., and Mathiesen, B. V., “Smart energy and smart energy systems. Energy”, 2017, 137:556–565.
- [7] REN21, “Renewables 2020 Global Status Report”, 2021.
- [8] Kahn, M.E., Mohaddes, K., Ng, R., Pesaran, M.H., Rapss, M., Yang, J., “Long-term macroeconomics effects of climate change: A cross-country analysis”, Energy Econ, 2021.
- [9] World Bank Group, 2020. Available in https://data.worldbank.org/country/serbia?most_recent_value_desc=true
- [10] Agencija za energetiku Republike Srbije, „Izveštaj o radu Agencije za energetiku za 2021. godinu“, 2022.
- [11] Energy Community, “Treaty establishing Energy Community”, 2005.
- [12] Deklaracija iz Sofije o Zelenoj agendi za Zapadni Balkan, 2020.
- [13] Lima, M.A., Mendes, L.F.R, Mothé, G.A., Linhares, F.G., de Castro, M.P.P., da Silva, M.G., Sthel, M.S., „Renewable energy in reducing greenhouse gas emissions: Reaching the goals of the Paris agreement in Brazil“, Environmental Development, 2020.
- [14] Economidou, M., Ringel, M., Valentova, M., Castellazzi, L, Zancanella, P., Zangheri, P., Serrenho, T., Paci, D., and Bertoldi, P., “Strategic energy and climate policy planning: Lessons learned from European energy efficiency policies”, Energy Policy, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113225>
- [15] Gencer, B.; Larsen, E.R.; van Ackere, A., „Understanding the coevolution of electricity markets and regulation”, Energy Policy, Volume 143, 2022.
- [16] European Commission, “Impact Assessment, Accompanying the document to Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030”, 2014.
- [17] Mearns, E., Sornette, D., “Are 2050 energy transition plans viable? A detailed analysis of projected Swiss electricity supply and demand in 2050”, Energy Policy, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113347>
- [18] European Commission, Publications Office of the European Union, “Energy roadmap 2050”, 2012.

- [19] Osman, A.I., Hefny, M., Abdel Maksoud, M.I.A.; Elgarahy, A.M.; Rooney, D.W., „Recent advances in carbon capture storage and utilisation technologies: a review“, *Environmental Chemistry Letters*, Volume 19, pp 797–849, Springer, 2021.
- [20] Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B. V., and Leahy, M., “The first step towards a 100% renewable energy-system for Ireland”, *Applied Energy*, 88(2), pp. 502–507, 2011.
- [21] Dijkgraaf, E.; van Dorp, T.P.; Maasland, E., „On the Effectiveness of Feed-in Tariffs in the Development of Solar Photovoltaics“, *The Energy Journal*, Volume 39, 2018
- [22] Marques, A. C., Fuinhas, J. A., Pereira, D. S., „The dynamics of the short and long-run effects of public policies supporting renewable energy: A comparative study of installed capacity and electricity generation”, *Economic Analysis and Policy*, Volume 63, pp 188–206, 2019.
- [23] International Renewable Energy Agency, “Renewable Energy Prospects for the European Union”, 2018.
- [24] Abbott, M.; Cohen, B., „Maintaining the security of supply in the Australian national electricity Market with higher levels of renewable energy“, *The Electricity Journal*, Volume 32, Issue 9, p. 106645, 2019.
- [25] Dell’Aquila M., Atzori D., Stroe O.R., „The Role of Policy Design and Market Forces to Achieve an Effective Energy Transition: A Comparative Analysis Between the UK and Chinese Models“, *The Geopolitics of the Global Energy Transition. Lecture Notes in Energy*, Volume 73, Springer, 2019.
- [26] Morawiecki, Mateusz, “Polish PM: The Green Transition Cannot Come at the Cost of European Security”, *Financial Times*, 2022. Available in <https://www.ft.com/content/3d592adc-b0b0-4098-8616-9d615c9fcde5>.
- [27] Morison, Rachel, “The Climate-Change Fight Is Adding to the Global Inflation Scare”, *Bloomberg*, 2021. Available in <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-06-18/the-climate-change-fight-is-adding-to-the-global-inflation-scare#xj4y7vzkg>.
- [28] Ministarstvo zaštite životne sredine Republike Srbije, “Nameravani nacionalno određeni doprinos”, 2021. Available in https://www4.unfccc.int/sites/submissions/INDC/Published%20Documents/Serbia/1/Republic_of_Serbia.pdf
- [29] Government of the Republic of Serbia, “Nationally Determined Contribution (NDC) of the Republic of Serbia for the 2021–2030 period”, 2015.
- [30] Vlada Republike Srbije, “Energetski bilans Republike Srbije za 2018. godinu”, 2018.
- [31] Vlada Republike Srbije, “Energetski bilans Republike Srbije za 2019. godinu”, 2019.
- [32] Vlada Republike Srbije, “Energetski bilans Republike Srbije za 2020. godinu”, 2020.
- [33] Morris, C. and Jungjohann, A., “Energy democracy. Germanys Energiewende to Renewables”, Berlin, Heidelberg, 2016.
- [34] Lund, H., "Choice awareness: the development of technological and institutional choice in the public debate of Danish energy planning”, *Journal of Environmental Policy and Planning*, 2(3):249–259, 2000.
- [35] Van Veelen, B., “Negotiating energy democracy in practice: Governance processes in community energy projects”, *Environmental politics*, 27(4):644–665, 2018.
- [36] Olaofe, Z., “Review of energy systems deployment and development of offshore wind energy resource map at the coastal regions of Africa”, *Energy*, 161:1096–1114, 2018.
- [37] Ketzer, D., R”osch, C., and Haase, M., “Assessment of sustainable grassland biomass potentials for energy supply in northwest Europe”, *Biomass and Bioenergy*, 100:39–51, 2017.
- [38] Hansen, E. G., Ludeke-Freund, F., Quan, X. I., and West, J., “Cross-national complementarity of technology push, demand pull, and manufacturing push policies: The case of photovoltaics”, *IEEE Transactions on Engineering Management*, 2018.
- [39] Waziri, B. Z., Hassan, A., and Kouhy, R., “The effect of transitioning to renewable energy consumption on the Nigerian oil and gas exports: An ARDL approach”, *International Journal of Energy Sector Management*, 12(4):507–524, 2018.

