



CRNA GORA SKUPŠTINA CRNE GORE	
PRIMLJENO: 31. 7.	20. 25. GOD.
KLASIFIKACIONI BROJ: 00-72/25-77	
VEZA:	
EPA: 641 XXVIII	
SKRAĆENICA:	PRILOG:

Broj: 25/1599-23

Podgorica, 31.07.2025. godine

Skupština Crne Gore
Bulevar Svetog Petra Cetinjskog 10
Podgorica

Predmet: Dostavljanje Izvještaja o stanju energetskog sektora Crne Gore za 2024. godinu.

U skladu sa članom 44 stav 1 Zakona o energetici („Službeni list CG“, broj 28/25) u prilogu dostavljamo Izvještaj o stanju energetskog sektora Crne Gore za 2024. godinu.

Navedeni izvještaj dostavljamo u 35 primjeraka u papirnoj formi i na CD-u u elektronskoj (pdf) formi.

U prilogu su i Odluka o utvrđivanju Izvještaja o stanju energetskog sektora Crne Gore za 2024. godinu, Odluka o određivanju predstavnika Regulatorne agencije za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti koji će učestvovati u skupštinskoj proceduri usvajanja izvještaja.

S poštovanjem,

Dostaviti:

- Skupštini Crne Gore,
- a/a.

Predsjednik Odbora,
Veljko Vasiljević

REGAGEN Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti

Bulevar Svetog Petra Cetinjskog 96, 81000 Podgorica, **Crna Gora**

T: 00 382 20 229 615. 00 382 20 229 616 F: 00 382 20 229 755 E: regagen@t-com.me www.regagen.co.me

PIB: 02396491 ŽR: 520-34372-70. 510-4171-40. 520-34498-80



Crna Gora

Regulatorna agencija za energetiku i
regulisane komunalne djelatnosti

**IZVJEŠTAJ O STANJU
ENERGETSKOG SEKTORA CRNE GORE
ZA 2024. GODINU**

Podgorica, jul 2025. godine

SADRŽAJ

1. ENERGETSKI RESURSI I KAPACITETI	19
1.1 Energetski resursi.....	19
1.1.1 Hidropotencijal.....	20
1.1.2 Potencijal vjetra.....	22
1.1.3 Energetski potencijal sunčevog zračenja.....	23
1.1.4 Potencijal biomase.....	25
1.1.5 Ugalj	26
1.2 Elektroenergetski sistem Crne Gore	30
1.2.1 Proizvodni kapaciteti.....	32
1.2.2 Prenosni kapaciteti.....	36
1.2.3 Distributivni kapaciteti.....	39
1.2.4 Potrošnja električne energije	41
1.2.5 Dnevni dijagram potrošnje i sezonalnost bruto konzuma električne energije	43
1.2.6 Gubici u prenosnom i distributivnom sistemu električne energije.....	46
Ostvareni gubici u prenosnom sistemu električne energije	47
Ostvareni gubici u distributivnom sistemu električne energije.....	47
1.2.7 Ostvarenje elektroenergetskog bilansa	48
1.3 Sektor nafte i gasa	49
1.3.1 Sektor nafte	49
1.3.1.1 Skladišni kapaciteti.....	49
1.3.1.2 Transportni kapaciteti	49
1.3.1.3 Prodajni kapaciteti.....	50
1.3.2 Sektor prirodnog gasa.....	52
1.3.2.1 Projekat Jonsko - jadranskog gasovoda	52
1.3.2.2 Tečni prirodni gas (TPG).....	53
1.3.3 Istraživanja ugljovodonika u crnogorskom podmorju	53
1.3.4 Strateške rezerve naftnih derivata	54
2. NADZOR NAD RADOM ENERGETSKIH SUBJEKATA	59
2.1 Nadzor elektroenergetskog sektora.....	59
2.1.1 Ugovorni odnosi energetskih subjekata.....	59

2.1.2 Ugovorni odnosi snabdjevača i kupaca	60
2.1.3 Razgraničenje imovine između CGES-a, CEDIS-a i EPCG-a	60
2.1.4 Kvalitet isporuke i snabdijevanja električnom energijom	61
2.1.4.1 Opšti parametri kvaliteta	62
a) Opšti parametri kvaliteta operatora prenosnog sistema	62
b) Opšti parametri kvaliteta operatora distributivnog sistema	66
2.1.4.2 Pojedinačni parametri kvaliteta	73
a) Pojedinačni parametri kvaliteta operatora prenosnog sistema	73
b) Pojedinačni parametri kvaliteta operatora distributivnog sistema	73
c) Pojedinačni parametri kvaliteta snabdjevača	74
2.1.5 Transparentnost i dostupnost informacija u vezi sa tržištem električne energije	75
2.1.6 Udjeli izvora energije	76
2.1.7 Rad i poslovanje operatora zatvorenog distributivnog sistema	77
2.1.8 Ispunjenost uslova iz sertifikata i licence	78
2.2 Djelatnosti u oblasti nafte i gasa	78
3. INVESTICIJE U ENERGETSKOM SEKTORU	83
3.1 Investicije „Elektroprivrede Crne Gore“ AD Nikšić (EPCG)	83
3.2 Investicije „Crnogorskog elektrodistributivnog sistema“ DOO Podgorica (CEDIS)	85
Primarna mreža	88
Sekundarna mreža	88
Revitalizacija mreže	89
Mjerna mjesta i napredni sistem za mjerenje električne energije	90
Ostale investicije i ostala osnovna sredstva	91
3.3 Investicije „Crnogorskog elektroprenosnog sistema“ AD Podgorica (CGES)	91
3.3.1 Razvoj prenosnog sistema električne energije i njegovi efekti	95
3.4 Uticaj investicija operatora sistema električne energije na cijene za korišćenje sistema	103
4. TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGJE	109
4.1 Paket za integraciju tržišta električne energije – obaveze i uslovi za izuzeće	109
4.2 Veleprodajno tržište električne energije	111
4.2.1. Razvoj veleprodajnog tržišta električne energije	119
4.3 Maloprodajno tržište električne energije	120

4.3.1	Obim prodaje i cijene električne energije u Crnoj Gori	121
4.3.2	Cijene električne energije u evropskim zemljama.....	125
4.3.3	Zaštita potrošača	128
5.	FINANSIJSKO POSLOVANJE ENERGETSKIH SUBJEKATA	139
5.1	Elektroenergetski sektor.....	139
5.1.1	Finansijsko poslovanje regulisanih elektroenergetskih subjekata	140
5.1.1.1	Rezultati poslovanja Operatora prenosnog sistema električne energije	140
5.1.1.2	Rezultati poslovanja Operatora distributivnog sistema električne energije.....	143
5.1.1.3	Rezultati poslovanja Operatora tržišta električne energije	147
5.1.2	Finansijsko poslovanje neregulisanih elektroenergetskih subjekata	148
5.2	Sektor nafte i gasa.....	149
6.	NORMATIVNE I UPRAVNE AKTIVNOSTI AGENCIJE U 2024. GODINI	155
6.1	Donošenje podzakonskih akata	155
6.1.1	Oblast električne energije	155
6.1.2	Oblast gasa	157
6.2	Odobranje podzakonskih akata energetskih subjekata.....	157
6.3	Utvrdjivanje cijena i naknada.....	158
6.4	Davanje saglasnosti na razvojne i investicione planove operatora sistema.....	159
6.5	Izdavanje licenci za obavljanje energetskih djelatnosti.....	159
6.6	Obnovljivi izvori i visokoefikasna kogeneracija	159

Popis tabela

Tabela 1.1.1 Teoretski i tehnički iskoristivi hidropotencijal u Crnoj Gori	20
Tabela 1.1.2 Stanje rezervi uglja u pljevaljskom području, na dan 31. decembar 2024. godine.....	28
Tabela 1.1.3 Ostvarena proizvodnja uglja i njegova prodaja po kategorijama potrošnje u periodu 2015 – 2024. godina.....	29
Tabela 1.1.4 Stanje rezervi uglja u jami Petnjik, na dan 31. decembar 2024. godine	30
Tabela 1.2.1 Proizvodni kapaciteti u Crnoj Gori.....	32
Tabela 1.2.2 Ostvarena proizvodnja elektrana u periodu 2015 - 2024. godina	35
Tabela 1.2.3 Potrošnja i broj kupaca tokom 2024. godine i poređenje sa prethodnom godinom...	42
Tabela 1.2.4 Ostvarena potrošnja kupaca priključenih na prenosni i distributivni sistem u desetogodišnjem periodu 2015 – 2024. godina	42
Tabela 1.2.5 Gubici u prenosnom i distributivnom sistemu u periodu 2015 - 2024. godina.....	47
Tabela 1.2.6 Prikaz ostvarenja elektroenergetskih veličina planiranih Energetskim bilansom za 2024. godinu	48
Tabela 1.3.1 Pregled energetske subjektata koji posjeduju pet i više transportnih sredstava.....	50
Tabela 1.3.2 Pregled energetske subjektata koji posjeduju više od pet benzinskih i plinskih stanica	51
Tabela 2.1.1 Trajanje i vrijednosti indikatora AIT i ENS u 2024. godini.....	63
Tabela 3.1.1 Pregled realizacije investicija EPCG u 2024. godini.....	83
Tabela 3.2.1 Pregled realizacije odobrenih investicija za 2024. godinu i investicija planiranih za period 2012 – 2023. godina, realizovanih u 2024. godini.....	86
Tabela 3.3.1 Pregled realizacije odobrenih investicija za 2024. godinu	92
Tabela 3.3.2 Pregled realizacije investicija koje su odobrene u prethodnim postupcima davanja saglasnosti na investicione planove.....	94
Tabela 4.3.1 Prodaja električne energije, fakturisana realizacija i ostvarene prodajne cijene električne energije distributivnih kupaca u periodu 2015 – 2024. godina.....	123
Tabela 4.3.2 Prodaja električne energije, fakturisana realizacija i ostvarene prodajne cijene električne energije bez PDV-a za domaćinstava u periodu 2015 – 2024. godina.....	124
Tabela 4.3.3 Podaci o podnijetim prigovorima u 2024. godini.....	131
Tabela 6.6.1 Proizvođači koji su u 2024. godini imali utvrđen status povlašćenog proizvođača i njihovi proizvodni objekti.....	161
Tabela 6.6.2 Električna energija otkupljena od povlašćenih proizvođača u periodu 2014 – 2024. godine	163

Popis grafika

Grafik 1.2.1	Udio instalisanih snaga proizvodnih objekata u ukupnom instalisanom proizvodnom kapacitetu	34
Grafik 1.2.2	Udio proizvodnih objekata u ukupnoj proizvodnji električne energije	34
Grafik 1.2.3	Proizvodnja električne energije u periodu 2015 – 2024. Godina	36
Grafik 1.2.4	Učešće pojedinačnih naponskih nivoa u ukupnoj dužini prenosne mreže	37
Grafik 1.2.5	Učešće dužine vodova po naponskim nivoima u ukupnoj dužini distributivnog sistema	39
Grafik 1.2.6	Udio dužine nadzemnih i kablovskih vodova po pojedinačnim regionima	40
Grafik 1.2.7	Potrošnja električne energije distributivnih kupaca u periodu 2015 - 2024. Godina	43
Grafik 1.2.8	Prosječni dnevni dijagrami potrošnje u 2024. godini po sezonama	44
Grafik 1.2.9	Pregled dnevnih dijagrama potrošnje za sezonu grijanja, sezonu hlađenja, prelaznu sezonu i rasterećenu sezonu u periodu 2019 - 2024. godina	45
Grafik 1.2.10	Pregled dnevnih dijagrama potrošnje za sezonu grijanja, sezonu hlađenja, prelaznu sezonu i rasterećenu sezonu bez KAP-a u periodu 2020 - 2024. godina	46
Grafik 2.1.1	Poređenje broja prekida u prenosnom sistemu u 2024. godini	63
Grafik 2.1.2	Poređenje vrijednosti indikatora opšteg kvaliteta u periodu 2019 - 2024. godina	64
Grafik 2.1.3	Broj prekida u distributivnom sistemu u 2024. godini	68
Grafik 2.1.4	Trend promjene vrijednosti indikatora SAIDI i SAIFI u periodu 2019 - 2024. godina	68
Grafik 2.1.5	Vrijednost SAIDI indikatora u periodu 2019 - 2024. godina	70
Grafik 2.1.6	Vrijednost SAIFI faktora u periodu 2019 - 2024. godina	72
Grafik 2.1.7	Stepen objavljenih podataka od značaja za funkcionisanje tržišta za period 2019-2024	76
Grafik 3.1.1	Udjeli investicionih ulaganja EPCG u 2024. godini	84
Grafik 3.2.1	Udjeli različitih kategorija investicija u ukupnim ulaganjima CEDIS-a u 2024. godini	87
Grafik 3.2.2	Stepen opremljenosti kupaca sredstvima savremenog sistema mjerenja u periodu od 2019. do 2024. godine	90
Grafik 3.3.1	Poređenje količine energije koja je ušla u prenosni sistem električne energije u periodu od 2016. do 2024. godine	99
Grafik 3.3.2	Poređenje količine energije koja je izašla iz prenosnog sistema električne energije u periodu od 2016. do 2024. godine	100
Grafik 3.3.3	Poređenje tranzita energije preko prenosnog sistema električne energije u periodu od 2016. do 2024. godine	100
Grafik 3.3.4	Prihodi od alokacije prekograničnih kapaciteta u periodu od 2016. godine do 2024. godine	101

Grafik 3.3.5 Cijene za angažovanje prenosnog kapaciteta za proizvođače električne energije priključene na prenosni sistem, sa i bez prihoda od alokacije kapaciteta podmorske interkonekcije.....	102
Grafik 3.3.6 Cijene za angažovanje prenosnog kapaciteta za ostale korisnike prenosnog sistema, sa i bez prihoda od alokacije kapaciteta podmorske interkonekcije.....	102
Grafik 3.4.1 Pregled ukupnih investicija CEDIS-a i CGES-a i prosječnih mrežarina za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem u periodu od 2012. do 2024. godine	103
Grafik 3.4.2 Struktura računa za utrošenu električnu energiju za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem u periodu od 2012. do 2024. godine.....	105
Grafik 4.2.1 Prosječne ponderisane cijene po kojima je CGES kupovao električnu eneregiju za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu u periodu 2020 - 2024. godina.....	113
Grafik 4.2.2 Prosječne ponderisane cijene po kojima je CEDIS kupovao električnu energiju za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu u periodu 2020 - 2024. godina	113
Grafik 4.2.3 Cijene bazne električne energije ostvarene u 2024. godini na crnogorskom i mađarskom dan-unaprijed tržištu.....	115
Grafik 4.2.4 Cijene vršne električne energije ostvarene u 2024. godini na crnogorskom i mađarskom dan-unaprijed tržištu električne energije.....	115
Grafik 4.3.1 Prosječna cijena električne energije u evropskim državama u 2024. godini	126
Grafik 4.3.2 Prosječna cijena električne energije za domaćinstva u glavnim gradovima evropskih država u decembru 2024. godine.....	127
Grafik 4.3.3 Prosječne cijene električne energije po paritetu kupovne moći za domaćinstva u glavnim gradovima evropskih država u decembru 2024. godine	128
Grafik 5.1.1 Rezultat poslovanja CGES-a u periodu od 2016. do 2024. godine	141
Grafik 5.1.2 Utvrđeni regulatorno dozvoljeni prihod i rezultat poslovanja CGES-a u periodu od 2016. do 2024. godine	141
Grafik 5.1.3 Troškovi poslovanja CGES-a u periodu od 2016. do 2024. godine.....	142
Grafik 5.1.4 Rezultat poslovanja CEDIS-a u periodu od 2016. do 2024. godine	144
Grafik 5.1.5 Utvrđeni regulatorno dozvoljeni prihod i rezultat poslovanja CEDIS-a u periodu od 2016. do 2024. godine	145
Grafik 5.1.6 Troškovi poslovanja CEDIS-a u periodu od 2016. do 2024. godine.....	146
Grafik 5.1.7 Rezultat poslovanja COTEE-a u periodu od 2016. do 2024. godine.....	148
Grafik 5.1.8 Rezultat poslovanja tržišnih elektroenergetskih subjekata u 2024. godini	149
Grafik 5.2.1 Rezultati poslovanja tržišnih subjekata u sektoru nafte i gasa u 2024. godini	151

Popis slika

Slika 1.2.1 Zamjenska šema elektroenergetskog sistema Crne Gore	31
Slika 1.2.2 Prikaz elektroenergetskog sistema Crne Gore	38
Slika 1.2.3 Organizacija distributivnog sistema Crne Gore po regionima	40
Slika 2.1.1 Konzumna područja najduže pogođena prekidom u napajanju tokom 2024. godine	65
Slika 2.1.2 Vrijednost SAIDI indikatora po regionima	69
Slika 2.1.3 Vrijednost SAIFI indikatora po regionima.....	71
Slika 3.3.1 Projekti iz Plana razvoja panevropskog prenosnog sistema električne energije 2024.....	97
Slika 3.3.2 Projekti iz Plana razvoja panevropskog prenosnog sistema električne energije 2024 koji se odnose na crnogorski elektroprenosni sistem	98
Slika 3.4.1 Evolucija regulatornog okvira u Crnoj Gori od 2007. do 2025. godine.....	104
Slika 4.2.1 Fizički tokovi između crnogorskog elektroenergetskog sistema i susjednih sistema u 2024. godini.....	116
Slika 4.2.2 Fizički tokovi između crnogorskog elektroenergetskog sistema i susjednih sistema u 2008. godini.....	117
Slika 4.2.3 Fizički tokovi između crnogorskog elektroprenosnog sistema i susjednih sistema u 2018. godini.....	118

Popis mapa

Mapa 1.1.1 Karta ležišta uglja pljevaljskog područja sa objektima Rudnika i TE „Pljevlja”	27
Mapa 1.3.1 Pregled broja benzinskih i plinskih stanica i jahting servisa po opštinama.....	51

Lista skraćenica

- ACER – Agencija za saradnju energetske regulatora (eng. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*)
- AIT – Prosječno trajanje prekida (eng. *Average Interruption Time*)
- BELEN – „Berza električne energije“ DOO Podgorica
- CEER – Savjet Evropskih energetske regulatora (eng. *Council of European Energy Regulators*)
- CEDIS – „Crnogorski elektrodistributivni sistem“ DOO Podgorica
- CGES – „Crnogorski elektroprenosni sistem“ AD Podgorica
- COTEE – „Crnogorski operator tržišta električne energije“ DOO Podgorica
- DV – Dalekovod
- EMS – Sistem za upravljanje energijom (eng. *Energy Management System*)
- ENTSO-E – Evropsko udruženje operatora prenosnih sistema za električnu energiju (eng. *European Network of Transmission System Operators for Electricity*)
- ENS – Neisporučena električna energija (eng. *Energy Not Supplied*)
- EPCG – „Elektroprivreda Crne Gore“ AD Nikšić
- EBRD – Evropska banka za obnovu i razvoj (eng. *European Bank for Reconstruction and Development*)
- EU – Evropska unija (eng. *European Union*)
- EZ – Energetska zajednica
- FC – Funkcionalna cjelina
- GFD – Glavna finansijska direkcija
- HE – Hidroelektrana
- HVDC – Visokonaponski sistem jednosmjerne struje (eng. *High-voltage direct current*)
- IAP – Jonsko - jadranski gasovod (eng. *Ionian – Adriatic Pipeline*)
- IT – Informacione tehnologije (eng. *Information technology*)
- ITC – Mehanizam međusobne kompenzacije OPS-ova (eng. *Inter-TSO Compensation*)
- mHE – Mala hidroelektrana
- NDC – Nacionalni dispečerski centar
- NECP – Nacionalni energetske i klimatske plan (eng. *National Energy and Climate Plan*)
- NN – Niski napon

PMU – Jedinica za upravljanje projektom (eng. *Project Management Unit*)

POWERED – Priobalne vjetroelektrane: istraživanje i razvoj (eng. *Project of Offshore Wind Energy: Research, Experimentation, Development*)

SAIDI – Prosječno trajanje prekida u sistemu (eng. *System Average Interruption Duration Index*)

SAIFI – Prosječna učestalost prekida sistema (eng. *System Average Interruption Frequency Index*)

SE – Solarna elektrana

SEE CAO – Kancelarija za koordinisane aukcije jugoistočne Evrope (eng. *Coordinated Auction Office for South East Europe*)

SN – Srednji napon

STS – Stubna trafostanica

TANAP – Trans - anadolijski gasovod (eng. *Trans Anatolia Natural Gas Pipeline*)

TAP – Trans - jadranski gasovod (eng. *Trans – Adriatic Pipeline*)

TE – Termoelektrana

TR – Transformator

TS – Trafostanica

TNG – Tečni naftni gas

VE – Vjetroelektrana

VN – Visoki napon



UVOD

Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti (u daljem tekstu: Agencija) je pripremila Izvještaj o stanju energetskeg sektora Crne Gore za 2024. godinu, koji saglasno Zakonu o energetici („Službeni list CG“, broj 28/25) (u daljem tekstu: Zakon) podnosi Skupštini Crne Gore na usvajanje najkasnije do 31. jula tekuće, za prethodnu godinu.

Sadržaj predmetnog izvještaja je propisan Zakonom, u kojem je normirano da izvještaj o stanju energetskeg sektora Crne Gore naročito sadrži informacije o:

- energetskim resursima i kapacitetima;
- nalazima iz kontrole rada i poslovanja energetskih subjekata, uključujući postupanje energetskih subjekata u skladu sa obavezama propisanim zakonom kojim se uređuje prekogranična razmjena električne energije i prirodnog gasa, drugim relevantnim propisima Zajednice i odlukama nadležnog organa Zajednice;
- investicijama u energetskom sektoru, uključujući ulaganja u proizvodnju i postrojenja za skladištenje;
- finansijskom poslovanju energetskih subjekata;
- stanju i aktivnostima na tržištu električne energije i gasa;
- mjerama koje je Agencija preduzela iz svoje nadležnosti i ostvarenim rezultatima;
- zaštiti kupaca energije i energenata;
- napretku u razvoju tržišta električne energije i tržišta gasa.

Izvještaj o stanju energetskeg sektora Crne Gore za 2024. godinu se sastoji od šest poglavlja.

U Poglavlju 1 je dat pregled raspoloživih energetskih resursa u Crnoj Gori, sa osvrtom na: hidropotencijal, potencijal vjetra i sunčevog zračenja, potencijal biomase i rezerve uglja. Ovo poglavlje sadrži i prikaz stanja elektroenergetskog sistema Crne Gore u 2024. godini, sa pregledom postojećih proizvodnih, prenosnih i distributivnih kapaciteta i ostvarenom potrošnjom električne energije. Pored navedenog, dat je prikaz dnevnog dijagrama potrošnje, gubitaka u prenosnom i distributivnom sistemu električne energije i ostvarenja energetskeg bilansa. Takođe, predstavljeni su raspoloživi skladišni, transportni i prodajni kapaciteti licenciranih subjekata iz sektora nafte i gasa, kao i dešavanja u sektoru prirodnog gasa u Crnoj Gori i sprovedene aktivnosti po pitanju istraživanja ugljovodonika u crnogorskom podmorju.

Poglavlje 2 daje pregled aktivnosti koje je Agencija sprovodila tokom 2024. godine u skladu sa zakonskom obavezom nadzora nad radom energetskih subjekata. Naročito su obuhvaćene aktivnosti elektroenergetskih subjekata koje se tiču: ugovornih odnosa energetskih subjekata i ugovornih odnosa snabdjevača i kupaca; razgraničenja imovine između „Crnogorskog elektroprenosnog sistema“ AD Podgorica (u daljem tekstu: CGES), „Crnogorskog elektrodistributivnog sistema“ DOO Podgorica (u daljem tekstu: CEDIS) i „Elektroprivrede Crne Gore“ AD Nikšić (u daljem tekstu: EPCG); kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom; transparentnosti i dostupnosti informacija u vezi sa tržištem električne energije; udjela izvora energije; rada i poslovanja operatora zatvorenog distributivnog sistema; ispunjenosti uslova iz sertifikata i licence. Dodatno, ovo

pogavlje sadrži i rezultate nadzora nad radom subjekata iz sektora nafte i gasa, u kojem se primarno kontroliše ispunjavanje uslova utvrđenih licencom.

Sadržaj Poglavlja 3 obuhvata podatke o realizaciji investicija u energetsom sektoru Crne Gore i odnosi se na investicije EPCG-a, CEDIS-a i CGES-a. Takođe, posebni osvrt je dat u odnosu na razvoj prenosnog sistema i njegove efekte, kao i na uticaj investicija operatora sistema na cijene za korišćenje sistema.

Osvrt na paket za integraciju tržišta električne energije, kao i stanje na veleprodajnom i maloprodajnom tržištu električne energije u Crnoj Gori predmet je Poglavlja 4, u kome su predstavljeni preduslovi za njegov dalji razvoj i integraciju u regionalno i jedinstveno evropsko tržište. Takođe, u ovom poglavlju je dat prikaz cijena električne energije u Crnoj Gori i evropskim zemljama, kao i stanja zaštite potrošača, kao jednog od važnijih aspekata obavljanja energetskih djelatnosti.

U Poglavlju 5 su prikazani rezultati finansijskog poslovanja regulisanih i neregulisanih elektroenergetskih subjekata.