- [40] Loßner, M., Bottger, D., and Bruckner, T., “Economic assessment of virtual power plants in the German energy market – A scenario-based and model-supported analysis”, *Energy Economics*, 62:125–138, 2017.
- [41] Gsodam, P., Rauter, R., and Baumgartner, R. J., “The renewable energy debate: how Austrian electric utilities are changing their business models”, *Energy, Sustainability and Society*, 5(1):28, 2015.
- [42] Sun, X., Zhang, B., Tang, X., McLellan, B., and Höök, M., “Sustainable energy transitions in China: Renewable options and impacts on the electricity system”, *Energies*, 9(12):980, 2016.
- [43] Marchi, M., Niccolucci, V., Pulselli, R. M., and Marchettini, N., “Environmental policies for GHG emissions reduction and energy transition in the medieval historic centre of Siena (Italy): the role of solar energy”, *Journal of Cleaner Production*, 185:829–840, 2018.
- [44] Hake, J.-F., Fischer, W., Venghaus, S., and Weckenbrock, C., “The German Energiewende – History and status quo”, *Energy*, 92:532–546, 2015.
- [45] Hu, Z., Yuan, J., and Hu, Z., “Study on China’s low carbon development in an Economy–Energy–Electricity–Environment framework”, *Energy Policy*, 39(5), pp. 2596–2605, 2011.
- [46] Amrutha, A., Balachandra, P., and Mathirajan, M., “Model-based approach for planning renewable energy transition in a resource-constrained electricity system – A case study from India”, *International Journal of Energy Research*, 42(3):1023–1039, 2018.
- [47] Vidal-Amaro, J. J. and Sheinbaum-Pardo, C., “A Transition Strategy from fossil fuels to renewable energy sources in the Mexican electricity system”, *Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*, 6(1):47–66, 2018.
- [48] Liu, X. and Mancarella, P., “Modelling, assessment and Sankey diagrams of integrated electricity–heat–gas networks in multi-vector district energy systems”, *Applied Energy*, 167:336–352, 2016.
- [49] Nelson, J., Johnston, J., Mileva, A., Fripp, M., Hoffman, I., Petros-Good, A., Blanco, C., and Kammen, D. M., “High-resolution modeling of the western North American power system demonstrates low-cost and low-carbon futures”, *Energy Policy*, 43:436–447, 2012.
- [50] Phdungsilp, A., “Integrated energy and carbon modeling with a decision support system: Policy scenarios for low-carbon city development in Bangkok”, *Energy Policy*, 38(9), pp. 4808–4817, 2010.
- [51] Kai Li, Xiujie Tan, Yaxue Yan, Dalin Jiang, Shaozhou Qi., “Directing energy transition toward decarbonization: The China story”, *Energy*, Volume 261, Part A, p. 124934, 2022.
- [52] Elisa Papadakis, George Tsatsaronis., “Challenges in the decarbonization of the energy sector”, *Energy*, Volume 205, p. 118025, 2020.
- [53] Krey, V., Luderer, G., Clarke, L., and Kriegler, E., “Getting from here to there–energy technology transformation pathways in the EMF27 scenarios”, *Climatic change*, 123(3-4):369–382, 2014.
- [54] Bagheri, M., Shirzadi, N., Bazdar, E., and Kennedy, C. A., “Optimal planning of hybrid renewable energy infrastructure for urban sustainability: Green Vancouver”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 95:254–264, 2018.
- [55] Ringkjøb, H.-K., Haugan, P. M., and Solbrekke, I. M., “A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96:440–459, 2018.
- [56] Ringkjøb, H.-K., Haugan, P.M., Solbrekke, I.M., “A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 96, pp. 440-459, 2018.
- [57] International Energy Agency, “Global Energy and CO2 Status Report”, Paris, 2019.
- [58] International Energy Agency, “World Energy Outlook 2017, Paris Cedex, 2018.
- [59] Lin, J.Y., “The latecomer advantages and disadvantages: a New Structural Economics perspective. Diverse Development Paths and Structural Transformation in Escape from Poverty”, Cambridge University Press, Cambridge, pp. 43–67, 2016.