Poglavlje 6 se odnosi na normativne i upravne aktivnosti Agencije u energetsom sektoru Crne Gore.

Pojedina pobrojana poglavlja zasnovana su na informacijama koje su Agenciji dostavili Ministarstvo energetike i rudarstva, CGES, EPCG, CEDIS, DOO „Crnogorski operator tržišta električne energije“ Podgorica (u daljem tekstu: COTEE) i „Rudnik uglja“ AD Pljevlja. Eksplicitno saopšteni stavovi Agencije o pojedinim pojavama i praksama u energetsom sektoru u 2024. godini moraju se posmatrati upravo u kontekstu donijetih zaključaka na temelju tih informacija.

1. ENERGETSKI RESURSI I KAPACITETI

1. ENERGETSKI RESURSI I KAPACITETI

1.1 Energetski resursi

U cilju omogućavanja zelene energetske tranzicije koja podrazumijeva prelazak na održiva, niskokarbonska i ekološki prihvatljiva rješenja, adekvatno iskorišćenje nacionalnih resursa iz obnovljivih izvora energije treba da predstavlja prioritet. Crna Gora se potpisivanjem i ratifikacijom *Pariskog sporazuma* 2017. godine obavezala da doprinosi smanjenju emisije gasova sa efektom staklene bašte na globalnom nivou. Takođe, u decembru 2022. godine, odlukom Ministarskog savjeta Energetske zajednice utvrđeni su nacionalni ciljevi za Crnu Goru do 2030. godine koji, između ostalog, obuhvataju smanjenje emisije gasova sa efektom staklene bašte za 55% i dostizanje udjela od 50% obnovljivih izvora u bruto finalnoj potrošnji energije. Prema podacima navedenim u *Strategiji razvoja energetike Crne Gore do 2030. godine* iz 2014. godine (u daljem tekstu: Strategija razvoja energetike), teritoriju Crne Gore karakteriše značajni potencijal obnovljivih izvora energije, koji obuhvata hidroenergiju, energiju vjetra i sunčevog zračenja i biomasu.

Korišćenje nacionalnih resursa iz obnovljivih izvora energije u cilju proizvodnje električne energije u Crnoj Gori počelo je 1941. godine, puštanjem u rad mHE „Podgor“¹. Nakon toga je nastavljeno sa eksploatacijom dominantno hidroenergije, tako da je do kraja 2024. godine pušteno u rad ukupno 39 hidroelektrana. Sa druge strane, iskorišćenje energije vjetra i sunca u istu svrhu počelo je tek u drugoj deceniji 21. vijeka, 2017. i 2019. godine. Međutim, važan energetski resurs koji se koristi za proizvodnju električne energije u Crnoj Gori je i ugalj. Naime, TE Pljevlja, puštena u rad 1982. godine, predstavlja jedan od najznačajnijih proizvodnih objekata.

Za dalju eksploataciju raspoloživih energetskih resursa u skladu sa gorenavedenim preuzetim obavezama, veoma je važno postojanje jasne vizije razvoja sektora, tj. kvalitetnih strateških dokumenata. Izrada Nacionalnog energetskog i klimatskog plana (u daljem tekstu: NECP) prepoznata je *Regulativom (EU) 2018/1999 o upravljanju energetskom unijom i klimatskom akcijom*, kao ključni korak za razrađivanje mjera i strategija postizanja nacionalnih ciljeva. Dio ove regulative EU koji se odnosi na obavezu donošenja NECP-a transponovan je u crnogorski pravni sistem kroz *Zakon o izmjenama i dopunama Zakona o energetici* („Službeni list CG“, broj 82/20). Međutim, iako su aktivnosti na izradi NECP-a intenzivirane u posljednjih godinu i po, do datuma pisanja ovog izvještaja NECP nije donijet, već je i dalje na snazi pomenuta Strategija razvoja energetike. Ministarstvo energetike i rudarstva je 27. juna 2025. godine stavilo Nacrt NECP-a na javnu raspravu, koja traje do 6. avgusta 2025. godine.

U potpoglavljima koja slijede su detaljnije opisani energetski resursi kojima Crna Gora raspolaže, kao i njihova dosadašnja i planirana eksploatacija, a na osnovu podataka i informacija u zvaničnim, javno-

¹ Izvor: Živko Andrijašević, Zvedan Folić, Dragutin Papović i Ivan Tepavčević, *Istorija crnogorske elektroprivrede*, Izdavač: EPCG, Nikšić, 2020. godine

dostupnim dokumentima i informacijama i podacima koje je dostavilo Ministarstvo energetike i rudstva, CGES i „Rudnik uglja“ AD Pljevlja.

1.1.1 Hidropotencijal

Hidroenergija je jedan od prvih energetske resursa koji se počeo koristiti za proizvodnju električne energije, pa je, samim tim, imala značajnu ulogu u omogućavanju rane faze elektrifikacije u svijetu. Počeci njenog korišćenja u svrhu proizvodnje električne energije datiraju još iz druge polovine 19. vijeka, nakon čega je izgradnja hidroelektrana, za razliku od elektrana koje koriste druge vrste obnovljivih izvora, bila dominantna do početka 21. vijeka. Međutim, usljed identifikovanja određenih izazova povezanih sa njihovom izgradnjom, kao i napretka i povećanja konkurentnosti tehnologija koje koriste druge vrste obnovljivih izvora, prethodnih četvrt vijeka je fokus prebačen na integraciju solarnih elektrana i vjetroelektrana. I pored toga, hidroelektrane imaju izuzetan značaj za omogućavanje zelene tranzicije zbog njihove mogućnosti da, uz adekvatan način eksploatacije, pruže potrebnu fleksibilnost proizvodnje, što je posebno važno sa aspekta balansiranja elektroenergetskog sistema u okolnostima sve veće integracije intermitentnih obnovljivih izvora. Prema podacima Međunarodne agencije za obnovljivu energiju (eng. *International Renewable Energy Agency* – u daljem tekstu: IRENA), ukupan instalisani kapacitet hidroelektrana² u svijetu iznosio je 1.425.373,59 MW³ u 2024. godini, što je oko 15% ukupnog kapaciteta svih elektrana na svijetu.

Kada je u pitanju hidroenergetski potencijal u Crnoj Gori, u *Strategiji razvoja energetike Crne Gore do 2025. godine* je navedeno da Crna Gora „raspolaze hidroenergetskim potencijalom koji spada u sam svjetski vrh po Indeksu Strateškog Prioriteta za korišćenje (ISP), ekonomičnosti i pogodnosti uklapanja u ekološko i socijalno okruženje“. Pored toga, istaknuto je da u odnosu na veličinu teritorije, Crnu Goru karakteriše izražena „vodnost“ pa se može reći posjeduje značajan hidropotencijal za energetske korišćenje. U sljedećoj tabeli je prikazan teoretski i tehnički iskoristivi hidropotencijal Crne Gore, koji je procijenjen na osnovu podataka iz Vodoprivredne osnove i studija izrađenih u toku 2005. i 2006. godine.

Tabela 1.1.1 Teoretski i tehnički iskoristivi hidropotencijal u Crnoj Gori

Tip vodotoka	Teoretski potencijal [TWh]	Tehnički iskoristivi potencijal [TWh]
Glavni	9,8 ⁴	3,7 – 4,6 ⁵
Manji	0,8 – 1,0	0,4
Ukupno	10,6 - 10,8	4,1 – 5,0

² uključujući reverzibilne hidroelektrane

³ Izvor: Statistika kapaciteta obnovljivih izvora 2025, Međunarodna agencija za obnovljivu energiju

⁴ Teoretski potencijal glavnih vodotoka pogodnih za izgradnju velikih hidroelektrana (uključujući i prevođenje vode iz Tare u Moraču): Tara (2,255 TWh), Morača (1,469 TW, do Zete), Zeta (2,007 TWh), Lim (1,438 TWh), Piva (1,361 TWh), Čehotina (0,463 TWh), Mala Rijeka (0,452 TWh), Cijevna (0,283 TWh) i Ibar (0,118 TWh).

⁵ Tehnički iskoristivi potencijal glavnih vodotoka bez prevođenja vode iz Tare u Moraču

Hidroenergetski potencijal je do sada valorizovan izgradnjom dvije velike hidroelektrane: HE „Perućica“ i HE „Piva“, ukupne prosječne godišnje proizvodnje od oko 2 TWh⁶ - što je gotovo 40% tehnički iskoristivog potencijala glavnih vodotoka - i 38 malih hidroelektrana. HE „Perućica“ i HE „Piva“, instalisanih snaga 307 MW i 342 MW, respektivno, imaju ključnu ulogu u balansiranju elektroenergetskog sistema Crne Gore, dakle, one daju veliki doprinos za održavanje sigurnog pogona elektroenergetskog sistema. U HE „Perućica“, pored sedam postojećih agregata, planirana je ugradnja i osmog agregata, instalisane snage 58,5 MW, čime bi se njena ukupna instalisana snaga povećala na 365,5 MW.

Kada je riječ o malim hidroelektranama, od gorenavedenih 38, sedam je pušteno u rad u periodu od 1939. do 1989. godine (mHE „Podgor“, mHE „Rijeka Crnojevića“, mHE „Slap Zete“, mHE „Glava Zete“, mHE „Rijeka Mušovića“, mHE „Šavnik“ i mHE „Lijeva Rijeka“), a 31 elektrana od 2013. do kraja 2021. godine. Ukupna instalisana snaga malih hidroelektrana u Crnoj Gori iznosi 55,89 MW. Pored navedenog, na distributivni sistem je priključena i mHE „Vrelo – Manastir Morača“, instalisane snage 12 kW, koja je u režimu *kupca-proizvođača*.

Po pitanju izgradnje novih hidroelektrana, Vlada Crne Gore je 10. marta 2022. godine donijela *Odluku o davanju koncesije za korišćenje prirodnih bogatstava, radi izgradnje, održavanja i korišćenja energetskog objekta hidroelektrane Komarnica radi proizvodnje električne energije* („Službeni list Crne Gore“, broj 29/22). Nakon toga, 24. juna 2022. godine, Vlade Crne Gore i EPCG zaključile su *Ugovor o koncesiji za korišćenje prirodnih bogatstava, radi izgradnje, održavanja i korišćenja energetskog objekta hidroelektrane Komarnica radi proizvodnje električne energije*, kojim je predviđeno da ova hidroelektrana ima instalisanu snagu od 172 MW i ukupnu planiranu godišnju proizvodnju oko 213 GWh. EPCG je dostavila Agenciji za zaštitu životne sredine *Elaborat o procjeni uticaja na životnu sredinu*, za koji je postupak ocjene u toku.

Dodatno, Vlada Crne Gore je 23. juna 2022. godine donijela *Odluku o davanju koncesije za korišćenje akumulacije Otilovići radi izgradnje male hidroelektrane u cilju proizvodnje električne energije* („Službeni list Crne Gore“, broj 71/22), dok su 26. avgusta 2022. godine Vlada Crne Gore i EPCG zaključile *Ugovor o koncesiji za korišćenje akumulacije Otilovići radi izgradnje male hidroelektrane u cilju proizvodnje električne energije*. Ovim ugovorom je predviđena izgradnja mHE „Otilovići“ instalisane snage 2,96 MW i ukupne godišnje proizvodnje 11 GWh. Na osnovu 218a Zakona o planiranju prostora i izgradnji objekata („Službeni list CG“, br. 64/17, 44/18, 63/18, 82/20, 86/22 i 4/23), Vlada Crne Gore je izdala urbanističko-tehničke uslove za izgradnju mHE „Otilovići“ u julu 2023. godine. Zbog izmjene rokova za realizaciju, zaključen je Aneks 1 pomenutog ugovora u novembru 2023. godine, a na zahtjev EPCG, Vlada Crne Gore je u aprilu 2025. godine zaključkom zadužila Ministarstvo energetike i rudarstva da pripremi i dostavi Vladi predlog još jednog aneksa ovog govora o koncesiji kojim će se produžiti rok za realizaciju njegove prve faze za 12 mjeseci.⁷

⁶ prosjek za prethodnih 10 godina.

⁷ Izvor: Ministarstvo energetike i rudarstva

1.1.2 Potencijal vjetra

Vjetar, kao obnovljivi izvor energije, predstavlja značajni energetske resurs čija je adekvatna valorizacija jedan od ključnih koraka za omogućavanje dekarbonizacije energetskog sistema. Naime, vjetroeletkrane omogućavaju konverziju kinetičke energije vjetra, kao obilnog i neiscrpnog izvora, prvo u mehaničku, pa onda u električnu energiju. Za razliku od hidroelektrana, vjetroeletkrane karakteriše izrazita intermitentnost proizvodnje zbog fluktuacija u raspoloživosti primarnog resursa – vjetra. Iako je tehnologija vjetroeletkrana počela da se razvija još sredinom 19. vijeka, prvi veliki komercijalni vjetropark je pušten u rad tek 1980. godine u Nju Hempširu, Sjedinjene Američke Države⁸. Prema podacima IRENA-e, ukupna instalisana snaga vjetroeletkrana u svijetu je u 2024. godini iznosila 1.132.836,62 MW⁹, što je 66,78 puta veće od ukupne instalisane snage vjetroeletkrana u 2000. godini i svjedoči o ubrzanoj integraciji vjetroeletkrana u posljednje dvije i po decenije.

Kao i kod drugih vrsta obnovljivih izvora, mogućnost valorizacije energije vjetra zavisi od njegovih karakteristika i raspoloživosti na određenom području. Studija „*Procjena potencijala obnovljivih izvora energije u Crnoj Gori*“, izrađena od strane konsultantske kuće CETMA (eng. *European Research Center of Technologies, Design and Materials*), konstatovala je da Crna Gora ima značajan vjetropotencijal za energetske korišćenje na pojedinim djelovima teritorije. Kako bi došla do podataka o potencijalu vjetra, prvi korak u analizi je bila procjena teorijske srednje brzine vjetra i teorijskog prosječnog potencijala vjetra. Nakon toga, stvarna srednja brzina vjetra i stvarni prosječni potencijal vjetra utvrđeni su primjenom odgovarajućeg *korekcionog faktora*, koji je predstavljao odnos između izmjerenih i simuliranih brzina vjetra. Na osnovu ovih podataka izrađena je mapa vjetrova, uzimajući u obzir ograničenja za eksploataciju energije vjetra na pojedinim lokalitetima, kao što su pristupačnost, putna i željeznička infrastruktura, elektroenergetska mreža, nacionalni parkovi i zaštićene oblasti, itd. Samim tim, identifikovana su dva područja u Crnoj Gori koja imaju značajan vjetropotencijal za energetske korišćenje, i to: priobalno područje i područje oko Nikšića. Rezultati analiza su pokazali da brzine vjetra na priobalnom području dostižu 7 – 8 m/s, dok područje u okolini Nikšića karakteriše brzine vjetra od 5,5 m/s do 6,5 m/s¹⁰.

Osim toga, u okviru projekta „Priobalne vjetroeletkrane: istraživanje i razvoj“ – POWERED¹¹, u periodu od 2011. do 2015. godine vršena je procjena potencijala vjetra na Jadranskom moru u cilju identifikovanja područja na kojima je moguće izgraditi *offshore* vjetroeletkrane. Osim Crne Gore, u ovom projektu su učestvovali i Italija, Hrvatska i Albanija. Sprovedene analize su ukazale da područje na Jadranskom moru između Crne Gore i Albanije karakteriše nešto veći vjetropotencijal¹². U 2014. godini, sprovedena je studija „*Atlas vjetrova Balkana*“¹³ na osnovu koje je izrađena mapa vjetrova.

⁸ <https://www.nationalgrid.com/stories/energy-explained/history-wind-energy>

⁹ Izvor: Statistika kapaciteta obnovljivih izvora 2025, Međunarodna agencija za obnovljivu energiju

¹⁰ Izvor: „Procjena potencijala obnovljivih izvora energije u Republici Crnoj Gori“, Ministarstvo za zaštitu životne sredine, kopna i mora Republike Italije, 2007. godina

¹¹ Izvor: <http://www.powered-ipa.it/>

¹² Izvor: WP5 - Analysis and experimental evaluation of the environmental, infrastructural and technological issues: <http://www.powered-ipa.it/wp-content/uploads/2015/04/POWERED%20WP5%20Final%20Report.pdf>

¹³ Izvor: <https://balkan.wind-index.com/>

Ova mapa je bazirana na dva skupa istorijskih podataka: podaci iz perioda 1979 – 2014. godina sa velikom rezolucijom i podaci iz perioda 1961 – 2014. godina sa manjom rezolucijom.

Valorizacija potencijala vjetra u svrhu proizvodnje električne energije je u Crnoj Gori počela 2017. godine, ulaskom u pogon VE „Krnovo“, instalisane snage 72 MW. Od tada do kraja 2024. godine, izgrađena je još samo jedna vjetroelektrana, i to VE „Možura“, instalisane snage 46 MW. Pored navedenih vjetroelektrana, prema podacima dobijenim od strane resornog ministarstva, u narednom periodu je planirana izgradnja VE „Gvozd“ i VE „Brajići“.

Na Krnovskoj visoravni, osim postojeće VE „Krnovo“ planirana je izgradnja i VE „Gvozd“ instalisane snage 54,6 MW i očekivane godišnje proizvodnje od 150 GWh, budući da je izgradnjom VE „Krnovo“ iskorišćen samo dio vjetropotencijala na ovom području. Izgradnja VE „Gvozd“ je predviđena lokalnom studijom lokacije koju je EPCG izradila tokom 2018. godine, a u cilju realizacije ovog projekta osnovana je kompanija „Green Gvozd“ DOO Podgorica, koja je u vlasništvu EPCG. Sredinom 2023. godine, EPCG je sa Evropskom bankom za obnovu i razvoj (eng. *European Bank for Reconstruction and Development* – u daljem tekstu: EBRD) zaključila *Ugovor o kreditnom aranžmanu za potrebe finansiranja projekta izgradnje vjetroelektrane „Gvozd“*, vrijedan 82 miliona eura¹⁴. Prema navodima EPCG, planirano je da ova elektrana počne sa radom krajem 2026. godine. Podsjećamo da je Dugoročnim energetske bilansom Crne Gore za period od 2023. do 2025. godine („Službeni list CG“, broj 87/22) (u daljem tekstu: Dugoročni energetski bilans) bio planiran ulazak u pogon ove vjetroelektrane tokom 2024. godine.

Sa druge strane, izgradnja VE „Brajići“ je predviđena *Ugovorom o davanju u zakup zemljišta za izgradnju vjetroelektrane na lokalitetu Brajići – opštine Budva i Bar*, koji je Vlada Crne Gore zaključila sa konzorcijumom „WPD Brajići“ – konzorcijum kompanija WPD AG iz Bremena i „Vjetroelektrane Budva“ DOO Podgorica, nakon sprovedenog tenderskog postupka. Planirano je da ova vjetroelektrana bude snage 100,8 MW. Aneksom 1 pomenutog ugovora, zaključenim u maju 2023. godine, izmijenjeni su rokovi njegovu realizaciju. U cilju stvaranja prostorno-planskih preduslova za izgradnju VE „Brajići“, Vlada Crne Gore je donijela *Odluku o izradi Detaljnog prostornog plana za prostor koncesionog područja za izgradnju vjetroelektrane na lokalitetu Brajići – opštine Budva i Bar*, u martu 2022. godine.

Kada je riječ o zahtjevima za priključenje novih vjetroelektrana na prenosni sistem, CGES-u je u periodu od avgusta 2020. godine do kraja 2024. godine podnijeto pet zahtjeva za priključenje, ukupne zahtijevane instalisane snage 714 MW. Od navedenih zahtjeva, CGES je do kraja 2024. godine zaključio jedan ugovor o izgradnji infrastrukture za priključenje i priključenju vjetroelektrana, i to za priključenje VE „Bijela“, instalisane snage 118,8 MW.

1.1.3 Energetski potencijal sunčevog zračenja

Nakon dugogodišnje dominacije korišćenja hidroenergije za proizvodnju električne energije, i uz evidentan trend porasta korišćenja energije vjetra u ovu svrhu, iskorišćenje energije sunčevog

¹⁴ Izvor: <https://www.gov.me/clanak/potpisan-ugovor-o-kreditiranju-projekta-ve-gvozd>

zračenja uzima primat u svijetu u odnosu na sve ostale vrste obnovljivih izvora energije. Usljed napretka tehnologije, troškovi izgradnje solarnih elektrana su opali za 82% u periodu od 2010. do 2020. godine¹⁵, zbog čega se veliki broj država u svijetu fokusirao na izgradnju solarnih elektrana. Prema podacima IRENA-e, ukupna instalisana snaga solarnih elektrana na globalnom nivou je iznosila 1.865.489,95 MW u 2024. godini¹⁶, što je za oko 23,6% veće od ukupne instalisane snage hidroelektrana. U odnosu na 2000. godinu, ukupna instalisana snaga solarnih elektrana je porasla čak 1.688 puta.

Po pitanju tehnologija koje se koriste za konverziju energije sunčevog zračenja u električnu energiju, razlikuju se dvije osnovne vrste: fotonaponske elektrane i solarne termoelektrane. Prva vrsta omogućava direktnu konverziju solarne u električnu energiju zahvaljujući fotoelektričnom efektu, dok se druga vrsta zasniva na konverziji solarne u toplotnu, pa u mehaničku i na kraju u električnu energiju, koncentrisanjem sunčevih zraka sa velike površine na mali prostor u kojem se nalazi odgovarajući fluid. Fotonaponske elektrane su mnogo zastupljenije u odnosu na solarne termoelektrane – čak 99,63% ukupne instalisane snage svih solarnih elektrana u svijetu odnosi se na fotonaponske elektrane (1.858.622 MW).

Prva procjena energetskeg potencijala sunčevog zračenja u Crnoj Gori urađena je u okviru prethodno pomenute studije konsultantske kuće CETMA („*Procjena potencijala obnovljivih izvora energije u Republici Crnoj Gori*“). Zbog nedostatka pouzdanih podataka dobijenih mjerenjima na tlu, analize u ovoj studiji su bile bazirane samo na satelitskim mjerenjima. S tim u vezi, izrađeno je ukupno 13 mapa globalnog sunčevog zračenja za Crnu Goru, od kojih 12 prikazuje prosječne dnevne vrijednosti sunčevog zračenja na mjesečnom nivou, a jedna prosječne dnevne vrijednosti sunčevog zračenja na godišnjem nivou. Na osnovu ovih mapa je zaključeno da Crna Gora ima veliki potencijal za korišćenje energije sunčevog zračenja¹⁷. Naime, konstatovano je da broj sati sijanja sunca za veći dio teritorije Crne Gore iznosi više od 2.000 h/god, dok za priobalno područje ovaj broj iznosi više od 2.500 h/god. Takođe, za Podgoricu je utvrđeno da ima veću godišnju količinu solarne energije u odnosu na druge gradove Jugoistočne Evrope (kao što su Rim ili Atina).

Početak eksploatacije energije sunčevog zračenja u cilju proizvodnje električne energije u komercijalne svrhe u Crnoj Gori desio se 2019. godine, ulaskom u pogon SE „Invicta“, instalisane snage 416 kW. Nakon toga, do kraja 2024. godine, ušlo je u rad još osamam fotonaponskih elektrana (SE „DG“, SE „Bar-Kod“, SE „Alliance“, SE „FSCG“, SE „Milenijum“, SE „Čevo“, SE „KAP“ i SE „Voli Trade 1“), tako da je ukupna instalisana snaga solarnih elektrana u Crnoj Gori na kraju 2024. godine iznosila 9,499 MW. Osim toga, do kraja 2024. godine, prema podacima dostavljenim od strane „Crnogorskog operatora distributivnog sistema“ DOO Podgorica (u daljem tekstu: CEDIS), na distributivni sistem je bilo priključeno 4.833 fotonaponskih sistema u režimu kupca-proizvođača, ukupne instalisane snage 24,051 MW. Značajan uticaj na porast broja kupaca-proizvođača imao je Zakon o izmjenama i dopunama Zakona o energetici („Službeni list Crne Gore“, broj 82/22), kojim su uvedeni određeni podsticaji za ovu kategoriju korisnika sistema: neto mjerenje i oslobađanje od balansne

¹⁵ Izvor: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/solar-energy_en

¹⁶ Izvor: Statistika kapaciteta obnovljivih izvora 2025, Međunarodna agencija za obnovljivu energiju

¹⁷ Izvor: „Procjena potencijala obnovljivih izvora energije u Republici Crnoj Gori“, Ministarstvo za zaštitu životne sredine, kopna i mora Republike Italije, 2007. godina

odgovornosti. Zakon o korišćenju energije iz obnovljivih izvora („Službeni list Crne Gore“, broj 84/24), koji je stupio na snagu u drugoj polovini 2024. godine, takođe sadrži podsticajne mjere, naročito za kupce-proizvođače snage do 30 kW. Međutim, u pomenutom zakonskom okviru, doprinos povećanju broja kupaca-proizvođača dali su i projekti *Solari 3000+ i 500+* i *Solari 5000+ (70 MW)*, koje sprovodi EPCG.

Prema informacijama dobijenim od strane resornog ministarstva, u toku je realizacija nekoliko projekata izgradnje solarnih (fotonaponskih) elektrana od strane EPCG (SE „Brana Vrtac“, SE „Brana Slano“, SE „Brana Krupac“, SE „Željezara“ i SE „Kapino polje L1 i L2“), ukupne instalisane snage 42 MW.

Kada je u pitanju projekat izgradnje SE „Briska Gora“, o kojoj je bilo riječi u prethodnim izvještajima o stanju energetskog sektora, Vlada Crne Gore je u septembru 2024. godine donijela *Odluku o stavljanju van snage Odluke o utvrđivanju rang liste ponuđača, broj 310-984/2018-11 od 18. oktobra 2018. godine*. Kako je na osnovu *Odluke o utvrđivanju rang liste ponuđača* bio zaključen *Ugovor o zakupu zemljišta za izgradnju solarne elektrane Briska Gora u Opštini Ulcinj* između Vlade Crne Gore i konzorcijuma kompanija Fortum i EPCG, njenim stavljanjem van snage onemogućena je realizacija ovog ugovora. Pomenutoj odluci Vlade je prethodila presuda Upravnog suda U. br. 3925/20 od 29. septembra 2022. godine.

Sudeći po broju zahtjeva za priključenje koje je dobio CGES, postoji veliko interesovanje za izgradnju velikih solarnih elektrana. Od avgusta 2020. godine do kraja 2024. godine, CGES je primio 29 zahtjeva za priključenje solarnih elektrana, ukupne zahtijevane instalisane snage 4.151,3 MW. Od toga, CGES je zaključio osam ugovora o izgradnji infrastrukture za priključenje i priključenju solarnih elektrana, ukupne instalisane snage 2.198,5 MW.

1.1.4 Potencijal biomase

U skladu sa ciljevima smanjenja emisije gasova sa efektom staklene bašte i povećanja udjela energije proizvedene iz obnovljivih izvora, biomasa predstavlja potencijalni resurs za diversifikaciju izvora snabdijevanja i proizvodnju električne energije u cilju lakšeg balansiranja intermitentnih i teže kontrolisanih obnovljivih izvora. Biomasa predstavlja biorazgradivi dio proizvoda, otpada i ostataka biološkog porijekla iz poljoprivrede, uključujući materije biljnog i životinjskog porijekla, i šumarstva i s njima povezanih djelatnosti, ribarstva i akvakulture, kao i biorazgradivi dio industrijskog i komunalnog otpada. Ovaj obnovljivi izvor energije se može koristiti za proizvodnju električne energije, za grijanje i za proizvodnju goriva za transport¹⁸. Međutim, da bi uticala na smanjenje emisije gasova sa efektom staklene bašte, prilikom korišćenja biomase treba voditi računa o održivosti, tako da su na nivou Evropske unije uvedeni kriterijumi za održivost korišćenja biomase. Prema podacima IRENA-e za 2024. godinu, ukupna instalisana snaga proizvodnih objekata koji koriste biomasu je iznosila oko 150.763 MW¹⁹.

¹⁸ https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biomass_en

¹⁹ https://irena.sharepoint.com/:x/s/statistics-public/EZir9y4VamRNvPDFCpuxSIUB62N4Uf_RyalVGybcUS-9kw?rtm=zYM6v2-t3Ug

U odnosu na energetske potencijal biomase u Crnoj Gori, studijom „*Procjena potencijala obnovljivih izvora energije u Republici Crnoj Gori*“, urađenom 2007. godine, pored ostalog, izvršena je i procjena potencijala ovog obnovljivog izvora i zaključeno je da Crna Gora ima veliki energetske potencijal biomase, prevashodno u sektoru šumarstva, a nakon toga i u sektoru poljoprivrede. Međutim, ovom studijom je zaključeno i da postoje velike mogućnosti za unapređenje i poboljšanje prinosa u sektoru šumarstva i poljoprivrede. Još jedna studija, objavljena 2012. godine, čiji je predmet bila procjena energetske potencijal biomase za ugovorne strane Energetske zajednice, potvrdila je da Crna Gora ima značajni energetske potencijal biomase. Procijenjeno je da bi se iskorišćenjem energetske potencijal biomase mogla proizvesti energija u iznosu od 4.200 GWh/god.

U cilju pružanja pomoći zemljama Zapadnog Balkana da povećaju primjenu obnovljivih izvora energije u sistemima daljinskog grijanja i hlađenja, EBRD je u saradnji sa Vladom Republike Austrije 2019. godine pokrenula Program ReDEWeB (eng. *Renewable District Energy in the Western Balkans*). U okviru ovog programa, 2019. godine je angažovana kompanija CES (eng. *Clean Energy Solutions*), kako bi izradila *Predstudiju daljinskog grijanja na biomasu na Žabljaku*. Ova predstudija je došla do zaključka da realizacija daljinskog grijanja na biomasu predstavlja najpovoljnije rješenje za uspostavljanje sistema grijanja na Žabljaku, kao i da postoje dovoljne količine raspoložive biomase za nesmetano korišćenje sistema. Međutim, aktivnosti na ovom projektu su obustavljene u 2021. godini, zbog nepostojanja prostorno-planske dokumentacije.²⁰

1.1.5 Ugalj

Prema zvaničnim podacima, Crna Gora raspolaže značajnim rezervama uglja, koje se nalaze u dva odvojena geografska područja, u okolini Pljevalja i Berana.

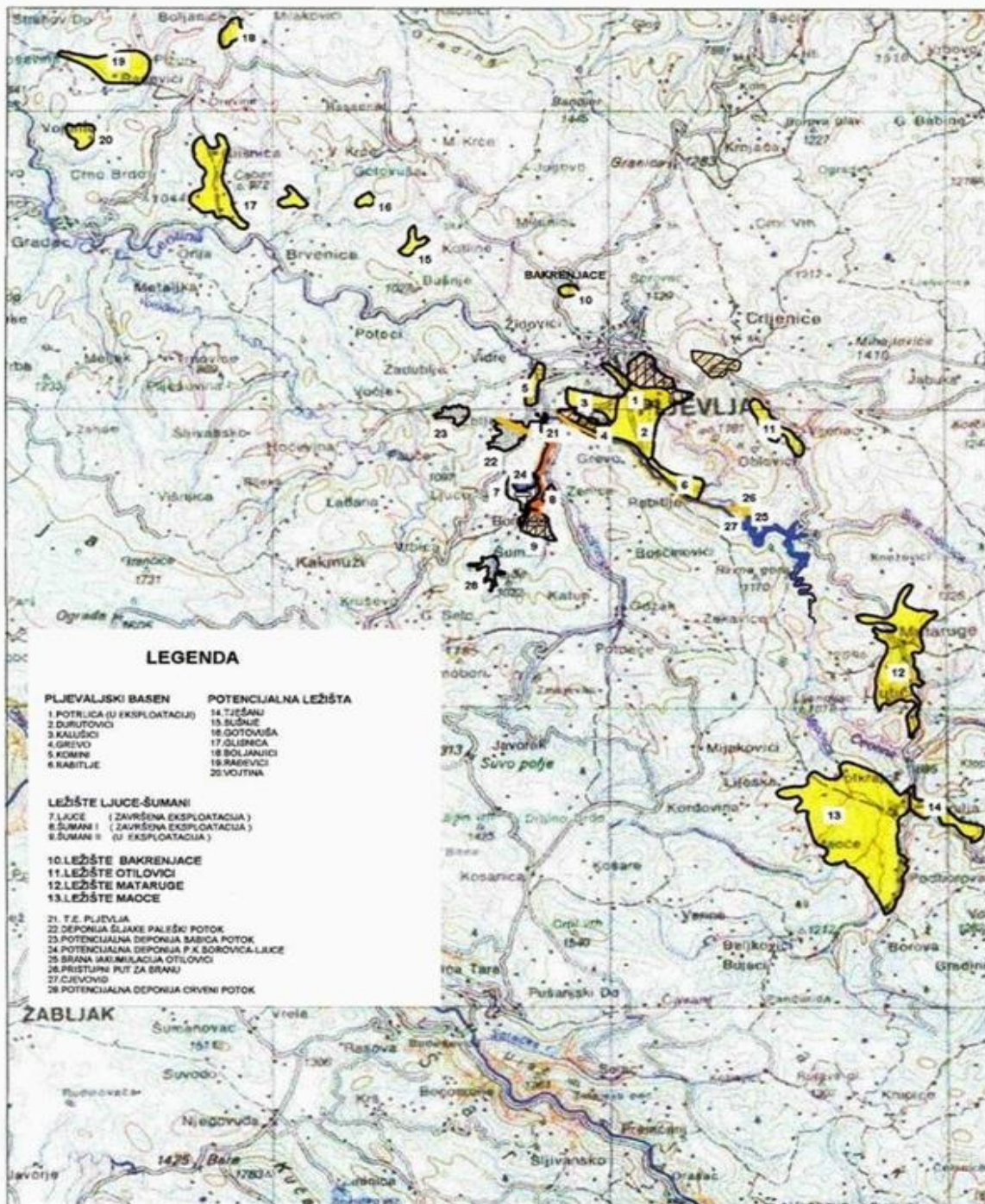
Pljevaljsko područje

Pljevaljsko područje obuhvata tri basena:

- Pljevaljski basen (ležišta: Potrlica, Kalušići, Grevo, Komini i Rabitlje), sa gravitirajućim malim basenima (ležišta: Otilovići, Glisnica, Bakrenjače i Mataruge),
- Ljuće - Šumanski basen (ležišta: Šumani I i Ljuće I i II) i
- Basen Maoče.

²⁰ Izvor: Ministarstvo energetike i rudarstva

Mapa 1.1.1 Karta ležišta uglja pljevaljskog područja sa objektima Rudnika i TE „Pljevlja“



Prema stanju na dan 31. decembar 2024. godine, ukupne rezerve uglja na pljevaljskom području iznose 177.015.328 tona. Energetska vrijednost, relevantna za ocjenu kvaliteta uglja, varira od nalazišta do nalazišta i kreće se od 5.572 kJ/kg u basenu Ljuće II do 12.550 kJ/kg, koliko iznosi u Pljevaljskom basenu na lokaciji Grevo. U Tabeli 1.1.2 dat je prikaz stanja rezervi i prosječne energetske vrijednosti uglja na pljevaljskom području na dan 31. decembar 2024. godine.

Tabela 1.1.2 Stanje rezervi uglja u pljevaljskom području, na dan 31. decembar 2024. godine²¹

R.b.	Basen/ ležište	Kategorija	Rezerve [t]	Ovjera rezervi	Učešće a+b [%]	Otkrivka [m ³]	DTE [kJ/kg]	Sred. koefic. otkr. [m ³ /t]
KONCESIJE								
1	Pljevaljski basen							
	Potrlica	A+B+C1 ²²	23.039.748	bilansne	100	75.024.137	11.452	3,43
	Kalušići	A+B+C1	17.698.761	bilansne	100	48.304.018	7.957	2,73
	Grevo	C1	2.281.807	bilansne	0	11.722.118	12.442	5,14
	Komini	C1	4.958.100	bilansne	57	6.628.880	11.515	1,34
	Rabitlje	C1	2.903.059	bilansne	100	34.684.531	13.663	11,95
	UKUPNO		50.881.475			176.363.684		3,47
2	Ljuće-Šumanski basen							
	Šumani I	A+B+C1	200.000	bilansne	60	230.000	7.684	1,15
	Ljuće II	B+C1	1.056.085	bilansne	61,21	500.000	5.572	0,47
	Ljuće I	A+B	223.112	bilansne	100	564.928	8.600	2,53
	UKUPNO		1.479.197			1.294.928		0,87
3	Glisnica	B	1.701.343	bilansne	100	4.232.019	9.384	2,49
UKUPNO KONCESIJE RU			54.062.015			181.890.631		3,36
4	Otilovići	B+C1	3.421.000	bilansne	99,5	11.887.300	10.510	3,47
5	Bakrenjače	A+B+C1	1.332.313	bilansne	73,64	1.151.000	10.296	0,86
UKUPNO BILANSNE			58.815.328			194.928.931		3,31
6	Mataruge	C1	8.300.000	procijenjene		15.000.000	8.000	1,81
7	Maoče	B+C1	109.900.000	bilansne	82,98	497.500.000	12.504	4,53
UKUPNO SVA LEŽIŠTA			177.015.328			707.428.931		4

U periodu od 2015. do 2024. godine, prosječna godišnja proizvodnja uglja u Pljevaljskom području je iznosila oko 1,6 miliona t, od kojih je za potrebe potrošnje u Crnoj Gori u prosjeku proizvedeno 1,45 miliona t. U tabeli 1.1.3 dat je prikaz ostvarene proizvodnje uglja Rudnika uglja Pljevlja, kao i njegova prodaja po kategorijama potrošnje u periodu 2015 – 2024. godina²³.

²¹ Izvor: „Rudnik uglja“ AD Pljevlja

²² Prema stepenu istraženosti rezervi uglja, ležišta se klasifikuju u kategorije: A – dokazane rezerve uglja, B – istražene rezerve uglja i C1 – nedovoljno istražene rezerve uglja.

²³ Izvor: „Rudnik uglja“ AD Pljevlja

Tabela 1.1.3 Ostvarena proizvodnja uglja i njegova prodaja po kategorijama potrošnje u periodu 2015 – 2024. godina

Godina	TE Pljevlja [t]	CG potrošnja (bez TE Pljevlja) [t]	Izvoz [t]	Ukupno [t]
2015	1.657.315,32	32.922,26	44.534,32	1.734.771,90
2016	1.278.077,26	29.499,74	42.159,26	1.349.736,26
2017	1.286.090,26	34.945,74	98.986,04	1.420.022,04
2018	1.411.298,74	32.650,50	95.172,72	1.539.121,96
2019	1.419.967,00	30.349,06	111.301,38	1.561.617,44
2020	1.530.880,00	26.543,00	99.529,00	1.656.952,00
2021	1.360.522,00	23.384,00	164.705,00	1.548.611,00
2022	1.460.079,00	25.137,00	237.318,00	1.722.534,00
2023	1.638.289,00	18.779,00	205.083,00	1.862.151,00
2024	1.409.711,00	15.667,00	199.412,00	1.624.790,00
Suma	14.452.229,58	269.877,30	1.298.200,72	16.020.307,60
Prosjeck	1.445.222,96	26.987,73	129.820,07	1.602.030,76

U 2024. godini je, prema podacima „Rudnika uglja“ AD Pljevlja, ukupna proizvodnja bila viša za oko 1,6% u odnosu na prosjek ostvaren u devetogodišnjem periodu 2015 - 2023. godina. Izvoz je ostvaren u znatno većoj količini od devetogodišnjeg prosjeka, dok je količina uglja proizvedena za potrebe TE Pljevlja u odnosu na 2023. godinu smanjena za 14%. Sa druge strane, kod industrije i opšte potrošnje u Crnoj Gori je nastavljen trend smanjenja potrošnje tako da je u 2024. godini njihova potrošnja niža za oko 45% u odnosu na devetogodišnji prosjek ostvaren u periodu 2015 - 2023. godina.

Beranski basen

Rudnik u vlasništvu „Rudnici Berane“ DOO Berane je obnovio proizvodnju 2016. godine, a njegov proizvodni sistem čine jama Petnjik i separacija uglja Budimlja. Ovaj rudnik je ponovo prestao sa proizvodnjom 31. marta 2020. godine.

U tabeli 1.1.4²⁴ dat je prikaz stanja rezervi uglja u jami Petnjik na dan 31. decembar 2024. godine, koje je nepromijenjeno u odnosu na prethodnu godinu. Energetska vrijednost uglja iz ove jame iznosi 13,643 kJ/kg.

²⁴ Izvor: Rudnik uglja Berane

Tabela 1.1.4 Stanje rezervi uglja u jami Petnjik, na dan 31. decembar 2024. godine

Kategorija	Ukupne rezerve prema Elaboratu o rezervama iz ugovora o koncesiji [t]			Eksploatacioni gubici [%]	Eksploatacione rezerve [t]
	Bilansne	Vanbilansne	Ukupno		
A	/	/	/	/	/
B	5.834.891	1.742.137	7.577.029	30	4.084.424
C1	15.640.132	11.751.914	27.392.046	20	12.512.105
UKUPNO	21.475.023	13.494.051	34.969.075	/	16.596.529

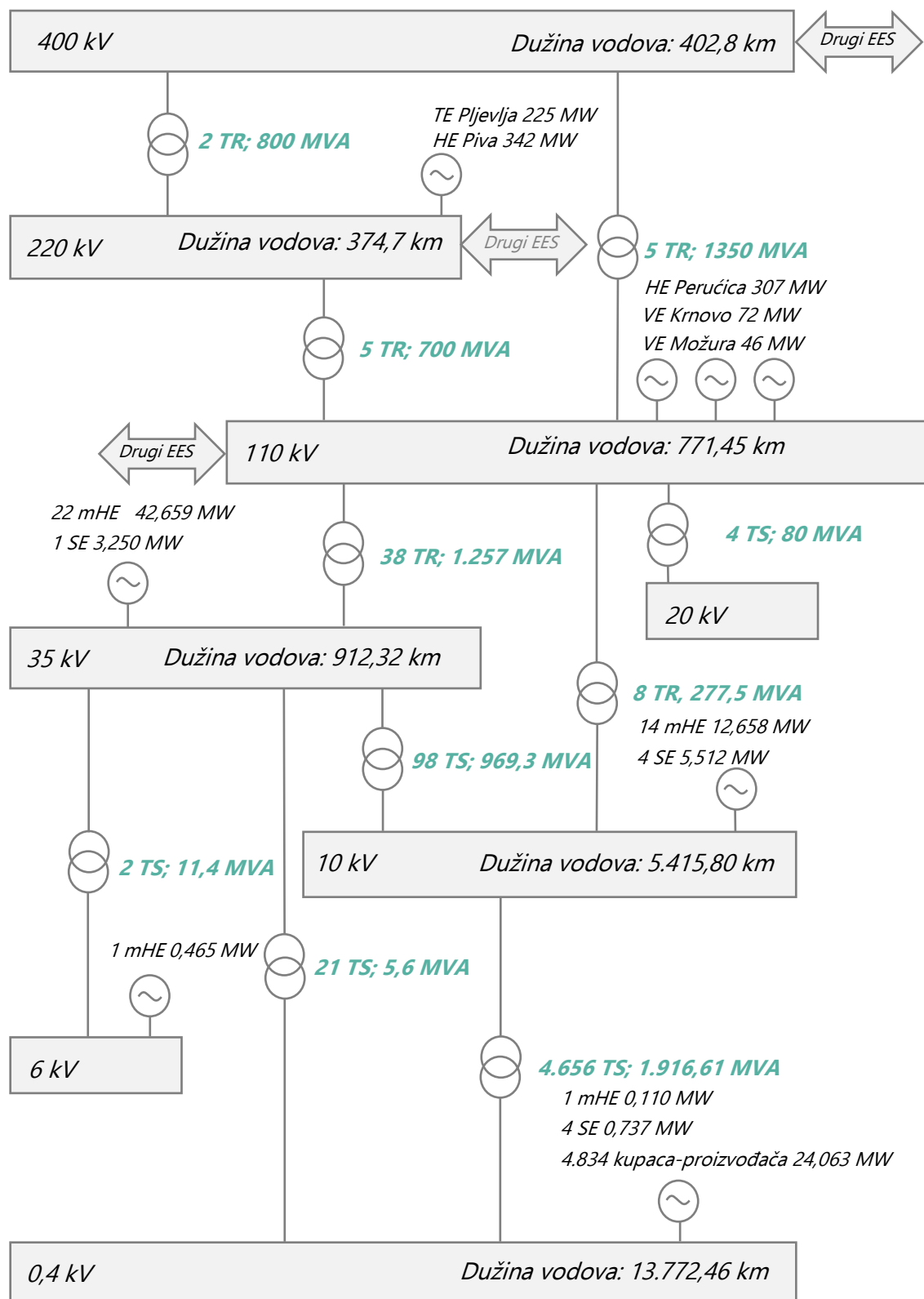
1.2 Elektroenergetski sistem Crne Gore

Preduslov za funkcionisanje modernog društva su elektroenergetski sistemi. Njihova osnovna funkcija je da obezbijede dovoljne količine električne energije za potrebe građana i privrednih subjekata, na siguran, bezbjedan, pouzdan i kvalitetan način.

Elektroenergetski sistem obuhvata infrastrukturne objekte, kao što su elektrane, prenosne i distributivne mreže, i kupce električne energije. On se dimenzioniše tako da se svim kupcima u svakom trenutku isporuči električna energija u zahtijevanim količinama, uz uvažavanje zahtjeva za ekonomičnošću, sigurnošću, pouzdanošću i kvalitetom isporučene električne energije.

Električna energija u Crnoj Gori po prvi put se koristi krajem jula 1904. godine. Upravo u ovoj deceniji prošlog vijeka se razvijaju i prvi distributivni sistemi u Crnoj Gori koji su povezivali prve dizel-elektrane sa potrošačima električne energije. U 2024. godini, u elektroenergetskom sistemu Crne Gore bile su 52 elektrane, dok se električna energija prenosila preko 21.649,53 km prenosne i distributivne mreže rasprostranjene preko čitave teritorije Crne Gore.

Prikaz elemenata elektroenergetskog sistema Crne Gore dat je u vidu zamjenske šeme na Slici 1.2.1, koja sadrži presjek stanja sistema po naponskim nivoima prisutnim u Crnoj Gori (VN: 400 kV, 220 kV i 110 kV, SN: 35 kV, 10 kV i 6 kV i NN: 0,4 kV), uključujući: ukupne dužine mreže na odnosnom naponskom nivou, ukupan broj i instalisane snage proizvodnih objekata priključenih na posmatrani naponski nivo, kao i ukupan broj i snaga transformatora/trafostanica između navedenih naponskih nivoa.



Slika 1.2.1 Zamjenska šema elektroenergetskog sistema Crne Gore

1.2.1 Proizvodni kapaciteti

U 2024. godini u rad su puštene solarne elektrane „KAP“ instalisane snage 1,93 MW i „Voli Trade 1“ instalisane snage 2 MW, obje priključene na 10 kV naponski nivo. Solarna elektrana „Voli Trade 1“ je u izvještajnoj godini bila u probnom radu, a Agencija je za ovu elektranu izdala licencu za obavljanje djelatnosti proizvodnje električne energije u 2025. godini.

Dodatno, u izvještajnoj godini na distributivnom sistemu bilo je 4.834 kupca – proizvođača instalisane snage od 24,06 MW.

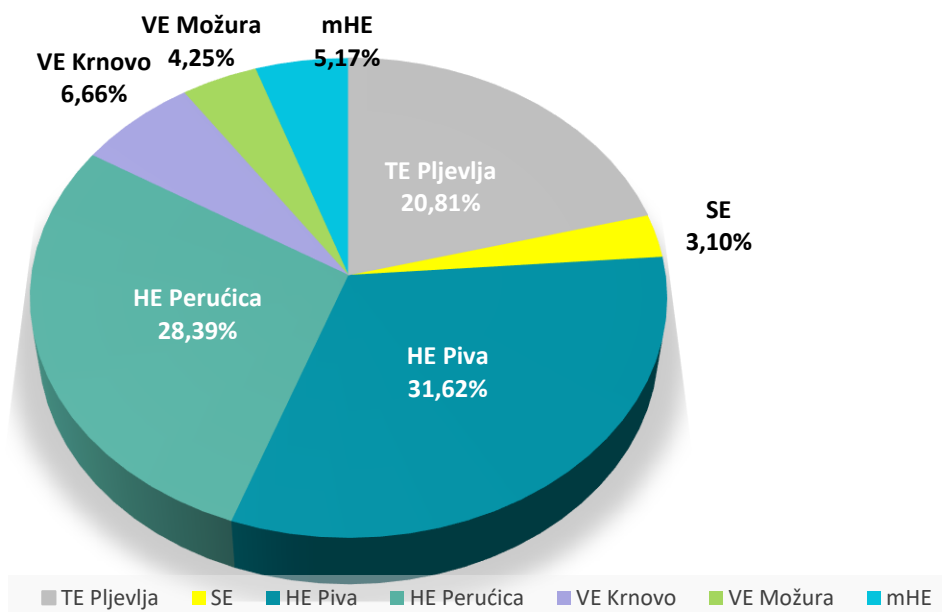
Na kraju 2024. godine, ukupna instalisana snaga svih elektrana u Crnoj Gori, uključujući kupce – proizvođače, iznosila je 1.081,454 MW. Pregled instalisanih snaga po energetske subjektima i elektranama je prikazan u Tabeli 1.2.1.