- [60] Bhattacharya, M., Paramati, S. R., Ozturk, I., and Bhattacharya, S., “The effect of renewable energy consumption on economic growth: Evidence from top 38 countries”, *Applied Energy*, 162:733–741, 2016.
- [61] United Nations, „The 2030 Agenda for Sustainable Development“, 2015.
- [62] Dinda, S., “Environmental Kuznets curve hypothesis: A survey. *Ecological economics*”, 49(4):431–455, 2004.
- [63] Pablo-Romero, M. d. P. and De Jesus, J., “Economic growth and energy consumption: The energy–environmental Kuznets curve for Latin America and the Caribbean”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60:1343–1350, 2016.
- [64] Al-Mulali, U., Ozturk, I., and Solarin, S. A., “Investigating the environmental Kuznets curve hypothesis in seven regions: The role of renewable energy”, *Ecological Indicators*, 67:267–282, 2016.
- [65] Devine-Wright, P., “Towards zero-carbon: Citizenship, responsibility and the public acceptability of sustainable energy technologies”, Conference C81 of the Solar Energy Society, UK section of the International Solar Energy Society, volume 21, pages 51–62, 2004.
- [66] Morris, C. and Jungjohann, A., “Energy democracy. *Germany's Energiewende to Renewables*”, Berlin, Heidelberg, 2016.
- [67] Burke, M. J. and Stephens, J. C., “Energy democracy: Goals and policy instruments for sociotechnical transitions”, *Energy Research & Social Science*, 33:35–48, 2017.
- [68] Lund, H., “*Renewable Energy Systems*”, Academic Press, Boston, 2014.
- [69] REN21, “*Renewables 2020 Global Status Report*”, 2020.
- [70] Lund H., Mathiesen B.V., “Energy system analysis of 100% renewable energy systems—The case of Denmark in years 2030 and 2050”, *Energy*, Volume 34, Pages 524-531, 2009.
- [71] Korberg, A. D., Skov, I. R., and Mathiesen, B. V., “The role of biogas and biogas-derived fuels in a 100% renewable energy system in Denmark”, *Energy*, p. 117426, 2020.
- [72] Thellufsen, J. Z., Lund, H., Sorknæs, P., Østergaard, P., Chang, M., Drysdale, D., Nielsen, S., Dørup, S., and Sperling, K., “Smart energy cities in a 100% renewable energy context”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 129:109922, 2020.
- [73] Heldeweg, M. A., “Legal regimes for experimenting with cleaner production—Especially in sustainable energy”, *Journal of Cleaner Production*, 169:48–60, 2017.
- [74] Creswell, J. W., “*Research design: Qualitative, quantitative, and mixed methods approaches*”, Sage Publications, 2014.
- [75] Aalborg University, “EnergyPLAN model” [Software version: 14.2], Department of Development and Planning, Aalborg University. Denmark, 2019. Available in <https://www.energyplan.eu>.
- [76] Lund H, Arler F, Østergaard PA, Hvelplund F, Connolly D, Mathiesen BV, et al., “Simulation versus optimisation: theoretical positions in energy system modelling”, *Energies*, 2017.
- [77] Liu W, Lund H, Mathiesen BV, “Large-scale integration of wind power into the existing Chinese energy system”, *Energy*, 2011.
- [78] Pillai JR, Heussen K, Østergaard PA, “Comparative analysis of hourly and dynamic power balancing models for validating future energy scenarios”, *Energy*, 2011.
- [79] Global Footprint Network, “*Ecological Footprint and Biocapacity*”, 2019. Available in <http://data.footprintnetwork.org>.
- [80] World Bank Group (2020). *World Development Indicators*. Available in <https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators>.
- [81] Pesaran, M. H., Shin, Y., and Smith, R. J., “Bounds testing approaches to the analysis of level relationships”, *Journal of Applied Econometrics*, 16(3):289–326, 2001.
- [82] Toda, H. Y. and Yamamoto, T., “Statistical inference in vector autoregressions with possibly integrated processes”, *Journal of Econometrics*, 66(1-2):225–250, 1995.
- [83] Republički zavod za statistiku, „Statistički godišnjak Republike Srbije, 2022.
- [84] Ćorović N, Gvozdenac Urošević B, Katić N, “Electricity consumption and market prices in Serbia impact of the pandemic of COVID-19”, *Thermal Science*, Vol 26, No 5 Part B, pp 4067-4078, 2022.