Tabela 1.2.1 Proizvodni kapaciteti u Crnoj Gori

Energetski subjekat	Elektrana	Nominalna snaga (MW)
AD „Elektroprivreda Crne Gore“ Nikšić	TE „Pljevlja“	225,000
	HE „Piva“	342,000
	HE „Perućica“	307,000
	mHE „Rijeka Crnojevića“	0,650
	mHE „Rijeka Mušovića“	1,950
	mHE „Lijeva rijeka“	0,110
	mHE „Podgor“	0,465
	mHE „Šavnik“	0,200
DOO „Zeta Energy“ Danilovgrad	mHE „Glava Zete“	4,480
	mHE „Slap Zete“	1,672
DOO „Hidroenergija Montenegro“ Podgorica	mHE „Jezerštica“	0,844
	mHE „Bistrica“	5,600
	mHE „Rmuš“	0,474
	mHE „Spaljevići 1“	0,650
	mHE „Orah“	0,954
	mHE „Šekular“	1,665
	mHE „Jelovica 2“	0,619
	mHE „Jelovica 1“	3,285
DOO „Synergy“ Podgorica	mHE „Vrelo“	0,615
DOO „Igma Energy“ Andrijevića	mHE „Bradavec“	0,954
	mHE „Piševska rijeka“	1,080
DOO „Kronor“ Podgorica	mHE „Jara“	4,568
	mHE „Babino polje“	2,214
DOO „Hydro Bistrica“ Podgorica	mHE „Bistrica Majstorovina“	3,600

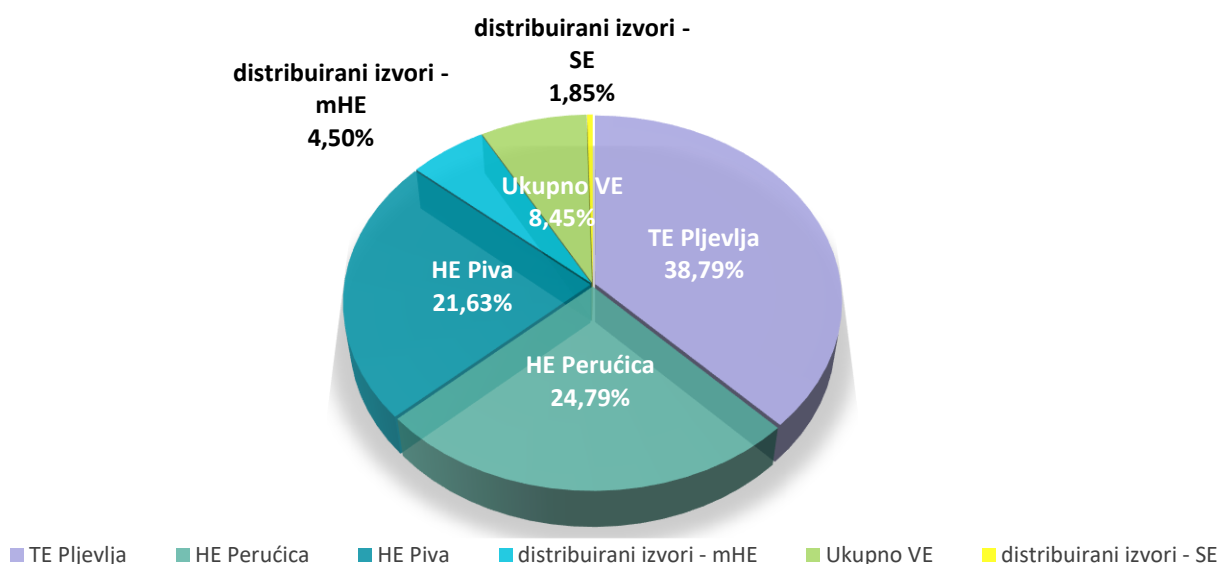
DOO „Nord Energy“ Andrijevica	mHE „Šeremet Potok“	0,792
DOO „Simes Inženjering“ Podgorica	mHE „Ljevak“	0,551
DOO „Viridi Progressum“ Kolašin	mHE „Paljevinska“	0,553
DOO „Power AB Group“ Kolašin	mHE „Bukovica“	0,282
DOO „BB Hidro“ Podgorica	mHE „Lipovska Bistrica“	0,993
DOO „Small Power Plants Kutska“ Andrijevica	mHE „Kutska 1“	1,800
	mHE „Kutska 2“	0,810
DOO „Small Power Plants Mojanska“ Andrijevica	mHE „Mojanska 1“	1,800
	mHE „Mojanska 2“	1,111
	mHE „Mojanska 3“	0,761
DOO „Đekić“ Podgorica	mHE „Pecka“	0,821
DOO „MHE Vrbnica“ Podgorica	mHE „Vrbnica“	6,750
DOO „Manira Hydro“ Mojkovac	mHE „Elektrana Mišnjića“	0,222
DOO „Benargo“ Berane	mHE „Milje Polje“	0,288
DOO „Hidroenergija“ Andrijevica	mHE „Umska“	0,442
	mHE „Štitska“	0,893
DOO „Vodovod i kanalizacija“ Andrijevica	mHE „Krkori“	0,374
DOO „Krnovo Green Energy“ Podgorica	VE „Krnovo“	72,000
DOO „Možura Wind Park“ Podgorica	VE „Možura“	46,000
DOO „Eco Solar System“ Danilovgrad	SE „DG“	0,997
DOO „Bar-Kod“ Podgorica	SE „Bar-Kod“	0,585
DOO „Invicta“ Podgorica	SE „Invicta“	0,416
DOO „Alliance“ Podgorica	SE „Alliance“	0,203
„Fudbalski savez Crne Gore“ Podgorica	SE „FSCG“	0,032
SE „Milenijum“	SE „Milenijum“	0,086
DOO „Čevo Solar“ Podgorica	SE „Čevo“	3,250
DOO „Voli Trade“ Podgorica	SE „Voli Trade 1“	2,000
DOO „UNIPAN GREEN“ Podgorica	SE KAP	1,930
kupci-proizvođači	SE	24,051
	mHE	0,012
UKUPNO		1.081,454

Proizvodne kapacitete u Crnoj Gori čine hidroelektrane, termoelektrane, vjetroelektrane i solarne elektrane. U elektroenergetskom miks u Crne Gore, u ukupnom instalisanom proizvodnom kapacitetu, hidroelektrane uzimaju učešće od 65,18% (704,904 MW), termoelektrane – 20,81% (225 MW), vjetroelektrane - 10,91% (118 MW), a solarne elektrane – 3,10% (33,550 MW) (Grafik 1.2.1).



Grafik 1.2.1 Udio instalisanih snaga proizvodnih objekata u ukupnom instalisanom proizvodnom kapacitetu

U 2024. godini, u Crnoj Gori proizvedeno je 3.449,07 GWh električne energije. Posmatrajući Grafik 1.2.2, koji prikazuje ostvarenje proizvodnje po proizvodnim objektima, uočava se da je u 2024. godini proizvodnja TE „Pljevlja“ dominantna u energetsom miks i predstavlja 38,79% ukupno ostvarene proizvodnje. Udio obnovljivih izvora energije i visokoeфикаsne kogeneracije u ukupnoj proizvodnji električne energije u 2024. godini iznosio je 61,21%.

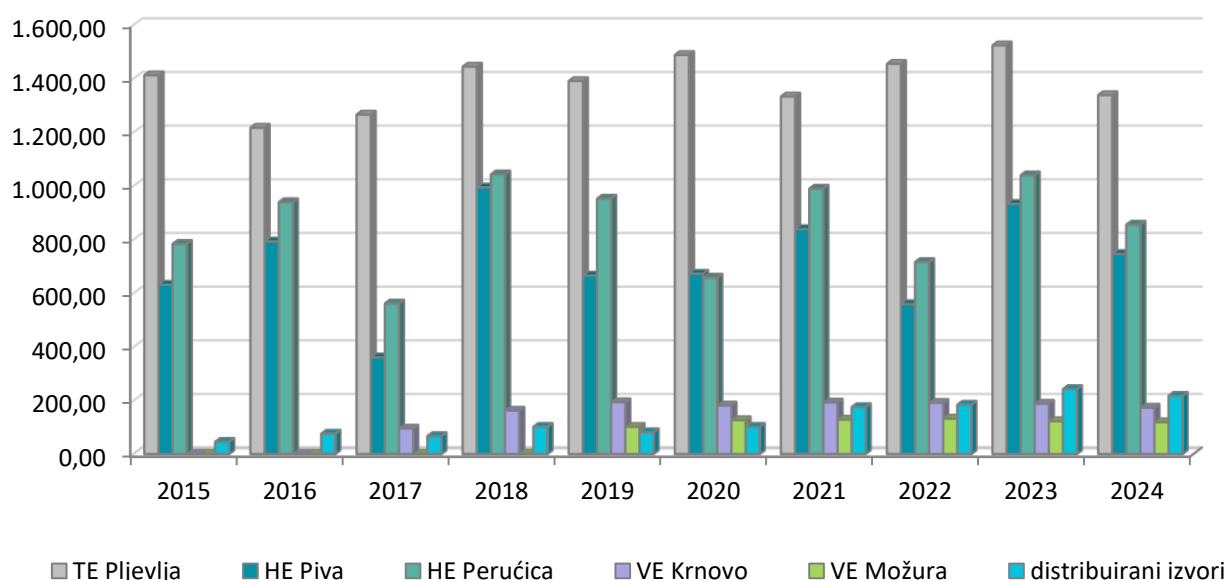


Grafik 1.2.2 Udio proizvodnih objekata u ukupnoj proizvodnji električne energije

Tabela 1.2.2 Ostvarena proizvodnja elektrana u periodu 2015 - 2024. godina

Proizvodnja elektrana (GWh)										
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
HE Piva	631,04	792,46	360,45	993,90	665,09	672,08	838,48	558,77	932,55	746,00
HE Perućica	783,36	938,73	561,25	1.042,26	951,97	657,32	989,01	715,67	1.038,96	854,94
distribuirani izvori – mHE	45,55	76,05	66,88	101,71	80,34	98,87	172,11	180,01	225,70	155,09
Ukupno HE	1.459,94	1.807,24	988,58	2.137,87	1.697,40	1.428,27	1.999,60	1.454,45	2.197,21	1.756,03
VE Krnovo	0,00	0,00	94,98	161,63	193,02	180,69	192,19	190,77	187,40	172,76
VE Možura	0,00	0,00	0,00	0,64	101,29	126,18	128,28	131,89	122,56	118,70
Ukupno VE	0,00	0,00	94,98	162,27	294,31	306,87	320,46	322,65	309,96	291,46
TE Pljevlja	1.411,61	1.216,15	1.265,04	1.443,76	1.390,11	1.487,46	1.332,61	1.454,14	1.522,98	1.337,84
distribuirani izvori – SE	0,00	0,00	0,00	0,00	1,05	2,59	2,98	3,85	16,55	63,74
UKUPNO	2.871,56	3.023,39	2.348,61	3.743,90	3.382,86	3.225,20	3.655,66	3.235,09	4.046,71	3.449,07
Prosječna proizvodnja 2015 - 2024 (GWh)										3.298,20

U Crnoj Gori, proizvodnja električne energije prvenstveno zavisi od hidroelektrana, kod kojih je tokom 2024. godine zabilježen pad proizvodnje. Pregled proizvodnje po kategorijama izvora, za period 2015 - 2024. godina dat je u Tabeli 1.2.2, iz koje se zaključuje da je proizvodnja električne energije u Crnoj Gori u 2024. godini bila niža za 14,77% u odnosu na 2023. godinu, odnosno za 6,61% veća u odnosu na 2022. godinu. Količina električne energije proizvedene u 2024. godini veća je za 4,57% u odnosu na prosjek za period 2015 - 2024. godina.



Grafik 1.2.3 Proizvodnja električne energije u periodu 2015 – 2024. godina

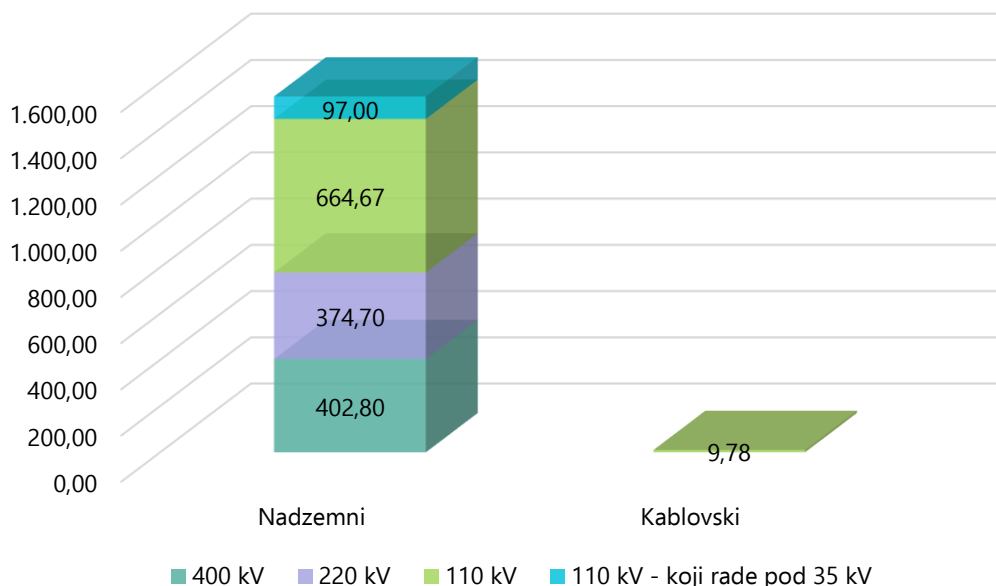
1.2.2 Prenosni kapaciteti

Elektroprenosni sistem je dio elektroenergetskog sistema koji se bavi prenosom električne energije na velike udaljenosti od proizvođača do drugih prenosnih sistema, distributivnih sistema i kupaca električne energije. On obuhvata mrežu visokonaponskih prenosnih vodova, transformatorske stanice, prekidače, regulatorne uređaje i druge komponente koje omogućavaju efikasan i pouzdan prenos električne energije.

Upravljanje, održavanje, planiranje i razvoj prenosnog sistema električne energije u Crnoj Gori vrši operator prenosnog sistema – CGES, koji se u martu 2009. godine izdvojio od vertikalno integrisane kompanije – EPCG. Agencija je 2018. godine CGES-u izdala sertifikat, kojim je potvrđeno da ispunjava Zakonom propisane uslove u pogledu razdvojenosti, nezavisnosti, tehničke i kadrovske opremljenosti.

Prenosni sistem Crne Gore čini ukupno 1.548,95 km nadzemnih i kablovskih vodova, nazivnog napona 400 kV, 220 kV i 110 kV, i 29 trafostanica, prenosnog odnosa 400/110/35 kV, 400/220/110 kV, 400/110/35 kV, 400/110 kV, 110/35 kV, 110/20 kV i 110/10 kV.

U prenosnom sistemu Crne Gore dominiraju nadzemni vodovi (1.539,17 km) sa učešćem u ukupnoj dužini prenosnog sistema od 99,37%. Na kraju 2024. godine, u prenosnom sistemu kablovski vodovi su bili ukupne dužine 9,78 km. Dužine elektroenergetskih vodova po tipu i naponskom nivou su prikazane na sljedećem grafiku.



Grafik 1.2.4 Učešće pojedinačnih naponskih nivoa u ukupnoj dužini prenosne mreže

U prenosnom sistemu Crne Gore ima ukupno 29 prenosnih trafostanica, sa 62 ugrađena transformatora ukupne instalisane snage 4.464,50 MVA.

Razmjena električne energije između elektroenergetskih sistema vrši se putem interkonekcija. U Evropi, ključnu ulogu u podršci interkonekcije prenosnih sistema ima Evropsko udruženje operatora prenosnih sistema električne energije (eng. European Network of Transmission System Operators for Electricity – u daljem tekstu: ENTSO-E). Cilj djelovanja ovog udruženja je obezbjeđenje sigurnog pogona elektroenergetskih sistema na evropskom nivou i optimalnog funkcionisanja i razvoja jedinstvenog evropskog tržišta električne energije kroz uvažavanje energetske i klimatske politike²⁵. Među 40 punopravnih članova ovog udruženja iz 36 zemalja, nalazi se i CGES.

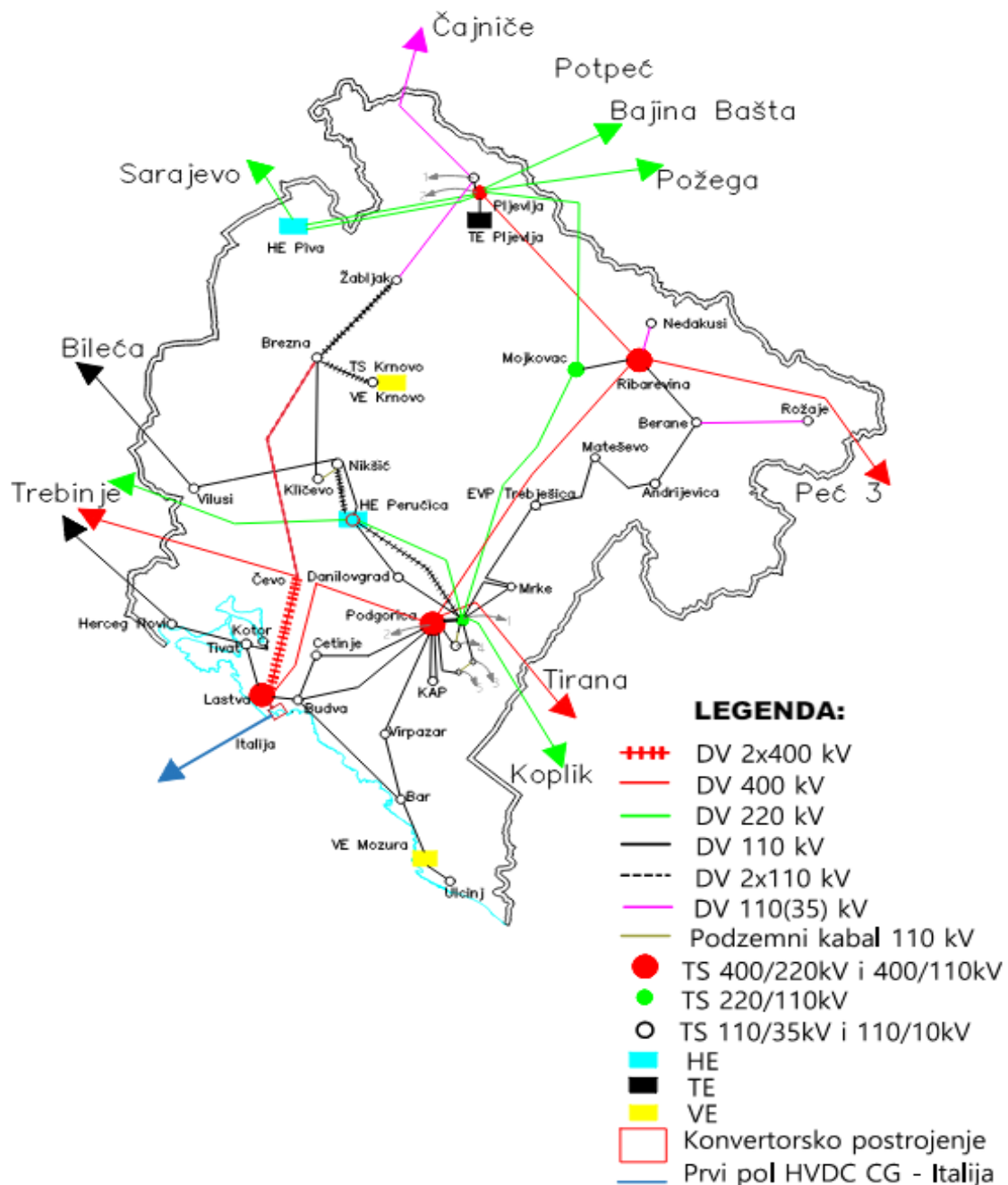
U interkonekciji, crnogorski prenosni sistem ostvaruje važnu ulogu zbog velike povezanosti sa susjednim sistemima, i to sa:

- elektroenergetskim sistemom Albanije, preko jednog dalekovoda 400 kV (DV „Podgorica 2 – Tirana 2”) i jednog dalekovoda 220 kV (DV „Podgorica 1 – Koplik”),
- elektroenergetskim sistemom Bosne i Hercegovine, preko jednog dalekovoda 400 kV (DV „Lastva – Trebinje”), dva dalekovoda 220 kV (DV „HE Perućica – Trebinje” i DV „Buk Bijela – HE Piva”) i dva dalekovoda 110 kV (DV „Herceg Novi – Trebinje” i DV „Vilusi - Bileća”),
- elektroenergetskim sistemom Italije, preko HVDC kabla 500 kV,

²⁵ <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/>

- elektroenergetskim sistemom Kosova, preko jednog dalekovoda 400 kV (DV „Ribarevine – Peć 3”), i
- elektroenergetskim sistemom Srbije, preko dva dalekovoda 220 kV (DV „Bajina Bašta – Pljevlja 2” i DV „Pljevlja 2 – Požega”), kao i jednog dalekovoda 110 kV (DV „Pljevlja 1 - Potpeć”).

Prikaz elektroenergetskog sistema Crne Gore sa stanjem na 31. decembar 2024. godine je dat na Slici 1.2.2.



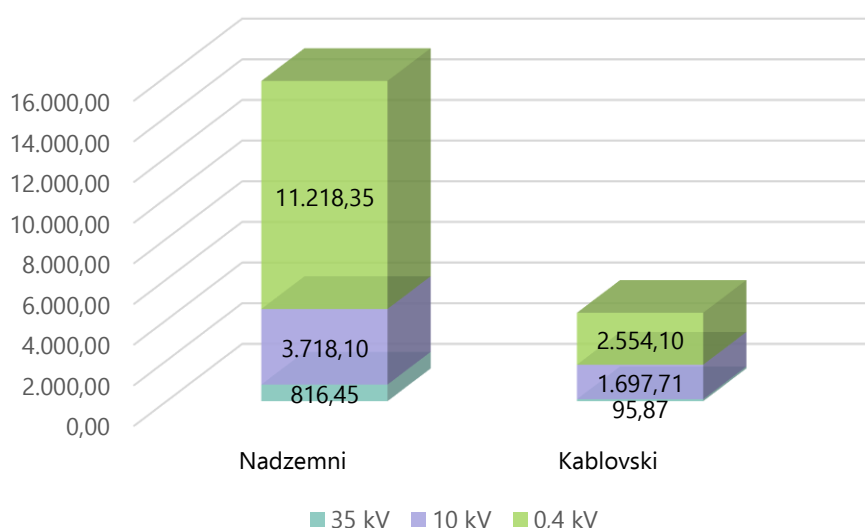
Slika 1.2.2 Prikaz elektroenergetskog sistema Crne Gore²⁶

²⁶ Izvor: CGES

1.2.3 Distributivni kapaciteti

Distributivni sistem predstavlja dio elektroenergetskog sistema koji, za razliku od prenosnog sistema kojim se vrši prenošenje električne energije na velikim rastojanjima, ima funkciju da distribuira električnu energiju na lokalnom i regionalnom nivou, unutar konzumnog područja. Njegova uloga je da kupcima obezbijedi pouzdanu, sigurnu i efikasnu isporuku električne energije, koja se preuzima iz prenosnog sistema ili distribuiranih izvora.

Crnogorski distributivni sistem²⁷ čine elektroenergetski vodovi ukupne dužine 20.100,58 km, naponskog nivoa 35 kV, 10 kV i 0,4 kV, kao i 4.777 trafostanica prenosnog odnosa 35/10 kV, 35/6 kV, 35/0,4 kV i 10/0,4 kV, ukupne snage transformacije 2.902,91 MVA. Na sljedećem grafiku je prikazano učešće dužine vodova po naponskim nivoima u ukupnoj dužini distributivnog sistema.



Grafik 1.2.5 Učešće dužine vodova po naponskim nivoima u ukupnoj dužini distributivnog sistema

Iz grafika se jasno zaključuje da u distributivnom sistemu Crne Gore dominiraju nadzemni vodovi (15752,90 km), sa učešćem u ukupnoj dužini distributivnog sistema od 78%.

Upravljanjem distributivnim sistemom električne energije u Crnoj Gori, njegovim održavanjem, razvojem i unapređenjem, uz uvažavanje principa pouzdanosti, sigurnosti i efikasnosti, kao i zaštite životne sredine, bavi se operator distributivnog sistema – CEDIS. Prvobitno, operator distributivnog sistema je bio dio vertikalno integrisane kompanije – EPCG, nakon čega se 2016. godine izdvaja iz nje.

Operator distributivnog sistema, u cilju optimizacije korišćenja resursa, od polovine 2015. godine, nakon višegodišnjih priprema, promijenio je način organizacije na servisnom području koje obuhvata sve opštine u Crnoj Gori. Naime, 16 distribucija kojima je nekad raspolagao, organizovao je, vodeći računa o geografskoj pripadnosti konzuma, u sljedeće regione:

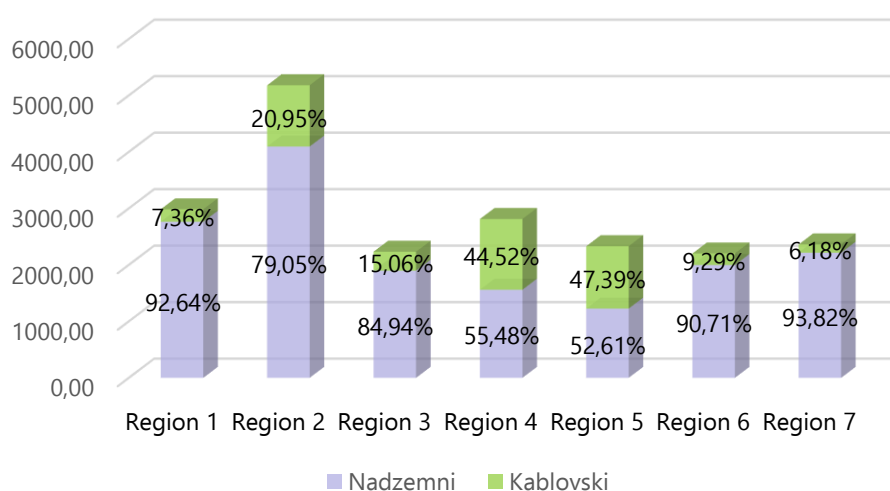
²⁷ Ovi podaci se odnose na dio distributivnog sistema koji se nalazi u vlasništvu CEDIS-a.