- [85] Available in <https://mre.gov.rs/lat/aktuelnosti/saopstenja/mihajloviceva--cilj-da-2040--najmanje-40-odsto-energije-dobijamo-iz-obnovljivih-izvora>
- [86] Eurostat, „Short Assessment of Renewable Energy Sources”, 2021. Available in <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>
- [87] Ćorović N, Gvozdenac Urošević B, Katić N, “Decarbonization: Challenges for the electricity market development — Serbian market case”, *Energy Reports*, Vol 8, pp 2200-2209, 2022.
- [88] Ministarstvo rudarstva i energetike, “Strategija razvoja energetike Republike Srbije do 2025. godine sa projekcijama do 2030. godine”, 2015.
- [89] “Strategija i politika razvoja industrije Republike Srbije od 2011. do 2020. godine”, *Službeni glasnik Republike Srbije*, broj 55/11, 2011.
- [90] European Commission, „Directive 2001/80/EC on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants“, 2001.
- [91] “Zakon o energetici”, *Službeni glasnik Republike Srbije*, broj 145/14, 95/2018 – dr. zakon, i 40/2021, 2021.
- [92] Macedo, D.P., Marques, A.C., and Damette, O., “The role of electricity flows and renewable electricity production in the behaviour of electricity prices in Spain”, *Economic Analysis and Policy*, 76, pp. 885-900, 2022.
- [93] Poppe, M., “Negative Strompreise: Deutschland verschenkt Millionen an Frankreich – FOCUS Online”, *Focus Online*, 2018.
- [94] Available in <https://balkangreenenergynews.com/rs/trgovina-hrvatskim-fjucersima-za-elektricnu-energiju-pocinje-26-juna/>
- [95] Huber, M., Dimkova, D., Hamacher, T., “Integration of wind and solar power in Europe: assessment of flexibility requirements”, *Energy* 69, 236–246, 2014.
- [96] Waterson, M., “The characteristics of electricity storage, renewables and markets”, *Energy Policy* 104, 466–473, 2017.
- [97] Meyabadi, A.F., Deihimi, M.H., “A review of demand-side management: reconsidering theoretical framework”, *Renew. Sustain. Energy, Rev.* 80, 367–379, 2017.
- [98] Kondziella, H., Bruckner, T., “Flexibility requirements of renewable energy based electricity systems – a review of research results and methodologies”, *Renew. Sustain. Energy, Rev.* 53, 10–22, 2016.
- [99] Chaudry, M., Jenkins, N., Qadrdan, M., and Wu, J., “Combined gas and electricity network expansion planning”, *Applied Energy*, 113, pp. 1171–1187, 2014.
- [100] Hlusiak, M., Breyer, C., Gerlach, K., “Transition towards a local 100% renewable electricity supply based on PV, wind, batteries and renewable methane using the example of the Allgäu, Germany”, 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Frankfurt, Germany, p. 5, 2012.
- [101] Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B.V., “Smart Energy Europe: the technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union”, *Renew. Sustain. Energy, Rev.* 60, 1634–1653, 2016.
- [102] Lund, H., Connolly, D., “EnergyPLAN”, 2014.
- [103] IRENA, “Renewable power generation costs in 2021”, 2022.
- [104] Available in <https://taxfoundation.org/carbon-taxes-in-europe-2022/>
- [105] Mitchel, C., Sawin, J.L., Pkharel, G.R., Kammen, D., Wang, Z., Fifita, S., Jaccard, M., Langniss, O., Lucas, H., Nadai, A., Trujillo Blanco, R., Usher, E., Verbruggen, A., Wüstenhagen, R., Yamaguchi, K., “Policy, financing and implementation. In: Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Seyboth, K., Matschoss, P., Kadner, S., Zwickel, T., Eickemeier, P., Hansen, G., Schlömer, S., von Stechow, C. (eds.)”, *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2011.
- [106] European Parliament, 2023. Available in https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2023-0100_EN.html
- [107] Bayer, P., and Michael A., “The European Union Emissions Trading System Reduced CO₂ Emissions Despite Low Prices”, *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 2020.