- Region 1 – opštine Nikšić i Plužine,
- Region 2 – opštine Podgorica, Tuzi, Danilovgrad i Cetinje,
- Region 3 – opštine Berane, Andrijevica, Plav, Gusinje, Petnjica i Rožaje,
- Region 4 – opštine Budva, Bar i Ulcinj,
- Region 5 – opštine Kotor, Tivat i Herceg Novi,
- Region 6 – opštine Bijelo Polje, Kolašin i Mojkovac, i
- Region 7 – opštine Pljevlja, Šavnik i Žabljak.



Slika 1.2.3 Organizacija distributivnog sistema Crne Gore po regionima

Na sljedećem grafiku je prikazan odnos dužina nadzemnih i kablovskih vodova u ukupnoj dužini po pojedinačnim regionima.



Grafik 1.2.6 Udio dužine nadzemnih i kablovskih vodova po pojedinačnim regionima

Značajna zastupljenost kablovskih vodova je prisutna u regionima 4 i 5, dok regione na sjeveru Crne Gore karakteriše dominantna zastupljenost nadzemnih vodova.

Pored operatora distributivnog sistema, Zakon prepoznaje i operatora zatvorenog distributivnog sistema, preko čijeg sistema se distribuira električna energija na geografski ograničenom području. Zatvoreni distributivni sistem čine postrojenja, vodovi i transformatori od mjesta priključka na prenosni ili distributivni sistem do mjesta priključka korisnika tog sistema, kao i objekti, telekomunikaciona i informaciona oprema i druga infrastruktura neophodna za njegovo funkcionisanje. U Crnoj Gori su u 2024. godini poslovala četiri operatora zatvorenog distributivnog sistema, i to: „PM Power“ DOO Tivat, koji upravlja distributivnim sistemom na području nautičko-turističkog kompleksa „Porto Montenegro“, „Uniprom“ DOO Nikšić – „OC Elektroenergetika“, koji upravlja distributivnim sistemom na području DUP „Industrijska zona Kombinat aluminijuma Podgorica“, „Luštica Bay Electricity Company“ DOO Tivat, koji upravlja distributivnim sistemom preko kojeg se distribuira električna energija na području „Luštica Bay“ u Tivtu i „AZMONT INVESTMENTS“ DOO Herceg Novi, preko kojeg se distribuira električna energija na području rizorta „Portonovi“ u Kumboru, Herceg Novi.

1.2.4 Potrošnja električne energije

Ukupna potrošnja električne energije u izvještajnoj godini iznosila je 2.779.529.500 kWh električne energije. U 2024. godini kupci direktno priključeni na prenosni sistem električne energije potrošili su 43.247.277 kWh (1,56%), dok su distributivni kupci potrošili 2.736.282.223 kWh (98,44%) električne energije.

Kod kupaca priključenih na prenosni sistem, u odnosu na 2023. godinu, bilježi se pad potrošnje električne energije od 50,89%, dok se kod kupaca priključenih na distributivni sistem bilježi rast potrošnje električne energije za 4,98%. Na nivou elektroenergetskog sistema, bilježi se rast potrošnje električne energije od 3,16% u odnosu na 2023. godinu.

U izvještajnoj godini, najveći rast potrošnje električne energije zabilježen je kod kupaca priključenih na 10 kV naponski nivo (5,30% u odnosu na 2023. godinu), a potom kod kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo (5,13% u odnosu na 2023. godinu). Rast potrošnje električne energije zabilježen je i kod kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo (0,92% u odnosu na 2023. godinu).

U Tabeli 1.2.3 je dat pregled ostvarene potrošnje električne energije, broja kupaca, udjela u ukupnoj potrošnji električne energije u 2024. godini, kao i trend potrošnje električne energije u odnosu na 2023. godinu, dok je u Tabeli 1.2.4 dat pregled potrošnje u desetogodišnjem periodu (2015-2024. godina).

Tabela 1.2.3 Potrošnja i broj kupaca tokom 2024. godine i poređenje sa prethodnom godinom

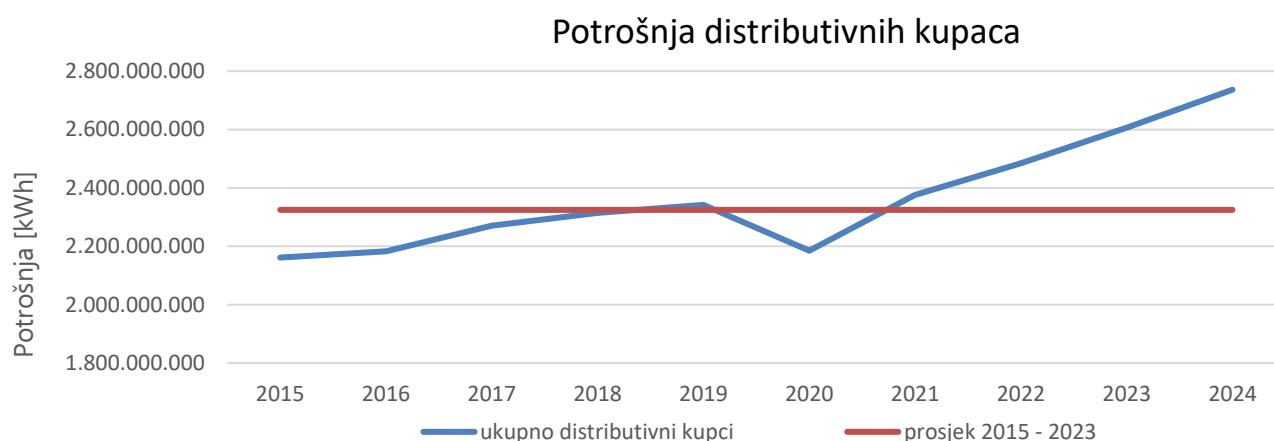
Kategorija potrošnje	Ostvarena potrošnja 2024. (kWh)	Broj kupaca na 31.12.2024. godine	Prosječna potrošnja (kWh/kupcu)	Udio u ukupnoj potrošnji (%)	Ostvarena potrošnja 2023. (kWh)	Trend (2024/2023)
1. Kupci na 110 kV	43.247.277	9	4.805.253	1,56%	88.065.846	-50,89%
2.1. Kupci na 35 kV	109.593.398	38	2.884.037	3,94%	108.599.492	0,92%
2.2. Kupci na 10 kV	418.804.850	601	696.847	15,07%	397.726.084	5,30%
2.3. Kupci na 0,4 kV	2.207.883.975	445.070	4.961	79,43%	2.100.122.100	5,13%
2. Ukupno distributivni kupci	2.736.282.223	445.709	6.139	98,44%	2.606.447.676	4,98%
UKUPNO	2.779.529.500	445.718	6.236	100,00%	2.694.513.522	3,16%

Tabela 1.2.4 Ostvarena potrošnja kupaca priključenih na prenosni i distributivni sistem u desetogodišnjem periodu 2015 – 2024. godina

Kategorija potrošnje	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1. Kupci na 110 kV	714,00	606,21	674,59	676,74	625,68	633,76	606,89	138,85	88,07	43,25
2.1. Kupci na 35 kV	91,00	87,37	92,43	117,87	96,50	99,20	104,17	109,32	108,60	109,59
2.2. Kupci na 10 kV	321,55	328,69	348,61	361,87	375,13	328,63	359,81	384,97	397,73	418,80
2.3. Kupci na 0,4 kV	1.748,87	1.767,22	1.829,73	1.834,81	1.869,68	1.757,41	1.911,39	1.990,40	2.100,12	2.207,88
2. Ukupno distributivni kupci	2.161,42	2.183,28	2.270,76	2.314,55	2.341,31	2.185,24	2.375,37	2.484,69	2.606,45	2.736,28
UKUPNO	2.875,42	2.789,49	2.945,35	2.991,29	2.966,99	2.819,00	2.982,26	2.623,54	2.694,51	2.779,53
Prosječna potrošnja 2015 - 2023 (GWh)										2.841

Istorijski pregled ostvarene potrošnje električne energije kupaca priključenih na distributivni sistem električne energije u periodu 2015 – 2024. godina dat je na Grafiku 1.2.7. Sa navedenog grafika se uočava da je potrošnja distributivnih kupaca, nakon godina kontinuiranog rasta, tokom 2020. godine smanjena gotovo na nivo ostvarenja potrošnje tokom 2016. godine. U periodu 2021 - 2024. godina nastavlja se rast potrošnje, kada je i ostvarena maksimalna potrošnja u posmatranom periodu (2024. godina).

Potrošnja distributivnih kupaca ostvarena tokom 2024. godine je veća za 4,98% u odnosu na potrošnju ostvarenu tokom 2023. godine, dok je za 17,70% veća od prosječno ostvarene potrošnje u periodu 2015 – 2023. godina (2.324.784.414 kWh).



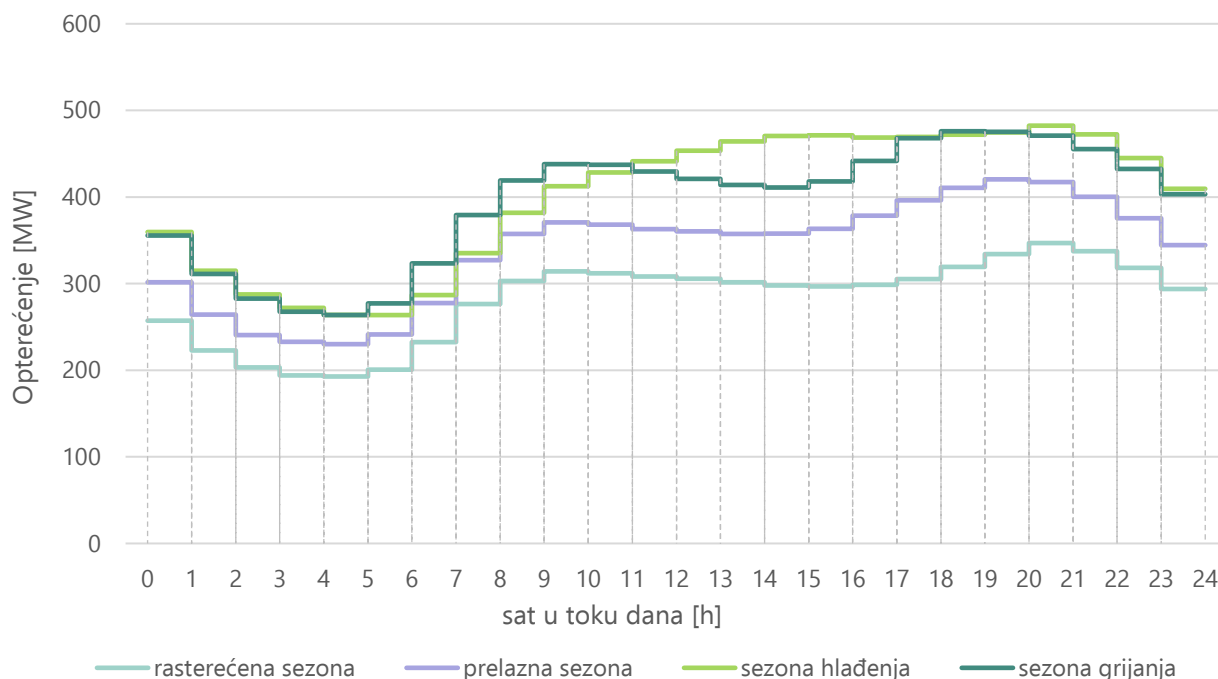
Grafik 1.2.7 Potrošnja električne energije distributivnih kupaca u periodu 2015 - 2024. godina

1.2.5 Dnevni dijagram potrošnje i sezonalnost bruto konzuma električne energije

Kako bi se dobila kompletna slika o karakteristikama crnogorskog konzuma, pored prethodno prikazanih podataka o ukupnoj potrošnji kupaca priključenih na prenosni i distributivni sistem u toku godine, važno je analizirati i kako se kreću potrebe kupaca tokom dana, od perioda kada su potrebe za električnom energijom male do perioda kada su potrebe velike – vršni periodi. Za prikaz ovih promjena potreba (snage) kupaca tokom dana koristi se dnevni dijagram potrošnje. Važno je istaći da je poznavanje navedenih promjena od velikog značaja za operatore sistema i snabdjevače. Na osnovu analize dnevnih dijagrama potrošnje obezbjeđuje se odgovarajuće upravljanje elektroenergetskim sistemom, prognoza potrebne količine električne energije za pokrivanje gubitaka, kao i planiranje razvoja elektroenergetskog sistema. Za snabdjevača je, pak, poznavanje ovih dijagrama potrebno radi izrade voznih redova, tj. obezbjeđivanja potrebne električne energije u odgovarajućim satima.

U Crnoj Gori, izgled dnevnog dijagrama potrošnje dominantno diktiraju kupci priključeni na distributivni sistem, čija potrošnja ima izraženu sezonsku varijaciju. Na sljedećem grafiku su prikazani prosječni dijagrami potrošnje tokom sezone grijanja (januar, februar i decembar), sezone hlađenja (jun, jul i avgust), prelazne sezone (mart, septembar i novembar) i rasterećene sezone (april, maj i

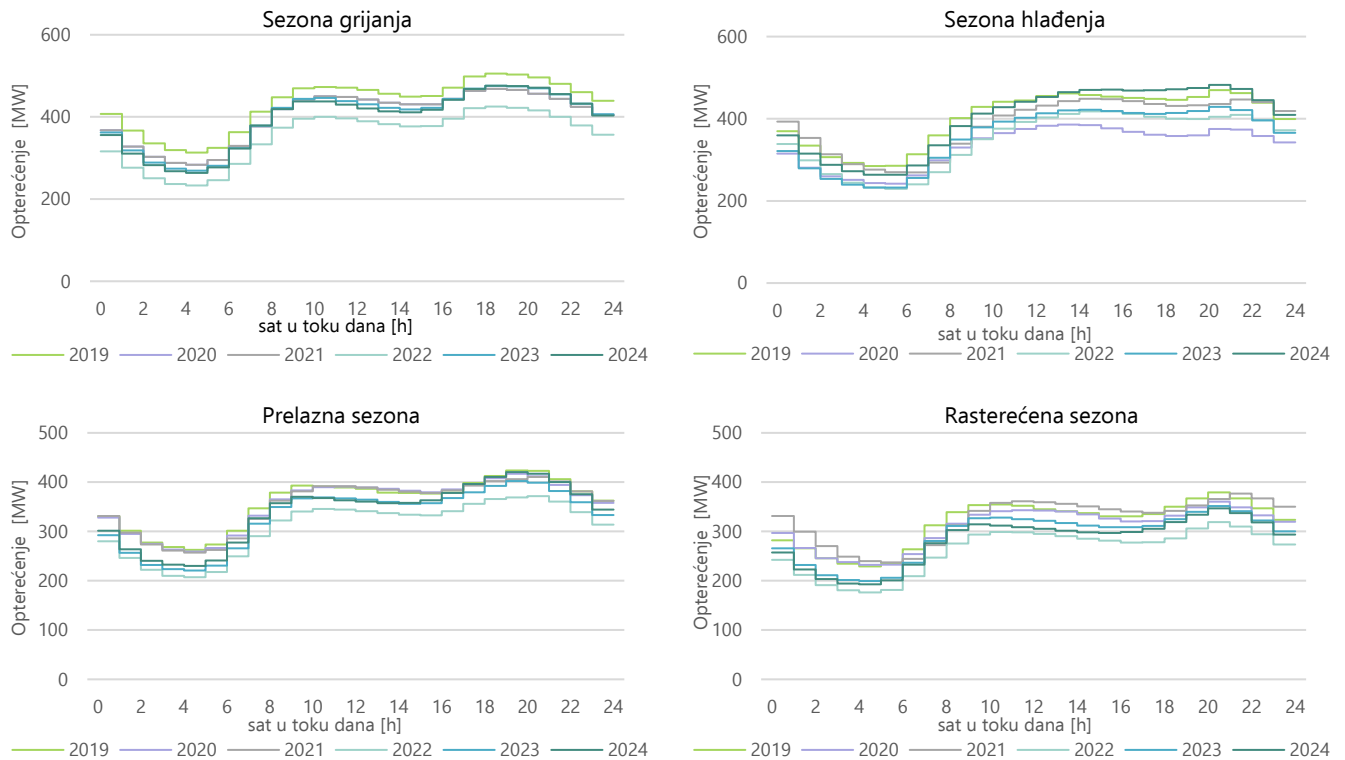
oktobar). Navedene sezone su identifikovane na osnovu sličnosti prosječnih dnevnih dijagrama potrošnje u pojedinim mjesecima.



Grafik 1.2.8 Prosječni dnevni dijagrami potrošnje u 2024. godini po sezonama

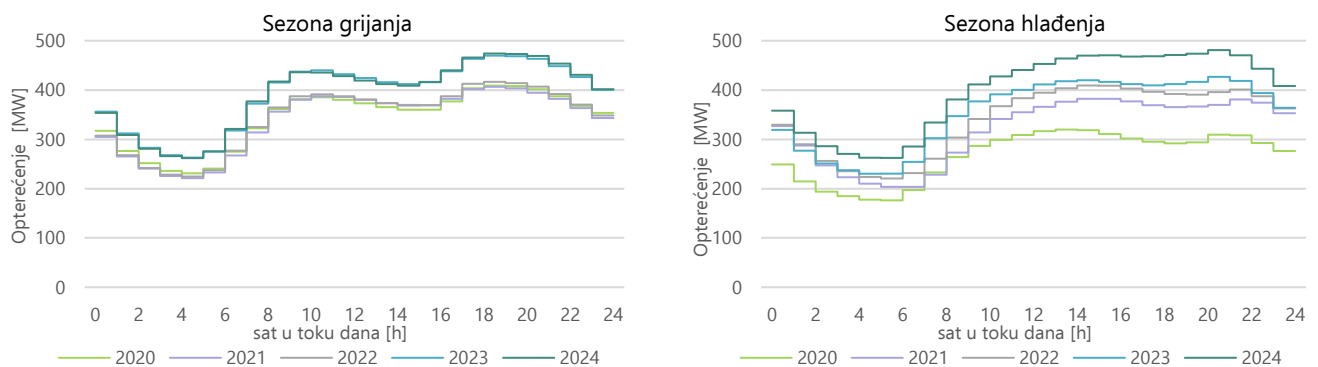
Na navedenom grafiku se uočava sličan oblik dijagrama potrošnje u sezoni grijanja, prelaznoj i rasterećenoj sezoni, sa najvećom snagom potrošnje u periodima od 9h do 11h i od 18h do 20h, pri čemu su potrebe kupaca najveće tokom sezone grijanja. Sa druge strane, uočljivo je da se tokom sezone hlađenja najveće snage potrošnje ostvaruju u periodu od 15h do 16h i od 20h do 21h.

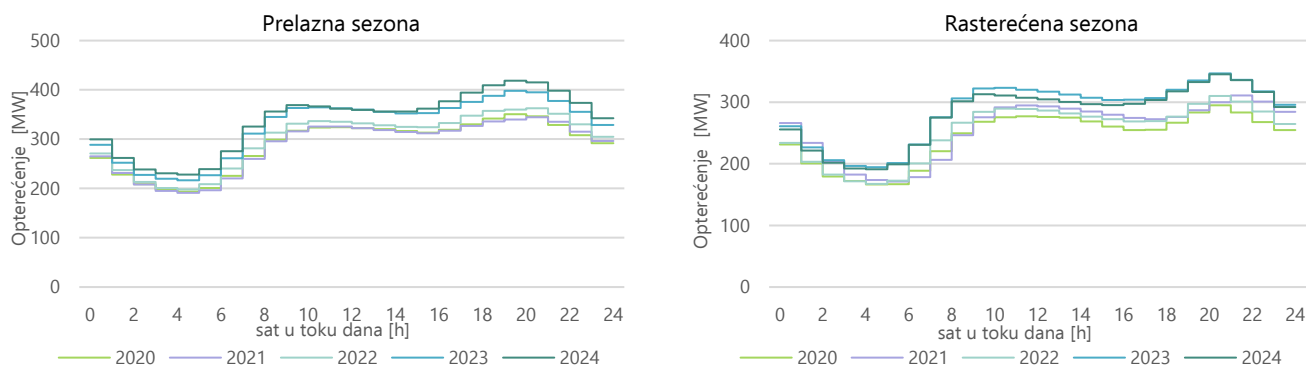
U cilju analize promjene snage potrošnje u periodu 2019-2024. godina, na sljedećem grafiku su prikazani prosječni dnevni dijagrami potrošnje po sezonama. Navedeni grafik ilustruje na koji način su različiti faktori uticali na vrijednost snage potrošnje. U tom smislu, 2019. godinu, kao godinu koja je prethodila pandemiji COVID-19, karakterisalo je „normalno“ opterećenje; 2020. godinu - naglo smanjenja snage konzuma usljed pandemije COVID-19; 2021. godinu - postepeni oporavak konzuma poslije pandemije, ali i početak energetske krize; 2022. godinu - energetska kriza, tj. rekordno povećanje cijena električne energije na tržištu u Evropi, i naglo smanjenje snage angažovane od strane industrijskog potrošača (Kombinat aluminijuma Podgorica (u daljem tekstu: KAP)); 2023. godinu - stabilizacija cijena na tržištu i povećanje snage konzuma u odnosu na 2022. godinu; dok je 2024. godinu karakterisala najveća prosječna maksimalna snaga konzuma u sezoni hlađenja u posmatranom periodu.



Grafik 1.2.9 Pregled dnevnih dijagrama potrošnje za sezonu grijanja, sezonu hlađenja, prelaznu sezonu i rasterećenu sezonu u periodu 2019 - 2024. godina

Kako je smanjenje angažovane snage KAP-a od kraja 2021. godine značajno uticalo na smanjenje angažovane snage kompletnog crnogorskog konzuma, sa Grafika 1.2.9 nije moguće dobiti informaciju o promjenama prosječnog dijagrama potrošnje ostalih kupaca priključenih na prenosni i distributivni sistem u odnosu na period prije 2021. godine. S tim u vezi, na sljedećem grafiku su prikazani prosječni dijagrami potrošnje za period 2020 - 2024. godina, koji ne uključuju potrošnju KAP-a. Sa navedenog grafika se može zaključiti da je snaga potrošnje u 2023. i 2024. godini značajno veća u odnosu na period 2020-2022. godina.





Grafik 1.2.10 Pregled dnevnih dijagrama potrošnje za sezonu grijanja, sezonu hlađenja, prelaznu sezonu i rasterećenu sezonu bez KAP-a u periodu 2020 - 2024. godina

1.2.6 Gubici u prenosnom i distributivnom sistemu električne energije

Prilikom prenosa i distribucije električne energije od proizvodnih objekata do krajnjih potrošača, kao neizbježna pojava javljaju se gubici električne energije. U zavisnosti od načina nastanka, gubici se mogu podijeliti na tehničke i komercijalne (netehničke) gubitke. Tehnički gubici nastaju kao posljedica fizičkih zakona, dok se komercijalni gubici dominantno odnose na neovlašćeno preuzimanje električne energije. Tehnički gubici se mogu smanjiti ugradnjom efikasnije opreme ili efikasnijim upravljanjem, ali se ne mogu u potpunosti eliminisati. Sa druge strane, komercijalni gubici se mogu smanjiti adekvatnom obukom osoblja, uspostavljanjem efikasnih administrativnih procedura, ugradnjom naprednih sistema mjerenja, koji redukuju greške u mjerenju i olakšavaju otkrivanje neovlašćene potrošnje. Ostvareni gubici se proračunavaju kao razlika energije koja je ušla u sistem (putem interkonektora i proizvodnjom električne energije iz domaćih izvora) i energije koja je izašla iz sistema (putem interkonektora i potrošnjom domaćeg konzuma).

Usljed međusobne povezanosti elektroprenosnih sistema, pored isporuke električne energije domaćim kupcima, nacionalni elektroprenosni sistemi služe i za potrebe drugih sistema u evropskoj interkonekciji. Posljedično, ukupni gubici koji nastaju u prenosnom sistemu se dijele na gubitke koje su prouzrokovali korisnici priključeni na crnogorski elektroprenosni sistem (kupci i proizvođači), i na gubitke nastale usljed tranzita električne energije preko crnogorskog elektroprenosnog sistema. Korisnici prenosnog sistema u Crnoj Gori plaćaju samo prvopomenute gubitke, dok se gubici nastali usljed tranzita nadoknađuju od operatora sistema koji su ih izazvali, kroz ITC mehanizam (eng. *Inter-TSO Compensation Mechanism*).

Kako bi se utvrdili opravdani gubici i troškovi nabavke električne energije za njihovo pokrivanje, koje snose korisnici elektroenergetskog sistema u Crnoj Gori, operatori sistema u skladu sa Zakonom, izrađuju studije gubitaka u prenosnom i distributivnom sistemu. U cilju utvrđivanja cijena za period 2023 - 2025. godina, CGES i CEDIS su dostavili revidovane studije gubitaka za ovaj period.

Važno je istaći da se stepen opravdanih gubitaka u distributivnom sistemu isključivo odnosi na tehničke gubitke, tj. da korisnici distributivnog sistema u Crnoj Gori ne snose troškove netehničkih (komercijalnih) gubitaka u distributivnom sistemu.

Ostvareni gubici u prenosnom sistemu električne energije

Ukupni gubici u prenosnom sistemu Crne Gore u 2024. godini iznosili su 1,56%, u odnosu na ukupnu energiju koja je ušla u prenosni sistem, i niži su od gubitaka ostvarenih tokom 2023. godine (1,57%). Pregled ukupnih gubitaka u prenosnom sistemu u proteklom desetogodišnjem periodu je dat u Tabeli 1.2.5

Ostvareni gubici u distributivnom sistemu električne energije

Stepen gubitaka u distributivnom sistemu nastavlja tendenciju pada i u 2024. godini. Ukupni gubici u distributivnom sistemu smanjeni su sa 22,76%, koliko su iznosili 2007. godine, na 10,51%, koliko su iznosili u 2024. godini. Smanjenje ukupnih gubitaka prvenstveno se može pripisati realizaciji projekta ugradnje novih brojila sa daljinskim očitavanjem. Prilikom implementacije navedenog projekta vršena je i rekonstrukcija mreže, što je za posljedicu imalo i smanjenje tehničkih gubitaka. Realizacija gubitaka u prethodnih deset godina je data u Tabeli 1.2.5.

Dok je neminovnost pojave tehničkih gubitaka potvrđena fizičkim zakonom, za distributivne sisteme je karakteristična i pojava netehničkih gubitaka. Kupci električne energije u Crnoj Gori snose isključivo troškove dozvoljenih (tehničkih) gubitaka, čime je pojačan motiv CEDIS-a da eliminiše postojanje netehničkih gubitaka, odnosno da ukupne gubitke svede na nivo dozvoljenih. Konkretno, studijom gubitaka CEDIS projektovan je stepen opravdanih gubitaka u distributivnom sistemu od 8,43% za 2024. godinu.

Tabela 1.2.5 Gubici u prenosnom i distributivnom sistemu u periodu 2015 - 2024. godina

Godina		2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
Prenosni sistem	GWh	135,17	118,98	126,92	142,18	146,46	163,59	158,41	142,25	146,22	143,23
	%	2,28	2,03	2,26	2,21	2,13	1,82	1,79	1,68	1,57	1,56
Distributivni sistem	GWh	446,00	404,00	399,56	371,61	356,06	328,85	345,53	334,96	327,77	328,40
	%	17,11	15,61	14,96	13,83	13,10	12,93	12,39	11,62	10,83	10,51
UKUPNO	GWh	581,17	522,98	526,48	513,78	502,52	492,44	503,95	477,21	473,99	471,63

1.2.7 Ostvarenje elektroenergetskog bilansa

U skladu sa Zakonom, Vlada Crne Gore je donijela Odluku o Energetskom bilansu Crne Gore za 2024. godinu („Službeni list CG”, broj 104/23). Bilansom je planirana proizvodnja električne energije za 2024. godinu u iznosu od 3.600,00 GWh, a ostvarena je u iznosu od 3.449,07 GWh, tj. manje za 150,93 GWh. Potrebe za električnom energijom za 2024. godinu planirane su u iznosu od 3.117,61 GWh, a ostvarene u iznosu od 3.251,16 GWh, tj. više za 133,55 GWh. Detaljan prikaz ostvarenja elektroenergetskih veličina planiranih Energetskim bilansom za 2024. godinu prikazan je u Tabeli 1.2.6.

Tabela 1.2.6 Prikaz ostvarenja elektroenergetskih veličina planiranih Energetskim bilansom za 2024. godinu

2024. godina	Bilans [GWh]	Ostvarenje [GWh]	Ostvarenje - Bilans [GWh]
1. Proizvodnja	3.600,00	3.449,07	-150,93
1.1. Hidroelektrane	1.853,00	1.756,03	-96,97
1.2. Vjetroelektrane	326,00	291,46	-34,54
1.3. Solarne elektrane	104,00	63,74	-40,26
1.4. Termoelektrane	1.317,00	1.337,84	20,84
2. Potrebe	3.117,61	3.251,16	133,55
2.1. Direktni kupci	54,33	43,25	-11,08
2.2. Distributivni kupci	2.618,20	2.736,28	118,08
2.3. Gubici distribucija	294,54	328,40	33,86
2.4. Gubici prenos	150,54	143,23	-7,31
3. Saldo (1-2)	482,39	196,27	-286,12

Najveće odstupanja u proizvodnji električne energije u odnosu na planiranu bilježi se kod hidroelektrana, čije ostvarenje je niže za 96,97 GWh u odnosu na planirano, dok je TE „Pljevlja” proizvela 20,84 GWh električne energije više nego što je planirano. Vjetroelektrane i solarne elektrane proizvele su niže u odnosu na planirano za 34,54 GWh i 40,26 GWh, respektivno.

Sa druge strane, kod kategorije distributivni kupci bilježi se viša potrošnja u odnosu na planiranu za 118,08 GWh, dok je kod kategorije direktni kupci potrošnja manja za 11,08 GWh u odnosu na planiranu.

1.3 Sektor nafte i gasa

1.3.1 Sektor nafte

Na tržištu naftnih derivata Crne Gore je na osnovu licenci izdatih od strane REGAGEN-a, na kraju 2024. godine poslovalo je 65 energetske subjekata. S obzirom na to da se energetske djelatnosti obavljaju na osnovu izdatih licenci za svaku djelatnost posebno, u zavisnosti od toga kojim energetskim djelatnostima se bave, subjekti posjeduju jednu ili više licenci.

Najveća kompanija u sektoru naftnih derivata u Crnoj Gori je AD „Jugopetrol“ Podgorica. Značajan doprinos razvoju konkurencije na tržištu naftnih derivata daju i sljedeća društva: DOO „Petrol Crna Gora“ MNE Podgorica, DOO „Ina Crna Gora“ Podgorica, DOO „Lukoil Montenegro“ Podgorica i DOO „Montenegro Bonus“ Cetinje.

1.3.1.1 Skladišni kapaciteti

U Crnoj Gori je djelatnost skladištenja naftnih derivata i tečnog naftnog gasa (u daljem tekstu: TNG) na kraju 2024. godine obavljalo 32 subjekta, od toga je 20 subjekata vršio skladištenje i naftnih derivata i TNG-a, djelatnost skladištenja samo naftnih derivata obavljalo je devet subjekata, dok su djelatnost skladištenja samo TNG-a obavljala tri subjekta.

Ukupni skladišni kapaciteti naftnih derivata i TNG-a, u vlasništvu licenciranih subjekata, na kraju 2024. godine, iznosili su 98.343 m³, od toga kapaciteti za skladištenje naftnih derivata su iznosili 94.728 m³, dok su kapaciteti za skladištenje TNG-a iznosili 3.615 m³. Ukupni skladišni kapacitet je u 2024. godini povećan za 1.200 m³ tj. 1,23% u odnosu na 2023. godinu. Pored ovih, u vlasništvu države Crne Gore su i skladišni kapaciteti u Luci Bar, Lipcima i Bijelom Polju, koji nijesu u funkciji. Za 17.600 m³ skladišnog prostora u Luci Bar, koji su namijenjeni skladištenju obaveznih rezervi naftnih derivata, u toku je otvoreni poziv za izvođenje radova na adaptaciji i modernizaciji.

Od ukupnog skladišnog kapaciteta (98.343 m³), AD „Jugopetrol“ Podgorica pripada 80.081 m³, od toga instalaciji u Baru 64.439 m³, benzinskim stanicama 7.294 m³, avioservisima u Podgorici i Tivtu 8.107 m³, dok se na četiri jahting servisa, u Baru, Budvi, Herceg Novom i Kotoru, odnosi 241 m³. Ostatak skladišnih kapaciteta (18.262 m³) pripada ostalim energetskim subjektima koji djelatnost skladištenja naftnih derivata i TNG-a obavljaju na benzinskim stanicama i jahting servisima. Među ovim subjektima, energetski subjekat koji raspolaže sa najviše skladišnih kapaciteta za TNG je DOO „Montenegro Bonus“ Cetinje, sa ukupno 1.100 m³.

1.3.1.2 Transportni kapaciteti

Djelatnost transporta naftnih derivata i TNG-a transportnim sredstvima je u Crnoj Gori na kraju 2024. godine obavljalo 32 subjekta, od toga se 26 subjekata bavilo djelatnošću transporta naftnih derivata, dva subjekta transportom TNG-a, dok su se četiri subjekta bavila transportom i naftnih derivata i TNG-a. Ukupan broj transportnih sredstava koja su licencirana od strane REGAGEN na kraju 2024. godine iznosi 131. Od ukupnog broja transportnih sredstava, 15 pripada AD „Jugopetrol“ Podgorica, po 13 transportnih sredstava imaju DOO D Trans Cetinje, DOO Lukana Zeta i DOO Samcommerce Plus Tivat, dok preostalih 77 transportnih sredstava pripadaju ostalim energetskim subjektima koji

obavljaju djelatnost transporta naftnih derivata i TNG-a. Od ukupno 131 transportnih sredstava, 109 se koristi za obavljanje djelatnosti transporta naftnih derivata, dok se 22 transportna sredstva koristi za transport TNG-a.

U tabeli 1.3.1 dat je pregled subjekata koji posjeduju pet i više transportnih sredstava.

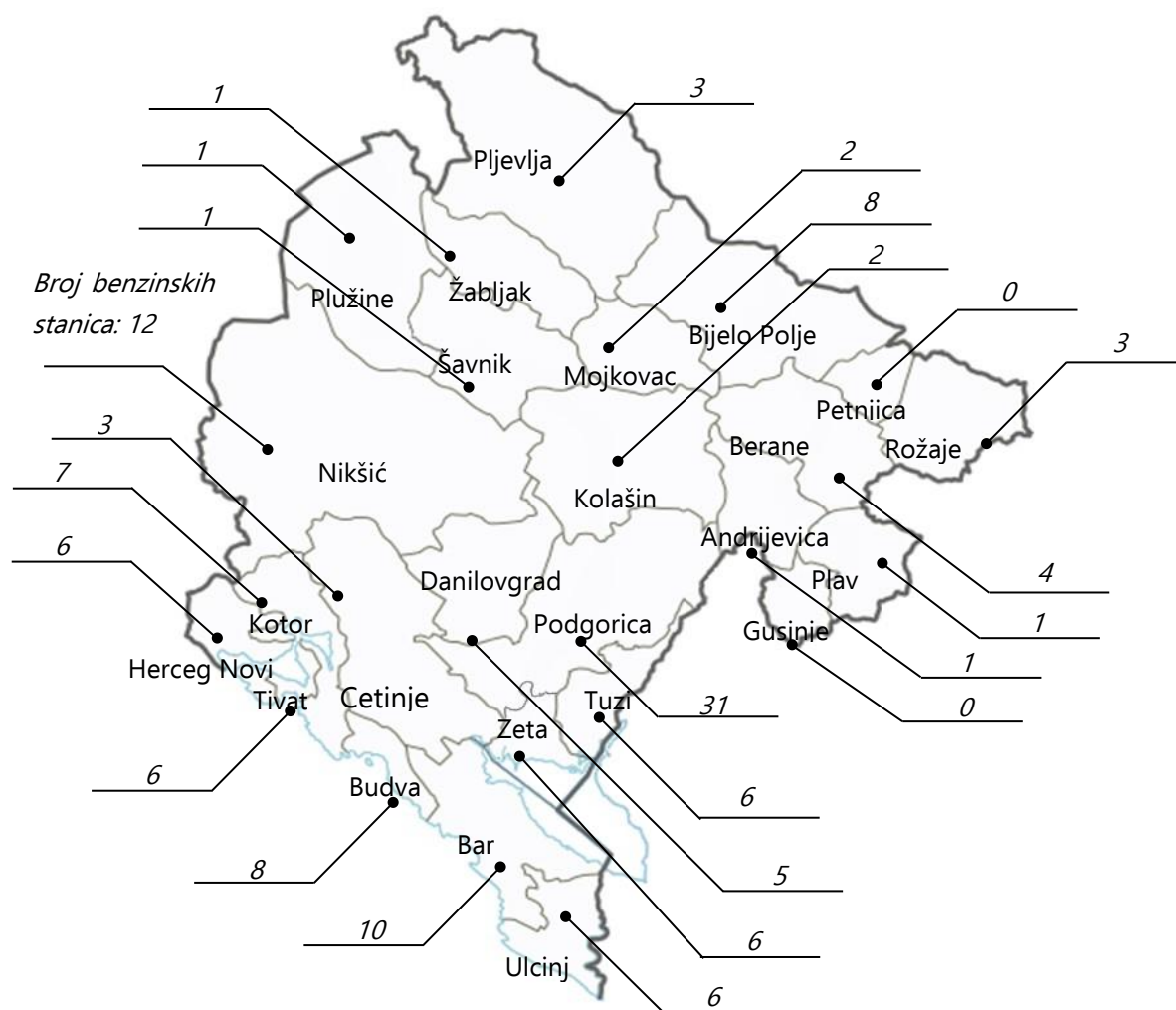
Tabela 1.3.1 Pregled energetske subjekata koji posjeduju pet i više transportnih sredstava

	Energetski subjekat	Broj transportnih sredstava
1.	AD Jugopetrol Podgorica	15
2.	DOO Lukana Podgorica	13
3.	DOO D trans Cetinje	13
4.	DOO Samcommerce plus Tivat	13
5.	DOO Humci Cetinje	10
6.	DOO VV Trans Podgorica	7
7.	DOO Sky Jumper Travel Tivat	7
8.	DOO SMN Transporti Kotor	6
9.	DOO Euro Petrol CG Podgorica	6
10.	DOO JET Trans Podgorica i DOO Novi gas Tuzi	5

1.3.1.3 Prodajni kapaciteti

Na kraju 2024. godine djelatnost trgovine na malo naftnim derivatima i TNG-om obavljana je na 133 objekta u Crnoj Gori, i to na 6 jahting servisa i 127 benzinskih i plinskih stanica. Prodaja na veliko se obavljala na instalaciji u Baru, 2 avioservisa i 2 skladišta. U vlasništvu AD „Jugopetrol“ Podgorica su 53 objekta, od toga 46 benzinskih stanica, četiri jahting servisa (Bar, Budva, Kotor i Herceg Novi), dva avioservisa (Podgorica i Tivat) i instalacija u Baru, dok je preostali 81 objekat u vlasništvu drugih licenciranih subjekata (77 benzinske i plinske stanice, 2 jahting servisa i 2 skladišta).

Na Mapi 1.3.1 dat je pregled broja benzinskih i plinskih stanica po opštinama u Crnoj Gori, dok je u Tabeli 1.3.2 dat prikaz subjekata koji posjeduju više od pet benzinskih stanica, uključujući plinske stanice i jahting servise.



Mapa 1.3.1 Pregled broja benzinskih i plinskih stanica i jahting servisa po opštinama

Tabela 1.3.2 Pregled energetskih subjekata koji posjeduju više od pet benzinskih i plinskih stanica

	Energetski subjekat	Broj benzinskih i plinskih stanica
1.	AD Jugopetrol Podgorica	46
2.	DOO Petrol Crna Gora MNE Podgorica	14
3.	DOO INA Crna Gora Podgorica	14
4.	DOO Lukoil Montenegro Podgorica	10
5.	DOO Hifa Oil CG	8

U 2024. godini otvoreno je pet novih benzinskih stanica, i to u:

- Podgorici, Bandići bb, u vlasništvu DOO IK Real Podgorica

- Podgorici, Bulevar Vilija Branta bb, u vlasništvu DOO Avio petrol Podgorica
- Ulcinju, Totoši bb, u vlasništvu DOO Kallaba Company Ulcinj
- Tuzima, Vuksanlekići ul. 1, br. 4A, u vlasništvu DOO Albino Tuzi, i
- Nikšiću, Grebice bb, u vlasništvu DOO INA Crna Gora Podgorica.

Licencu za obavljanje djelatnosti trgovine na veliko naftnim derivatima na kraju 2024. godine posjedovalo je 35 subjekata, što je za dva više nego na kraju 2023. godine, dok je djelatnost trgovine na veliko TNG-om obavljalo 16 subjekata, što je za jedan manje nego na kraju 2023. godine.

1.3.2 Sektor prirodnog gasa

1.3.2.1 Projekat Jonsko - jadranskog gasovoda

Jonsko-jadranski gasovod će povezivati postojeći hrvatski gasovodni sistem, preko Crne Gore i Albanije, sa TAP-om (Trans Jadranskim gasovodom). Ukupna dužina gasovoda od hrvatskog grada Splita do albanskog grada Fiera je 511 km. Gasovod ukupnog kapaciteta od 5 milijardi m³ (bcm) predviđen je da obezbijedi snabdijevanje prirodnim gasom Albanije (1 bcm), Crne Gore (0,5 bcm), juga Bosne i Hercegovine (1 bcm) i Hrvatske (2,5 bcm). Realizacija projekta Jonsko-jadranskog gasovoda omogućava otvaranje novog energetskeg koridora za region JIE u okviru četvrtog gasnog koridora EU, sa ciljem uspostavljanja novog pravca snabdijevanja prirodnim gasom sa Bliskog istoka i Kaspijskog regiona.

Na sastanku ministara nadležnih za energetiku Albanije, Crne Gore, Bosne i Hercegovine i Hrvatske, održanom u maju 2016. godine, osnovana je Jedinica za upravljanje projektom IAP (Project Management Unit for IAP - PMU). PMU je zadužena da koordinira sve međunarodne aktivnosti partnera u okviru IAP projekta. PMU se sastoji od po jednog predstavnika državnog organa nadležnog za energetiku i po jednog predstavnika operatora prenosnog sistema prirodnog gasa (TSO) iz sve 4 zemlje potpisnice Memoranduma o razumijevanju i saradnji na implementaciji projekta IAP – Albanije, Crne Gore, Bosne i Hercegovine i Hrvatske. Status posmatrača u PMU, bez prava glasa, dobili su azerbejdžanska kompanija SOCAR i Sekretarijat Energetske zajednice. Ministarstvo nadležno za energetiku u Crnoj Gori je zaduženo da obavlja poslove stalnog Sekretarijata PMU. Međutim, PMU nije aktivan godinama unazad i nijesu zabilježene nikakve aktivnosti tokom ovog izvještajnog perioda.

Na marginama četvrtog Ministarskog sastanku Savjetodavnog vijeća Južnog gasnog koridora, koji je održan 15. februara 2018. godine u Bakuu, predstavnici TSO-a Crne Gore, Hrvatske i Albanije potpisali su Pismo namjere o osnivanju Projektne kompanije Jonsko – jadranskog gasovoda, a koje je prethodno usaglašeno na sastanku PMU-a. Nakon toga, hrvatski TSO Plinacro dostavio je kompanijama-potpisnicama Pisma namjere i predlog statuta IAP društva, radi davanja saglasnosti. Vlada Crne Gore imenovala je u januaru 2023. godine državnu kompaniju Montenegro Bonus, kao crnogorskog TSO-a, za učešće u osnivanju regionalne kompanije. Kompanija bi obavljala poslove vezane za pripremu izgradnje gasovoda, promovisanje i sprovođenje aktivnosti od opšteg interesa za ugovornice projekta, kao što su: komunikacija sa EU organima, učestvovanje u radnim grupama

nadležnih organa, saradnja sa međunarodnim tijelima, kompanijama, finansijskim institucijama i potencijalnim investitorima. Međutim, ova kompanija još uvijek nije osnovana.

Krajem 2024. godine hrvatski Plincro počeo je sa pripremom prenamjene projekta IAP, sa ciljem omogućavanja transporta zelenog vodonika uz prirodni gas. Projekat IAP H2, predat je u aprilu 2025. godine Evropskoj komisiji za dobijanje PMI statusa (Project of Mutual Interest). Trasa cjevovoda je istovjetna sa trasom IAP projekta, unutar južnog gasnog koridora, a cilj dobijanja PMI statusa je ubrzanje daljnjih aktivnosti u vezi s realizacijom projekta.

1.3.2.2 Tečni prirodni gas (TPG)

Memorandum o razumijevanju između Vlade Crne Gore, američkih firmi Enerflex Energy Systems i Wethington Energy Innovation u pogledu pružanja podrške unapređenju energetske infrastrukture u Crnoj Gori je potpisan 12. maja 2023. Memorandum predviđa da se započnu razgovori i radnje u cilju realizacije dva energetska infrastrukturna projekta i to:

- projekt izgradnje i instalacije fiksnog terminala za uvoz tečnog prirodnog gasa u Crnu Goru i njegovo dalje skladištenje, regasifikaciju i transport, koji predviđa pristanište za istovar koje bi bilo u stanju da primi 25.000 barela na sat, a skladište bi imalo približni kapacitet od 250.000 barela. Na osnovu preliminarne informacije i u zavisnosti od daljeg razvoja front-end inženjeringa, američka strana procjenjuje da bi cijena Projekta terminala bila u rasponu od 130 do 250 miliona eura, u zavisnosti od kapaciteta; i
- projekt izgradnje i instalacije grinfield termoelektrane na gas u Crnoj Gori, čije snabdijevanje gasom dolazi preko terminala za uvoz tečnog prirodnog gasa, kapaciteta najmanje 240 MW i maksimalno 440 MW, koji bi se nalazio u neposrednoj blizini LNG terminala i u blizini crnogorske elektroenergetske mreže. Ukupna investicija Projekta termoelektrane procjenjuje se između 200 miliona eura i 500 miliona eura, u zavisnosti od instalisanog kapaciteta.

Za oba projekta je predviđena lokacija u blizini ili u Luci Bar. Obaveza potpisnica Memoranduma o saradnji iz SAD je da dostave Vladi na razmatranje svu neophodnu dokumentaciju, od koje je na prvom mjestu tražena Studija uticaja na životnu sredinu i Cost benefit analiza. U zavisnosti od rezultata koje pokažu ove studije zavisice dalja opredijeljenost naše strane i dinamika realizacije. Neophodno je da navedeni projekti budu uspostavljeni u potpunoj saglasnosti sa važećim standardima zaštite životne sredine i u skladu sa zakonom.

Međutim, zainteresovanost američkih kompanija za izgradnju terminala i gasne elektrane više nije aktuelna. Resorno ministarstvo nije iniciralo nikakve aktivnosti po pitanju izgradnje LNG terminala tokom izvještajnog perioda.

1.3.3 Istraživanja ugljovodonika u crnogorskom podmorju

Tokom 2024. godine Ministarstvo je u saradnji sa Upravom za ugljovodonike pripremilo Uredbu o izmjeni Uredbe o načinu obračuna i plaćanja naknade za proizvodnju nafte i gasa kao i Uredbu o izmjeni Uredbe o načinu povraćaja blokova i pristupu trećih lica upstream postrojenjima. Obje Uredbe je Vlada Crne Gore donijela 28. novembra 2024. godine. Predmetnim izmjenama uredbi se precizira njihova primjena u zadnjoj godini Ugovora o koncesiji, a što se nije moglo definisati prilikom

njihovog donošenja. Donošenjem uredbi ispunjene su obaveze iz Programa pristupanja Crne Gore 2024. – 2027. u planiranom roku. Takođe, Ministarstvo je donijelo i Pravilnik o sadržaju elaborata o rezultatima izvršenih geoloških i geofizičkih istraživanja ugljovodonika („Sl. list CG“, broj 120/24 od 17. decembra 2024.) kojim se propisuje bliži sadržaj elaborata o rezultatima izvršenih geoloških i geofizičkih istraživanja ugljovodonika i način dostavljanja istog.

Tokom 2024 godine intezivirane su aktivnosti u cilju objavljivanja novih tenderskih postupaka za dodjelu ugovora o koncesiji za istraživanje ugljovodonika ili proizvodnju ugljovodonika. Uprava za ugljovodonike aktivno radi na provjeri usaglašenosti potencijalnih projekata sa novim javnim politikama i pravicima razvoja energetike i zaštite životne sredine u Crnoj Gori i na nivou Evropske unije.

1.3.4 Strateške rezerve naftnih derivata

Zakon o sigurnosti snabdijevanja naftnim derivatima usvojen je u Skupštini Crne Gore 10. decembra 2024. godine („Sl. list CG“ br. 119/2024), kojim je transponovana Direktiva Savjeta br. 2009/119/EZ od 14. septembra 2009. godine o obavezama država članica da održavaju minimalne zalihe sirove nafte i/ili naftnih derivata. Usvajanjem ovog zakona i realizacijom aktivnosti koji proizilaze iz njega ostvaruju se uslovi za ispunjavanje prvog završnog mjerila u okviru pregovaračkog poglavlja 15-Energetika.

Obavezu formiranja obaveznih rezervi shodno Zakonu imaju Uprava za ugljovodonike i uvoznici naftnih derivata (bezolovnog benzina i/ili gasnih ulja). Obavezne rezerve moraju sadržavati one derivate čija je zajednička zastupljenost veća od 75% domaće potrošnje iz prethodne godine, što u konkretnom slučaju znači bezolovni motorni benzin i gasna ulja, koja zajedno čine 85% tržišnog udjela. Ukoliko udio ova dva derivata u domaćoj potrošnji padne ispod 75 %, obavezne rezerve sadržavaće i kerozin.