- [108] Metcalf, G.E., and Stock J.H., “The Macroeconomic Impact of Europe’s Carbon Taxes”, NBER Working Paper 27488, National Bureau of Economic Research, Cambridge, MA., 2020.
- [109] Stojković, M., “Statistika za menadžere”, Ekonomski fakultet, Subotica, str. 387-445, 1995.
- [110] IRENA, “Renewable Energy and Jobs - Annual Review 2022”, 2022.
- [111] “Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije”, Službeni glasnik br. 40/2021 i 35/2023.

Овај Образац чини саставни део докторске дисертације, односно докторског уметничког пројекта који се брани на Универзитету у Новом Саду. Попуњен Образац укоричити иза текста докторске дисертације, односно докторског уметничког пројекта.

План третмана података

Назив пројекта/истраживања
Симулација утицаја декарбонизације енергетског система на економску и еколошку одрживост
Назив институције/институција у оквиру којих се спроводи истраживање
Факултет техничких наука, Универзитет у Новом Саду
Назив програма у оквиру ког се реализује истраживање
Индустријско инжењерство и инжењерски менаџмент
1. Опис података
<p>1.1 Врста студије</p> <p><i>Укратко описати тип студије у оквиру које се подаци прикупљају</i></p> <p><u>Студија спроведена у оквиру дисертације је комбиновани приступ којим се обједињују квалитативни и квантитативни подаци на основу којих се приступа изради одговарајућих економетријских и енергетских модела. Могућност коришћење обновљивих извора енергије зарад економског развоја и односи економских и енергетских променљивих величина су анализирани. Коришћени подаци су јавно доступни.</u></p>
<p>1.2 Врсте података</p> <p>а) квантитативни</p> <p>б) квалитативни</p>
<p>1.3. Начин прикупљања података</p> <p>а) анкете, упитници, тестови</p> <p>б) клиничке процене, медицински записи, електронски здравствени записи</p> <p>в) генотипови: навести врсту _____</p> <p>г) административни подаци: навести врсту _____</p> <p>д) узорци ткива: навести врсту _____</p>

ђ) снимци, фотографије: навести врсту _____

е) текст, навести врсту _____

ж) мапа, навести врсту _____

з) остало: нумерички подаци

1.3 Формат података, употребљене скале, количина података

1.3.1 Употребљени софтвер и формат датотеке:

а) **Excel фајл, датотека .xls**

б) SPSS фајл, датотека _____

в) PDF фајл, датотека _____

г) Текстфајл, датотека _____

д) JPG фајл, датотека _____

е) **EnegyPlan, датотека .txt**

1.3.2. Број записа (код квантитативних података)

а) број варијабли **Велики број**

б) број мерења (испитаника, процена, снимака и сл.) _____

1.3.3. Поновљена мерења

а) да

б) **не**

Уколико је одговор да, одговорити на следећа питања:

а) временски размак између поновљених мера је _____

б) варијабле које се више пута мере односе се на _____

в) нове верзије фајлова који садрже поновљена мерења су именоване као _____

Напомене: _____

Да ли формати и софтвер омогућавају дељење и дугорочну валидност података?

а) **Да**

б) Не

Ако је одговор не, образложити _____

2. Прикупљање података

2.1 Методологија за прикупљање/генерисање података

2.1.1. У оквиру ког истраживачког нацрта су подаци прикупљени?