Vlada Crne Gore je 26. decembra 2024. godine usvojila ažurirani Akcioni plan za formiranje obaveznih rezervi naftnih derivata, u skladu sa Direktivom 2009/119/EC o minimalnim zalihama nafte i /ili naftnih derivata. Isti je dostavljen Evropskoj komisiji na upoznavanje.

U decembru 2024. godine raspisana su dva javna poziva (za izbor izvođača radova, i nadzor nad izvođenjem radova), za potrebe adaptacije i modernizacije tri naftna rezervoara za skladištenje naftnih derivata, u državnom vlasništvu. Rezervoari se nalaze na Terminalu u Luci Bar, ukupnog kapaciteta od 17.600 m³, i namijenjeni su skladištenju obaveznih rezervi naftnih derivata. Planirani period za izvođenje radova je devet mjeseci. Ova investicija, čiji je ukupni iznos procijenjen na približno 2 miliona eura, finansiraće se sredstvima direktne budžetske podrške Evropske komisije Crnoj Gori, usmjerene na prevazilaženje energetske krize.

REZIME:

Crna Gora raspolaže različitim energetske resursima koji obuhvataju obnovljive izvore energije i uglja. Međutim, za adekvatnu eksploataciju ovih resursa u skladu sa preuzetim obavezama, veoma je važno postojanje jasne vizije razvoja sektora. Ministarstvo energetike i rudarstva je u posljednjih godinu i po intenziviralo aktivnosti na izradi Nacionalnog energetskeg i klimatskeg plana, ali, do datuma pisanja ovog izvještaja, navedeni plan još uvijek nije donijet, već je i dalje na snazi Strategija razvoja energetike iz 2014. godine.

Eksploatacija uglja u Crnoj Gori se isključivo vršila u basenima na teritoriji Opštine Pljevlja. „Rudnik uglja“ AD Pljevlja je u 2024. godini ostvario proizvodnju veću za oko 1,6% u odnosu na prosjek ostvaren u devetogodišnjem periodu 2015-2023. godina.

U 2024. godini u rad su puštene solarne elektrane „KAP“ instalisane snage 1,93 MW i „Voli Trade 1“ instalisane snage 2 MW, obje priključene na 10 kV naponski nivo. U izvještajnoj godini, instalisana snaga kupaca-proizvođača je povećana za 10,28 MW, čime je ova kategorija dostigla ukupnu instalisanu snagu od 24,06 MW. Proizvodnja električne energije u Crnoj Gori u 2024. godini bila niža za 14,77% u odnosu na 2023. godinu, odnosno za 6,61% veća u odnosu na 2022. godinu. Količina električne energije proizvedene u 2024. godini veća je za 11,04% u odnosu na prosjek za period 2015 - 2023. godina, iz kojeg su izuzete godine u kojima je dostignuta maksimalna i minimalna proizvodnja.

Elektroenergetski sistem Crne Gore na kraju 2024. godine obuhvatao je 52 elektrane i 21.649,53 kilometara prenosne i distributivne mreže rasprostranjenih preko čitave teritorije Crne Gore, koji opslužuje ukupno 445.718 kupaca. Potrošnja električne energije u izvještajnoj godini je veća za 3,16% u odnosu na 2023. godinu.

Izvještajnu godinu karakterisala je najveća prosječna maksimalna snaga konzuma u sezoni hlađenja u periodu 2019-2024. godina.

Gubici u prenosnom sistemu Crne Gore u 2024. godini su iznosili 1,56% i na nivou su gubitaka ostvarenih u 2023. godini (1,57%). U distributivnom sistemu, nastavljen je trend smanjenja gubitaka i u izvještajnoj godini, kada su gubici smanjeni sa 10,83% koliko su iznosili 2023. godine, na 10,51% u 2024. godini.

Na tržištu naftnih derivata Crne Gore, na kraju 2024. godine poslovalo je 65 energetske subjekata; ukupni skladišni kapaciteti naftnih derivata i TNG-a iznosili su 98.343 m³; ukupan broj transportnih sredstava koja su licencirana od strane REGAGEN iznosio je 131; dok se djelatnost trgovine na malo naftnim derivatima i TNG-om obavljala u 133 objekta u Crnoj Gori, od toga na 127 benzinskih i plinskih stanica i šest jahting servisa.

U sektoru prirodnog gasa se počelo sa pripremom prenamjene projekta IAP, sa ciljem omogućavanja transporta zelenog vodonika uz prirodni gas (projekat IAP H2).

Zainteresovanost američkih kompanija za izgradnju terminala i gasne elektrane u okolini Bara više nije aktuelna. Resorno ministarstvo nije iniciralo nikakve aktivnosti po pitanju izgradnje LNG terminala tokom izvještajnog perioda.

Tokom 2024. godine intezivirane su aktivnosti u cilju objavljivanja novih tenderskih postupaka za dodjelu ugovora o koncesiji za istraživanje ugljovodonika ili proizvodnju ugljovodonika.

U decembru 2024. usvojen Zakon o sigurnosti snabdijevanja naftnim derivatima usvojen u Skupštini Crne Gore. Zakon transponuje Direktivu Savjeta br. 2009/119/EZ od 14. septembra 2009. godine o obavezi država članica da održavaju minimalne zalihe sirove nafte i/ili naftnih derivata. Takođe, u decembru je usvojen i ažurirani Akcioni plan za formiranje obaveznih rezervi naftnih derivata, u skladu sa Direktivom 2009/119/EC o minimalnim zalihama nafte i /ili naftnih derivata i raspisana dva javna poziva (za izbor izvođača radova, i nadzor nad izvođenjem radova), za potrebe adaptacije i modernizacije tri naftna rezervoara za skladištenje naftnih derivata, u državnom vlasništvu.

2. NADZOR NAD RADOM ENERGETSKIH SUBJEKATA

2. NADZOR NAD RADOM ENERGETSKIH SUBJEKATA

Agencija, u vršenju javnih ovlaštenja utvrđenih Zakonom, pored ostalog, sprovodi nadzor nad radom i poslovanjem energetskih subjekata, u cilju obezbjeđivanja efikasnog i kvalitetnog obavljanja energetskih djelatnosti.

2.1 Nadzor elektroenergetskog sektora

Nadzor se vrši nad subjektima koji posjeduju licencu za obavljanje energetske djelatnosti, izdatu od strane Agencije, kao i nad subjektima koji, na osnovu rješenja, izdatog od strane Agencije, obavljaju neku energetske djelatnost. Svrha nadzora je praćenje zakonitosti rada, sa ciljem, ukoliko je potrebno, usklađivanja poslovanja subjekata nadzora sa propisima koji regulišu oblast energetike.

2.1.1 Ugovorni odnosi energetskih subjekata

U 2024. godini je EPCG sa CGES-om imala zaključen ugovor o korišćenju prenosnog sistema za potrebe preuzimanja električne energije, ugovor o korišćenju prenosnog sistema za potrebe proizvodnje električne energije, ugovore o nabavci električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu i ugovor o nabavci pomoćnih usluga i balansne energije, sa CEDIS-om ugovor o korišćenju distributivnog sistema i ugovore o nabavci električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu, dok je sa COTEE-om bio zaključen ugovor o plaćanju naknade za rad operatora tržišta za 2024. godinu (posebno od strane proizvođača, snabdjevača i trgovca).

EPCG, kao snabdjevač električnom energijom, je zaključila ugovore o snabdijevanju sa kupcima direktno priključenim na prenosni sistem: „EPCG Željezara Nikšić” DOO Nikšić, „Željeznička infrastruktura Crne Gore” AD Podgorica, „Rudnik uglja” AD Pljevlja – Drobilično postrojenje, CGES – Razvodno postrojenje u okviru TE Pljevlja, „Krnovo Green Energy” DOO Podgorica, „Možura Wind Park” DOO Podgorica, „Monteput” DOO Podgorica, „UNIPROM” DOO Nikšić. Za direktnog kupca EPCG AD – FC Proizvodnja, Termoelektrana Pljevlja, tokom 2024. godine na snazi je bila Odluka za snabdijevanje električnom energijom TE Pljevlja za sopstvene potrebe kao direktnog kupca.

CGES je u 2024. godini sa CEDIS-om imao zaključen ugovor o korišćenju prenosnog sistema za potrebe preuzimanja električne energije, a sa COTEE-om ugovor o plaćanju naknade za rad operatora tržišta za 2024. godinu. Pored navedenog, CGES je sa DOO „Krnovo Green Energy” i DOO „Možura Wind Park” imao zaključene ugovore o korišćenju prenosnog sistema za predmetne vjetroelektrane, a sa DOO „UNIPROM” Nikšić ugovor o korišćenju prenosnog sistema za potrebe preuzimanja električne energije.

CEDIS je u 2024. godini sa CGES-om, pored gorenavedenog ugovora, imao zaključen i ugovor o regulisanju međusobnih prava i obaveza na mjestu razgraničenja odgovornosti, i sa COTEE-om ugovor o plaćanju naknade za rad operatora tržišta za 2024. godinu.

2.1.2 Ugovorni odnosi snabdjevača i kupaca

Prema podacima EPCG, na kraju 2024. godine u Crnoj Gori je bilo ukupno 445.709 kupaca priključenih na distributivni sistem električne energije. U odnosu na 2023. godinu, to je porast od 2,3%. Po naponskim nivoima broj kupaca je iznosio: 38 kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo, 601 kupac priključen na 10 kV naponski nivo, 44.971 kupac iz kategorije ostali kupci priključenih na 0,4 kV naponski nivo i 400.099 kupaca iz kategorije domaćinstva, priključenih na 0,4 kV naponski nivo.

Na kraju 2024. godine EPCG je imala zaključene ugovore o snabdijevanju sa 222.007 kupaca priključenih na distributivni sistem električne energije (50% od ukupnog broja kupaca priključenih na distributivni sistem električne energije (445.709)). Po naponskim nivoima broj kupaca sa zaključenim ugovorima o snabdijevanju je iznosio: na srednjem naponu 35 kV, 22 kupca (što je 58% u odnosu na ukupan broj ovih kupaca (38)), na srednjem naponu 10 kV, 316 kupaca (što je 53% u odnosu na ukupan broj ovih kupaca (601)), na niskom naponu 0,4 kV, 221.669 kupaca od ukupno 445.070 (50%), od čega iz kategorije domaćinstva 193.862 kupaca od ukupno 400.099 (48%) i iz kategorije ostali kupci 27.807 kupaca od ukupno 44.971 (62%). Na osnovu navedenih podataka, utvrđuje se da je u 2024. godini ostvaren blagi rast broja zaključenih ugovora u odnosu na ukupni broj kupaca priključenih na distributivni sistem, u odnosu na 2023. godinu (3%).

Pored navedenih ugovora, u 2024. godini zaključeno je i 5.617 ugovora o snabdijevanju na određeno vrijeme, što je za 497 manje u odnosu na 2023. godinu.

2.1.3 Razgraničenje imovine između CGES-a, CEDIS-a i EPCG-a

Zakonom o energetici je propisano koja postrojenja i oprema čine prenosni, odnosno distributivni sistem, kao i da je mjesto razgraničenja odgovornosti između energetske subjekata međusobno, mjesto priključenja objekta energetske subjekata na prenosni ili distributivni sistem.

Imajući u vidu procese izdvajanja CGES-a i CEDIS-a iz vertikalno integrisanog subjekta - EPCG i zakonsko određenje prenosnog, odnosno distributivnog sistema, utvrđena je potreba za identifikovanjem tačke razgraničenja između EPCG i CGES-a, odnosno između CGES-a i CEDIS-a, pa je Zakonom o energetici propisana obaveza operatora prenosnog sistema i proizvođača električne energije da izvrše primopredaju postrojenja i opreme koja su dio prenosnog sistema, kao i obaveza operatora distributivnog sistema i operatora prenosnog sistema da izvrše primopredaju postrojenja i opreme koja su dio distributivnog sistema.

Međusobna prava i obaveze u preuzimanju postrojenja i opreme u prethodnom periodu uređivala su se ugovorima između navedenih subjekata, koji su bili privremenog karaktera, na godišnjem nivou, dok su paralelno sprovedene aktivnosti u cilju zaključivanja trajnih ugovora.

EPCG ističe da je Ugovor o primopredaji postrojenja i opreme između EPCG i CGES zaključen 28. decembra 2023. godine. Na osnovu navedenog ugovora CGES je izvršio ugovoreno plaćanje, a zaključenjem zapisnika o primopredaji postrojenja i opreme 9. februara 2024. godine postao je i

njihov formalni vlasnik. Neposredno nakon potpisivanja navedenog zapisnika EPCG je CGES predala elektronsku verziju projektne i tehničke dokumentacije, dok je papirna verzija, zbog ugovorenog održavanja predmetne opreme, zadržana u HE „Perućica“ i HE „Piva“ do kraja 2024. godine, kada je predata CGES. Ovim činom promijenjena je granica vlasništva između operatora prenosnog sistema i proizvođača, zbog čega je zaključen aneks ugovora o korišćenju prenosnog sistema za potrebe proizvodnje električne energije za 2024. godinu. Kako operator prenosnog sistema u planovima održavanja za 2024. godinu nije planirao održavanje otkupljene opreme, to se EPCG obavezala da njeno održavanje vrši do kraja 2024. godine, bez naknade. Pored navedenog, EPCG se obavezala da, uz odgovarajuću naknadu, vrši poslove upravljanja (pogonskih manipulacija) postrojenjima i opremom koja je predmet primopredaje, što je uređeno aneksom navedenog ugovora o primopredaji postrojenja i opreme. Ispunjavanjem navedenih zadataka 30. jula 2024. godine završene su višegodišnje aktivnosti EPCG i CGES na primopredaji postrojenja i opreme koji su dio prenosnog sistema i uspostavljene zakonom uređene granice vlasništva između ova dva subjekta.

U vezi sa primopredajom postrojenja i opreme koja su dio distributivnog sistema, CEDIS ističe da, što se tiče aktivnosti sprovedenih u toku 2024. godine, i dalje za četiri trafostanice: TS 110/35kV „Mojkovac“, TS 110/35kV „Ribarevine“, TS 110/35kV „Danilovgrad“ i TS 110/35kV „Podgorica 1“, nijesu stvoreni uslovi za prometovanje, iz razloga što je uspostavljeno pravo zaloge u korist države. Za navedene TS je izvršena procjena i zaključeni su predugovori između CGES i CEDIS, a nakon dobijanja saglasnosti nadležnih organa, stvoriće se uslovi za sklapanje ugovora o primopredaji.

2.1.4 Kvalitet isporuke i snabdijevanja električnom energijom

Obezbjedivanje dovoljnih količina energije koje su potrebne za život i rad građana, poslovanje i razvoj privrednih subjekata, kao i njihovo snabdijevanje na, između ostalog, kvalitetan način, prepoznato je Zakonom o energetici kao javni interes. S tim u vezi, definisanje potrebnog minimuma kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom, kao i uspostavljanje adekvatnih mehanizama kojima se garantuje njegovo obezbjeđivanje predstavlja ključni korak u regulaciji kvaliteta. U tom smislu, Agencija je donijela Pravila o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom („Službeni list Crne Gore“, br. 50/17 i 59/23) (u daljem tekstu: Pravila o minimumu kvaliteta), kojima je uspostavljen pravni okvir za uređivanje opšteg i pojedinačnog kvaliteta pružanja usluga od strane operatora prenosnog, operatora distributivnog sistema i snabdjevača.

Kada je riječ o opštem minimumu kvaliteta, Pravilima o minimumu kvaliteta propisani su opšti indikatori kvaliteta za prenosni i distributivni sistem kojima se kvantifikuje uticaj prekida u navedenim sistemima na godišnjem nivou. Ovim pravilima je utvrđen način izračunavanja opštih indikatora kvaliteta, kao i obaveza operatora prenosnog i operatora distributivnog sistema da redovno izvještavaju Agenciju o prekidima isporuke električne energije.

Kako bi se, pored ostalog, obezbijedili podsticaji za poboljšanje opšteg kvaliteta isporuke električne energije, 2022. godine su donesene:

- Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije („Službeni list CG”, br. 71/22 i 37/23) i
- Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije („Službeni list CG”, br. 71/22 i 37/23).

U skladu sa ovim metodologijama, ostvarenje opštih indikatora kvaliteta u odnosu na ciljne vrijednosti, koje referišu na propis kojim se uređuje minimum kvaliteta, imaće direktan uticaj na regulatorno dozvoljeni prihod operatora sistema u narednom periodu. S tim u vezi, a kako bi se u potpunosti zaokružio mehanizam podsticaja i omogućila njegova primjena, Pravilima o minimumu kvaliteta biće propisan način utvrđivanja ciljnih vrijednosti opštih indikatora kvaliteta po godinama. U skladu sa Zakonom o energetici („Službeni list CG”, broj 28/25), nova pravila kojima se uređuje minimum kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom je potrebno donijeti do kraja marta 2026. godine.

Sa druge strane, Pravilima o minimumu kvaliteta utvrđeni su i pojedinačni pokazatelji kvaliteta, tj. rokovi u kojima operatori sistema i snabdjevači treba da pruže usluge krajnjim kupcima. U slučaju da operatori sistema ili snabdjevači ne ispune pojedinačni minimum kvaliteta, tj. ne postupe u propisanim rokovima, krajnji kupac ima pravo na finansijsku kompenzaciju pod uslovima propisanim Pravilima o minimumu kvaliteta. Kako bi se obezbijedila dodatna zaštita kupaca, lista pojedinačnih minimuma kvaliteta dopunjena je 2023. godine sa dva nova pokazatelja koji se odnose na ukupno trajanje prekida na mjesečnom nivou (48 sati), za koje je odgovoran operator prenosnog, odnosno distributivnog sistema.

U narednim poglavljima je data analiza opštih indikatora kvaliteta u prenosnom i distributivnom sistemu u 2024. godini, kao informacije o pojedinačnim pokazateljima kvaliteta operatora sistema i snabdjevača.

2.1.4.1 Opšti parametri kvaliteta

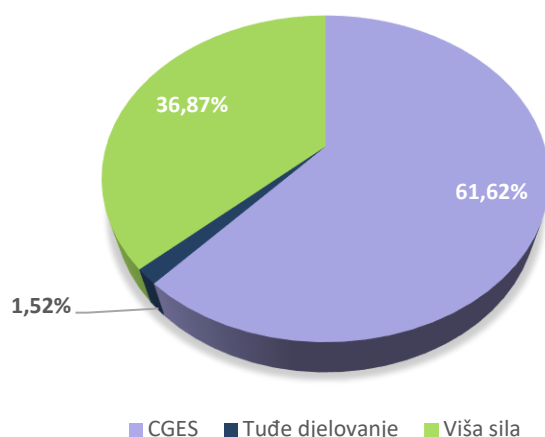
a) Opšti parametri kvaliteta operatora prenosnog sistema

Za kvantifikaciju opšteg kvaliteta isporuke električne energije na nivou prenosnog sistema na godišnjem nivou, u skladu sa Pravilima o minimumu kvaliteta, koriste se dva indikatora: neisporučena električna energija (eng. *Energy not Supplied* – u daljem tekstu: ENS) i prosječno vrijeme prekida (eng. *Average Interruption Time* – u daljem tekstu: AIT). Indikatorom ENS se procjenjuje količina električne energije koja nije bila isporučena korisnicima prenosnog sistema zbog prekida isporuke. Ovaj indikator se utvrđuje na osnovu podataka o prosječnoj dnevnoj potrošnji u dijelu prenosnog sistema koji je pogođen prekidom i trajanju tog prekida. Sa druge strane, indikator AIT daje informaciju o prosječnom trajanju neraspoloživosti prenosnog sistema u toku godine, a izračunava se na osnovu podatka o udjelu procijenjene neisporučene električne energije u ukupno prenesenoj električnoj energiji za potrebe domaće potrošnje, pomnoženog sa brojem sati u godini. Za proračun oba indikatora uzimaju se u obzir i planirani i neplanirani prekidi iz evidencije prekida u napajanju – Godišnjeg izvještaja o praćenju pokazatelja kvaliteta, koji CGES priprema korišćenjem i poređenjem

podataka iz tri izvora: SCADA sistem (eng. *Supervisory control and data acquisition*), dnevni izvještaji i SGM (eng. *Smart Grid Manager*).

U toku 2024. godine, CGES je evidentirao 198 prekida, od kojih 117 neplaniranih i 81 planirani prekid. Od 117 evidentiranih neplaniranih prekida, 41 prekid je u vezi sa planiranim prekidom koji nije započet ili okončan u najavljenom vremenskom periodu. Na sljedećem grafiku je prikazana podjela ukupnog broja prekida u prenosnom sistemu po uzroku prekida u 2024. godini: CGES, viša sila ili tuđe djelovanje. U skladu sa dostavljenim podacima, CGES je bio uzrok 122 prekida isporuke, dok su 73 prekida bila izazvana višom silom, a tri tuđim djelovanjem.

Podjela prekida po uzroku



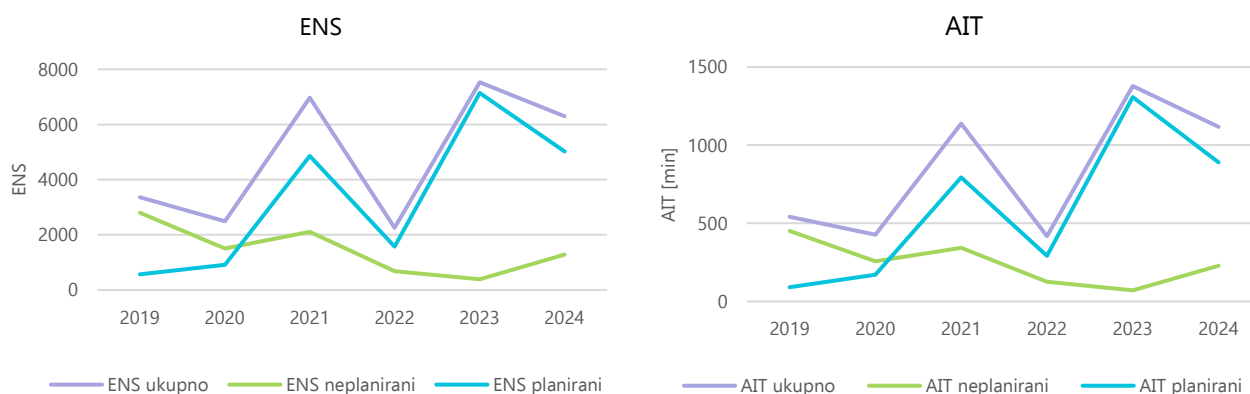
Grafik 2.1.1 Poređenje broja prekida u prenosnom sistemu u 2024. godini

U narednoj tabeli su prikazani podaci o trajanju prekida, ostvarenju indikatora AIT i indikatora ENS za sve prekide, odvojeno za planirane i neplanirane, kao i za prekide čiji je uzrok CGES, u 2024. godini. Ukupno trajanje prekida na nivou prenosnog sistema električne energije je u 2024. godini bilo 71.415 minuta, od čega su planirani prekidi trajali 61.621 minut, a neplanirani 9.794 minuta. Iako je prethodnu godinu, dakle, obilježilo dugo trajanje prekida, ipak se može konstatovati da je došlo do smanjenja u odnosu na 2023. godinu za 7,49%. Dugo trajanje planiranih prekida je dominantno izazvano izvođenjem radova na izgradnji i/ili rekonstrukciji prenosnog sistema. Međutim, zahvaljujući koordinaciji sa CEDIS-om, krajni kupci priključeni na distributivni sistem nijesu u tom periodu bili bez napajanja jer je rezervno napajanje obezbjeđivano iz distributivnog sistema.