а) експеримент, навести тип **рачунарске симулације**

б) корелационо истраживање, навести тип _____

ц) анализа текста, навести тип **анализа доступне литературе**

д) остало, навести шта **анализа јавно доступних података**

2.1.2 Навести врсте мерних инструмената или стандарде података специфичних за одређену научну дисциплину (ако постоје).

2.2 Квалитет података и стандарди

2.2.1. Третман недостајућих података

а) Да ли матрица садржи недостајуће податке? Да Не

Ако је одговор да, одговорити на следећа питања:

а) Колики је број недостајућих података? _____

б) Да ли се кориснику матрице препоручује замена недостајућих података? Да Не

в) Ако је одговор да, навести сугестије за третман замене недостајућих података

2.2.2. На који начин је контролисан квалитет података? Описати

Подаци су обрађени у складу са предложеном методологијом у истраживању спроведеном током израде докторске дисертације.

2.2.3. На који начин је извршена контрола уноса података у матрицу?

3. Третман података и пратећа документација

3.1. Третман и чување података

3.1.1. Подаци ће бити депоновани у Репозиторијуму докторских дисертација на Универзитету у Новом Саду

3.1.2. URL адреса

3.1.3. DOI _____

3.1.4. Да ли ће подаци бити у отвореном приступу?

- а) Да
- б) Да, али после ембарга који ће трајати до _____
- в) Не

Ако је одговор не, навести разлог _____

3.1.5. Подаци неће бити депоновани у репозиторијум, али ће бити чувани.

Образложење

3.2. Метаподаци и документација података

3.2.1. Који стандард за метаподатке ће бити примењен? _____

3.2.1. Навести метаподатке на основу којих су подаци депоновани у репозиторијум.

Ако је потребно, навести методе које се користе за преузимање података, аналитичке и процедуралне информације, њихово кодирање, детаљне описе варијабли, записа итд.

3.3 Стратегија и стандарди за чување података

3.3.1. До ког периода ће подаци бити чувани у репозиторијуму? **Неограничено**

3.3.2. Да ли ће подаци бити депоновани под шифром? Да **Не**

3.3.3. Да ли ће шифра бити доступна одређеном кругу истраживача? Да **Не**

3.3.4. Да ли се подаци морају уклонити из отвореног приступа после извесног времена?

Да **Не**

Образложити

4. Безбедност података и заштита поверљивих информација

Овај одељак **МОРА** бити попуњен ако ваши подаци укључују личне податке који се односе на учеснике у истраживању. За друга истраживања треба такође размотрити заштиту и сигурност података.

4.1 Формални стандарди за сигурност информација/података

Истраживачи који спроводе испитивања с људима морају да се придржавају Закона о заштити података о личности (https://www.paragraf.rs/propisi/zakon_o_zastiti_podataka_o_licnosti.html) и одговарајућег институционалног кодекса о академском интегритету.

4.1.2. Да ли је истраживање одобрено од стране етичке комисије? Да **Не**

Ако је одговор Да, навести датум и назив етичке комисије која је одобрила истраживање

4.1.2. Да ли подаци укључују личне податке учесника у истраживању? Да **Не**

Ако је одговор да, наведите на који начин сте осигурали поверљивост и сигурност информација везаних за испитанике:

- а) Подаци нису у отвореном приступу
 - б) Подаци су анонимизирани
 - ц) Остало, навести шта
-
-

5. Доступност података

5.1. Подаци ће бити

а) јавно доступни

б) доступни само уском кругу истраживача у одређеној научној области

ц) затворени

Ако су подаци доступни само уском кругу истраживача, навести под којим условима могу да их користе:

Ако су подаци доступни само уском кругу истраживача, навести на који начин могу приступити подацима:

5.4. Навести лиценцу под којом ће прикупљени подаци бити архивирани.

ауторство – некомерцијално

6. Улоге и одговорност

6.1. Навести име и презиме и мејл адресу власника (аутора) података

Небојша Ћоровић, nebojsa.corovic@nova-commodities.rs

б.2. Навести име и презиме и мејл адресу особе која одржава матрицу с подацима

Небојша Ћоровић, nebojsa.corovic@nova-commodities.rs

б.3. Навести име и презиме и мејл адресу особе која омогућује приступ подацима другим истраживачима

Небојша Ћоровић, nebojsa.corovic@nova-commodities.rs