Tabela 2.1.1 Trajanje i vrijednosti indikatora AIT i ENS u 2024. godini

Prekidi	Trajanje prekida [min]	AIT [min]	ENS [MWh]
Neplanirani	9.794	227,80	1.284,06
Planirani	61.621	890,26	5.018,19
Ukupno	71.415	1.118,06	6.302,25
CGES	63.387	950,69	5.358,79

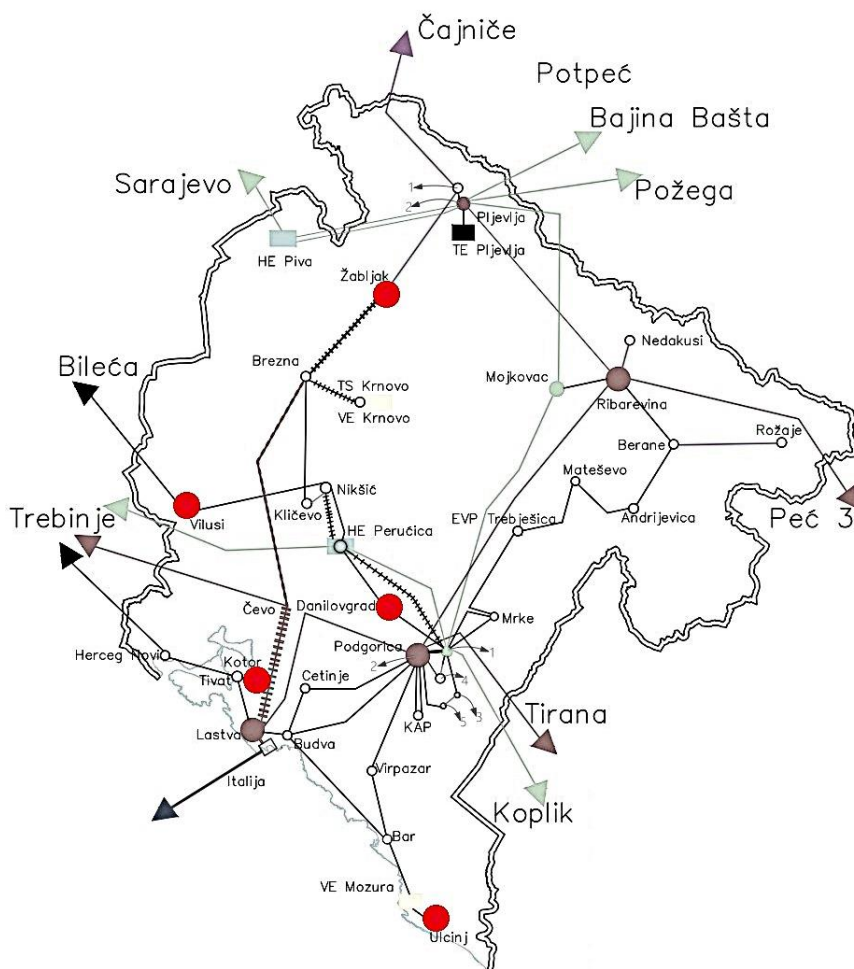
Kada je riječ o opštim indikatorima kvaliteta prenosnog sistema, AIT je u 2024. godini iznosio 1.118,06 minuta (18,63 sati), a ENS 6.302,25 MWh, što predstavlja poboljšanje u odnosu na 2023. godinu - za 18,91%, odnosno 16,31%. Međutim, u odnosu na prosjek ostvarenja indikatora AIT i ENS u periodu 2019-2023. godine, vrijednost ovih indikatora u 2024. godini je veća za čak 43,19%, odnosno 39,33%, respektivno. Slično kao i kod trajanja prekida, na visoku vrijednost opštih indikatora kvaliteta dominantno je uticalo izvođenje velikog broja planiranih radova u prenosnom sistemu električne energije, koji su, kako je već rečeno, imali minimalni uticaj na neprekidnost napajanja krajnjih kupaca priključenih na distributivni sistem. Na Grafiku 2.1.2 prikazana je promjena indikatora AIT i ENS u periodu 2019-2024. godina za ukupne, planirane i neplanirane prekide.



Grafik 2.1.2 Poređenje vrijednosti indikatora opšteg kvaliteta u periodu 2019 - 2024. godina

Sa navedenog grafika je jasno da su na inidiktore opšteg kvaliteta operatora prenosnog sistema dominantno uticali planirani prekidi, zbog svog trajanja.

Na Slici 2.1.1 su crvenom bojom označeni elementi prenosnog sistema koji su u izvještajnoj godini bili pogođeni prekidima u napajanju u trajanju dužem od 1.000 minuta.



Slika 2.1.1 Konzumna područja najduže pogođena prekidom u napajanju tokom 2024. godine

Konzumna područja TS 110/35 kV „Žabljak“, TS 110/35 kV „Ulcinj“, TS 110/35 kV „Vilusi“, TS 110/35 kV „Kotor“ i TS 110/35 kV „Danilovgrad“ su bila najduže pogođena prekidima u napajanju tokom 2024. godine. Ukupno trajanje ovih prekida je bilo 31.727 minuta, 14.585 minuta, 14.176 minuta, 4.710 i 3.169 minuta, respektivno. U svim navedenim slučajevima su planirani prekidi, dakle, planirani radovi u sistemu, bili uzrok velikog ukupnog trajanja prekida i to: 29.695 minuta u TS 110/35 kV „Žabljak“ (93,6% ukupnog trajanja svih prekida), 12.895 minuta u TS 110/35 kV „Ulcinj“ (88,41%), 12.007 minuta u TS 110/35 kV „Vilusi“ (84,70%), 3.422 minuta u TS 110/35 kV „Kotor“ (72,65%) i 2.354 minuta u TS 110/35 kV „Danilovgrad“ (74,28%). TS 110/35 kV „Žabljak“ je bila puštena u probni rad krajem 2023. godine, a tokom 2024. godine su, kako navodi CGES, izvođeni dodatni radovi na ovoj trafostanici koji su iziskivali povremena beznaponska stanja. Najduži prekid u napajanju ove trafostanice, u trajanju od 18 dana, zabilježen je u oktobru 2024. godine, kada su vršeni radovi na povezivanju jedne dionice DV „Brezna – Žabljak“. Za vrijeme trajanja ovih radova, krajnji kupci su napajani preko distributivnog DV 35 kV „Brezna – Žabljak“. Do planiranih prekida u napajanju TS 110/35 kV „Ulcinj“ dolazilo je usljed realizacije dvije investicije: „Rekonstrukcija ankernih djelova portalnih stubova DV 110 kV Bar -Ulcinj“ i „Revitalizacija DV 110 kV Bar – Možura i Možura – Ulcinj“, na koje je Agencija prethodno dala saglasnost. Kao i u slučaju TS 110/35 kV „Žabljak“, tokom trajanja

ovih radova, krajnji kupci su bili napajani preko distributivne mreže, a CGES je, na zahtjev VE „Možura“, povremeno obustavljao radove kako bi omogućio plasiranje energije iz ove elektrane u mrežu. TS 110/35 kV „Vilusi“ je bila u određenom periodu bez napajanja prvenstveno zbog radova na rekonstrukciji DV 110 kV „Nikšić – Bileća“ i zamjene starog transformatora snage 10 MVA, transformatorom snage 20 MVA. Konzum ove trafostanice je napajan uz pomoć privremene veze preko TS 110/35 kV „Nikšić“ i 110 kV dionice DV „Nikšić – Vilusi“. Radovi na zamjeni krovnog pokrivača u TS 110/35 kV „Kotor“ su bili uzrok planiranih prekida u napajanju ove trafostanice. Tokom trajanja radova, krajnji kupci su napajani preko DV 35 kV „Tivat – Kotor“ i DV 35 kV „Cetinje – Kotor“. TS 110/35 kV „Danilovgrad“ je bila bez napajanja u određenim periodima zbog radova na DV 110 kV „Danilovgrad – Perućica“ i DV 110 kV „Podgorica 1 – Danilovgrad“, kao i građevinskih radova na sanaciji krova i zamjeni komandno-signalnih kablova na ormaru ventilacije trafoa. Napajanje krajnjih kupaca je obezbjeđivano preko DV 35 kV „Podgorica 1 – Podanje“.

Dana 21. juna 2024. godine, došlo je do velikog regionalnog prekida u napajanju u Jugoistočnoj Evropi. Osim većeg dijela Crne Gore, prekidom su bili zahvaćeni i djelovi prenosnih sistema Albanije, Bosne i Hercegovine i Hrvatske. U cilju analize uzroka ovog prekida i davanja preporuka kako bi se izbjegle slične situacije u budućnosti, osnovan je ekspertski panel u čijem sastavu su bili predstavnici Evropske mreže operatora prenosnih sistema za električnu energiju (u daljem tekstu: ENTSO-E), Agencije za saradnju energetske regulatora (u daljem tekstu: ACER), operatora prenosnih sistema i nacionalnih regulatornih tijela. Kao rezultat rada ovog ekspertskog panela, pripremljen je izvještaj *„Incident na mreži u Jugoistočnoj Evropi od 21. juna 2024. godine“*, u kom je navedeno da se tog dana desilo više prekida na različitim trafostanicima i naponskim nivoima, primarno na 400 kV i 220 kV mreži. Naime, navedeno je da je prvo došlo do ispada 400 kV DV „Ribarevine – Podgorica 2“ u Crnoj Gori, a 13 minuta nakon toga i do ispada 400 kV DV „Zemblak – Kardia“ između Albanije i Grčke. Nakon ova dva ispada došlo je do dodatnih ispada prenosnih vodova i naponskog kolapsa u pojedinim djelovima gorenavedenih sistema. Kada je riječ o Crnoj Gori, bez napajanja su ostali dio centralnog regiona i južni region, dok su konzumna područja na sjeveru Crne Gore: TS „Pljevlja 1“, TS „Mojkovac“, TS „Ribarevine“, TS „Berane“ i TS „Andrijevića“, imala stabilno napajanje u ovom periodu. Ekspertski panel je, nakon sprovođenja detaljne tehničke analize i identifikovanja uzroka prekida, dao preporuke koje se, između ostalog, tiču potrebe održavanja vegetacije u blizini dalekovoda kako se ne bi ugrozilo sigurnosno rastojanje, potrebe sprovođenja redovne procjene naponske nestabilnosti tokom operativnog planiranja, uzimanja u obzir incidenata u susjednim sistemima prilikom N-1 proračuna sigurnosti, razmatranja proširenja zone observabilnosti u SCADA sistemima i, u konačnom, potrebe preispitivanja podešenja prekostrujne zaštite na dalekovodima.

b) Opšti parametri kvaliteta operatora distributivnog sistema

U skladu sa Pravilima o minimumu kvaliteta, za praćenje opšteg kvaliteta isporuke električne energije u distributivnom sistemu koriste se dva godišnja indikatora: indeks prosječnog trajanja prekida (eng. *System Average Interruption Duration Index* – u daljem tekstu: SAIDI) i indeks prosječne učestalosti prekida (eng. *System Average Interruption Frequency Index* – u daljem tekstu: SAIFI). Indikator SAIDI koristi se za kvantifikaciju prosječnog trajanja prekida u napajanju pojedinačnog kupca priključenog na distributivni sistem u toku godine. Ovaj indikator se proračunava na osnovu podataka o broju

pogođenih kupaca po prekidu, trajanju tog prekida i podatka o ukupnom broju kupaca priključenih na distributivni sistem na kraju posmatrane godine. Sa druge strane, indikator SAIFI daje podatak o prosječnom broju prekida kojima je izložen pojedinačni kupac priključen na distributivni sistem, a izračunava se na osnovu podatka o broju kupaca pogođenih pojedinačnim prekidom i podatka o ukupnom broju kupaca priključenih na distributivni sistem na kraju posmatrane godine. Ulazni podaci za proračun ovih indikatora dobijaju se iz evidencije prekida koju vodi CEDIS. Za razliku od CGES, kod kojeg je veća pouzdanost podataka o prekidima u napajanju obezbijeđena zbog postojanja SCADA sistema, CEDIS još uvijek nije implementirao ovaj sistem, već za evidenciju prekida na 35 kV mreži koristi *softver za praćenje prekida, topologije mreže i izradu izvještaja o prekidima* (eng. *Information SCADA System* – u daljem tekstu: ISS) i dispečerske dnevnik, dok za 10 kV i 0,4 kV mrežu koristi dispečerske dnevnik i obavještenja kupaca o prekidima u napajanju. Iako se ISS-om omogućava nešto preciznija evidencija prekida, neophodno je da CEDIS što prije implementira SCADA sistem kako bi se povećao kvalitet i pouzdanost podataka o prekidima u napajanju.

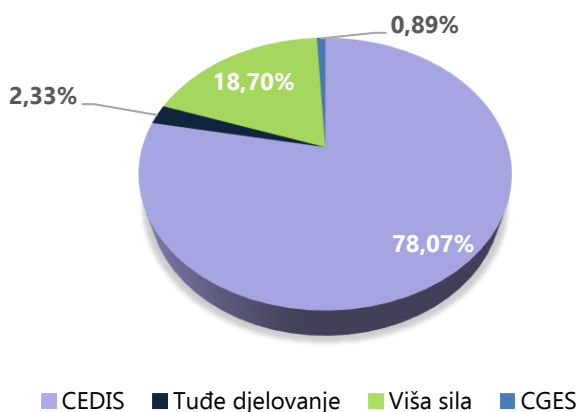
Posljednjim odobrenim investicionim planom CEDIS-a - *Ažurirani investicioni plan za 2025. godinu*, planirana je realizacija investicije „ADMS²⁸ i SCADA sistem” u dvije faze, pri čemu je prvom fazom planirana nabavka SCADA i ADMS sistema sa potrebnim hardverom i softverom, formiranje tehničke baze projekta i povezivanje sa ostalim sistemima CEDIS-a, kao i integracija ukupno 39 TS X/10 kV i TS X/35 kV, 3 TS 10/0,4 kV i integracija reklozera na području regiona 2, 4 i 5. Druga faza će biti usmjerena na proširivanje telekomunikacione infrastrukture, pripremu i integraciju 76 TS x/10kV i TS x/35 kV, na području Centralnog i Južnog regiona, kao i proširenje SCADA i ADMS na regione 1, 3, 6 i 7. U januaru 2025. godine CEDIS je zaključio ugovor o zajmu sa Evropskom bankom za obnovu i razvoj (eng. *European Bank for Reconstruction and Development* - EBRD) u vrijednosti od 35 miliona eura²⁹, u cilju obezbjeđenja sredstava za finansiranje investicije „ADMS i SCADA”, u iznosu od 25 miliona eura, i nabavku pametnih brojila, u vrijednosti od 10 miliona eura. Potpisivanje ovog ugovora predstavlja važan korak za unapređenje upravljanja i nadzora nad distributivnim sistemom. Očekuje se da realizacija projekta „ADMS i SCADA” počne do kraja 2025. godine godine. Takođe, CEDIS je dobio grant iz Investicionog okvira za Zapadni Balkan (eng. *Western Balkans Investment Framework* – WBIF) u iznosu od 5 miliona eura za pametnu digitalizaciju.

Prema podacima dostavljenim od strane CEDIS-a, u 2024. godini je evidentirano ukupno 23.706 prekida isporuke u distributivnom sistemu, od čega 3.734 planiranih i 19.972 neplaniranih prekida. Od ukupnog broja prekida, CEDIS je bio uzrok 18.508 prekida, dok su, prema navodima CEDIS-a, 4.434 prekida uzrokovana višom silom. Broj prekida čiji je uzrok CGES i prekida koji su nastali tuđim djelovanjem je mnogo manji, 211 i 553, respektivno. Na Grafiku 2.1.3 je prikazan udio prekida čiji je uzrok CEDIS, viša sila, tuđe djelovanje i CGES u ukupnom broju prekida u napajanju.

²⁸ Advanced Distribution Management System

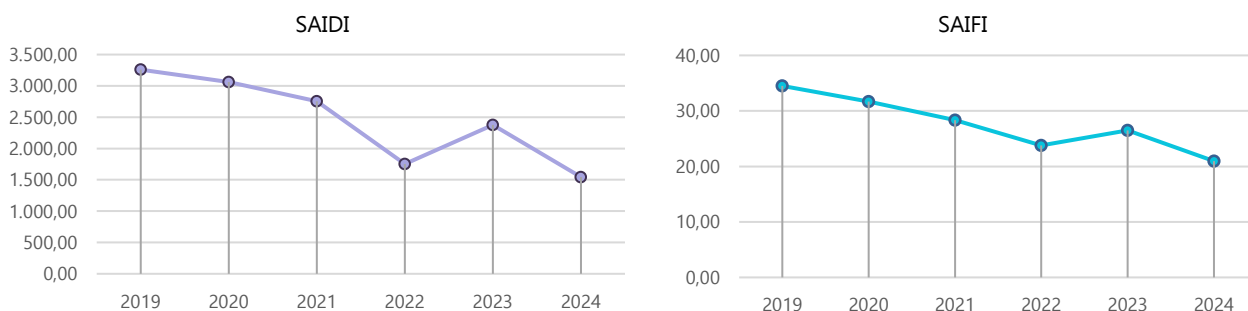
²⁹ <https://www.gov.me/clanak/potpisan-ugovor-između-cedis-a-i-ebird-a-za-finansiranje-projekta-cedis-scada-pametna-digitalizacija>

Podjela prekida po uzroku



Grafik 2.1.3 Broj prekida u distributivnom sistemu u 2024. godini

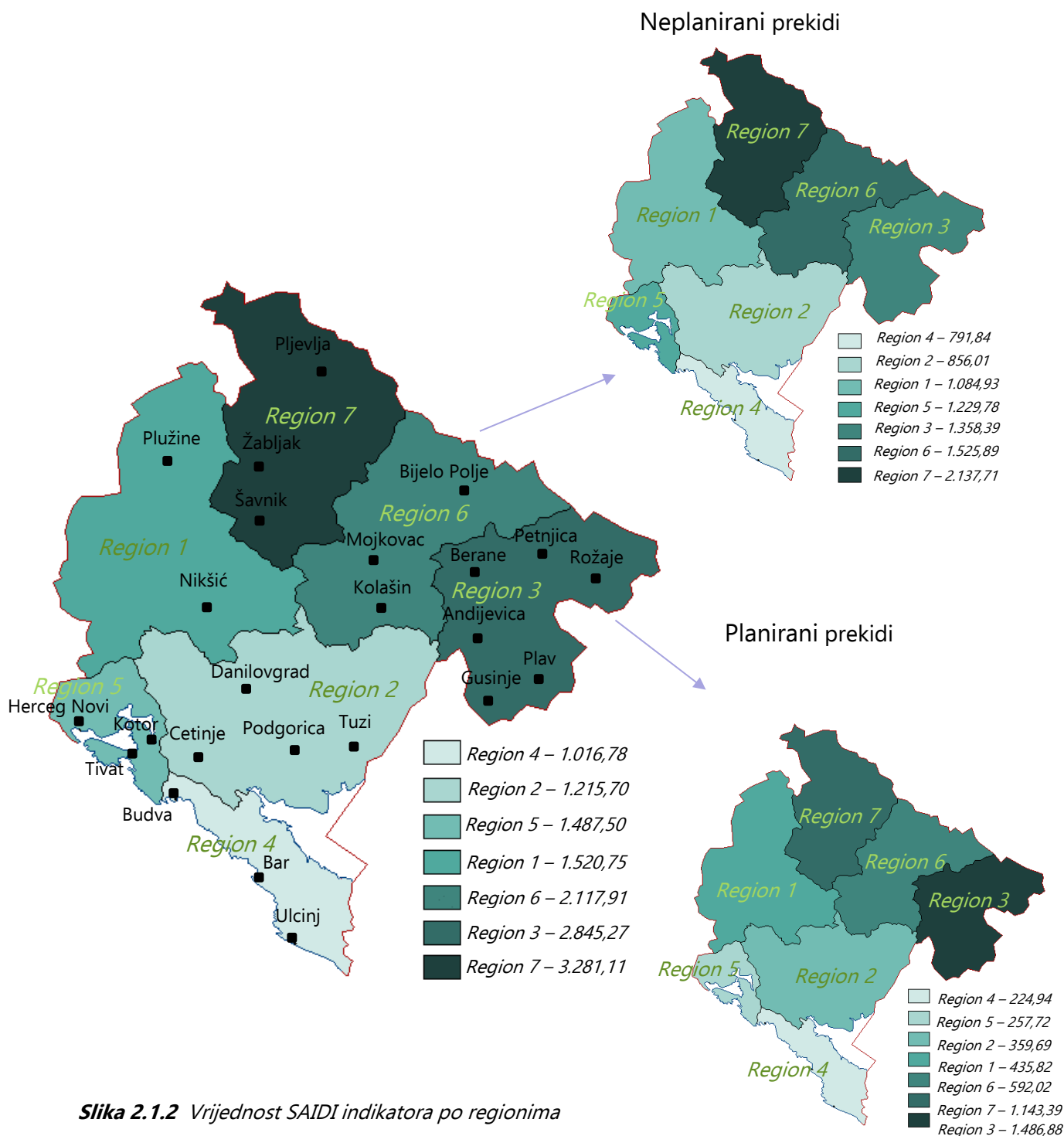
Kada je riječ o opštim indikatorima kvaliteta, na osnovu evidencije prekida koju je dostavio CEDIS, može se zaključiti da je u 2024. godini došlo do značajnog smanjenja vrijednosti ovih indikatora, odnosno poboljšanja kvaliteta isporuke električne energije iz distributivnog sistema. Indikator SAIDI iznosio je 1.543,93 minuta (25,73 sata), što je za 35% manje u odnosu na 2023. godinu, dok je indikator SAIFI iznosio 20,96, što je za 20,79% manje od vrijednosti ovog indikatora u 2023. godini. Navedeni podaci ukazuju na to da je došlo do velikog smanjenja prosječnog trajanja prekida po kupcu, dok je njihova učestalost takođe smanjenja. Na sljedećem grafiku je prikazano kretanje vrijednosti ovih indikatora u periodu 2019-2024. godina.

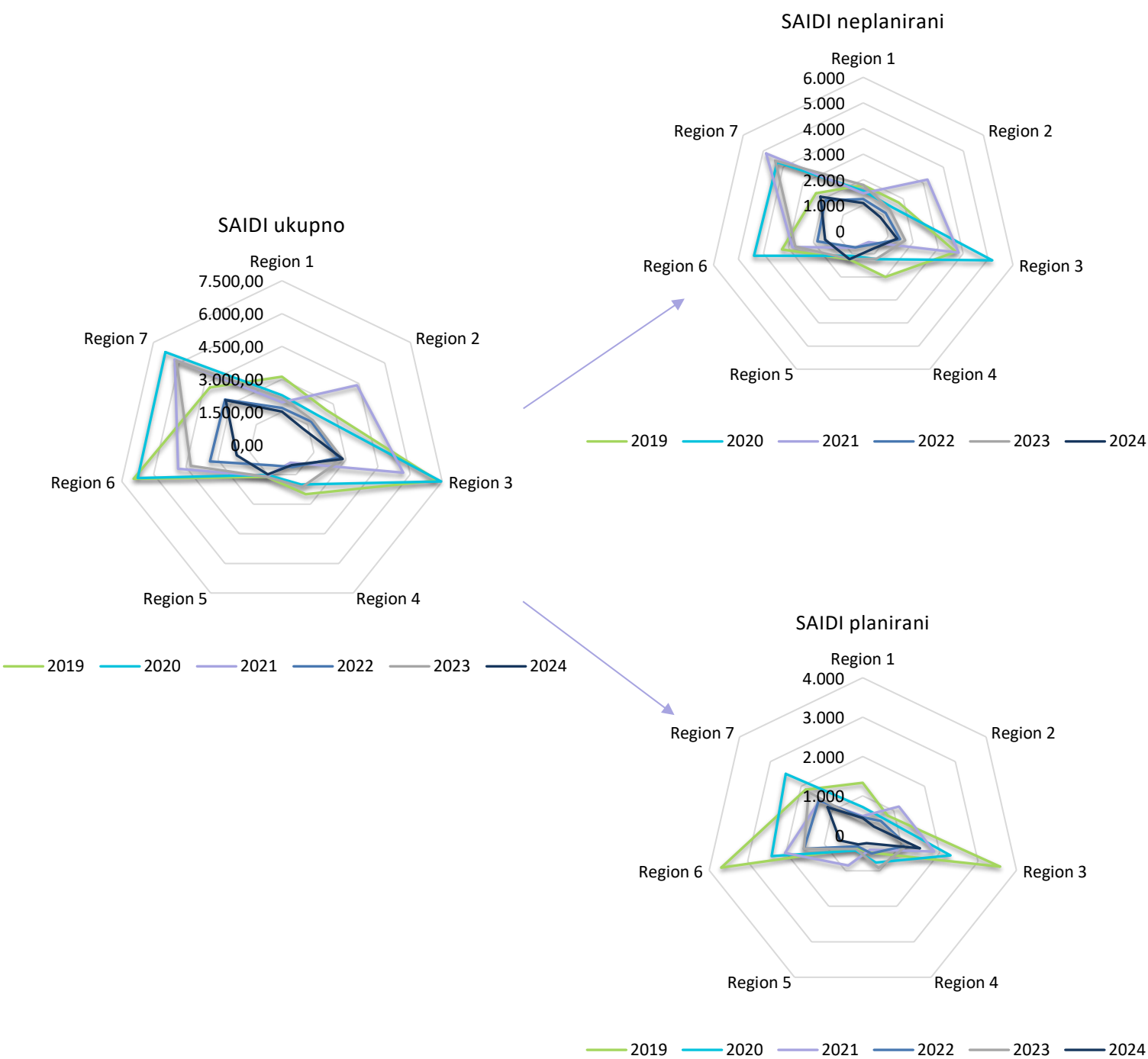


Grafik 2.1.4 Trend promjene vrijednosti indikatora SAIDI i SAIFI u periodu 2019 - 2024. godina

Osim generalne ocjene kvaliteta isporuke iz distributivnog sistema, važno je analizirati i nivo kvaliteta po pojedinačnim regionima distributivnog sistema. Na sljedećoj slici prikazana je vrijednost indikatora SAIDI po regionima, dok je na Grafiku 2.1.5 dato njegovo kretanje u periodu 2019 - 2024. godina, takođe po regionima. Kao u prethodnim godinama, sjeverni region – Region 7, Region 3 i Region 6 – su u prosjeku bili pogođeni najdužim prekidima u napajanju u 2024. godini i to u trajanju od 3.281,11 minut, 2.845,27 minuta i 2.117,91 minuta, respektivno, što ukazuje na to da je potrebno intenzivirati radove na unapređenju kvaliteta napajanja u ovim regionima. Međutim, važno je

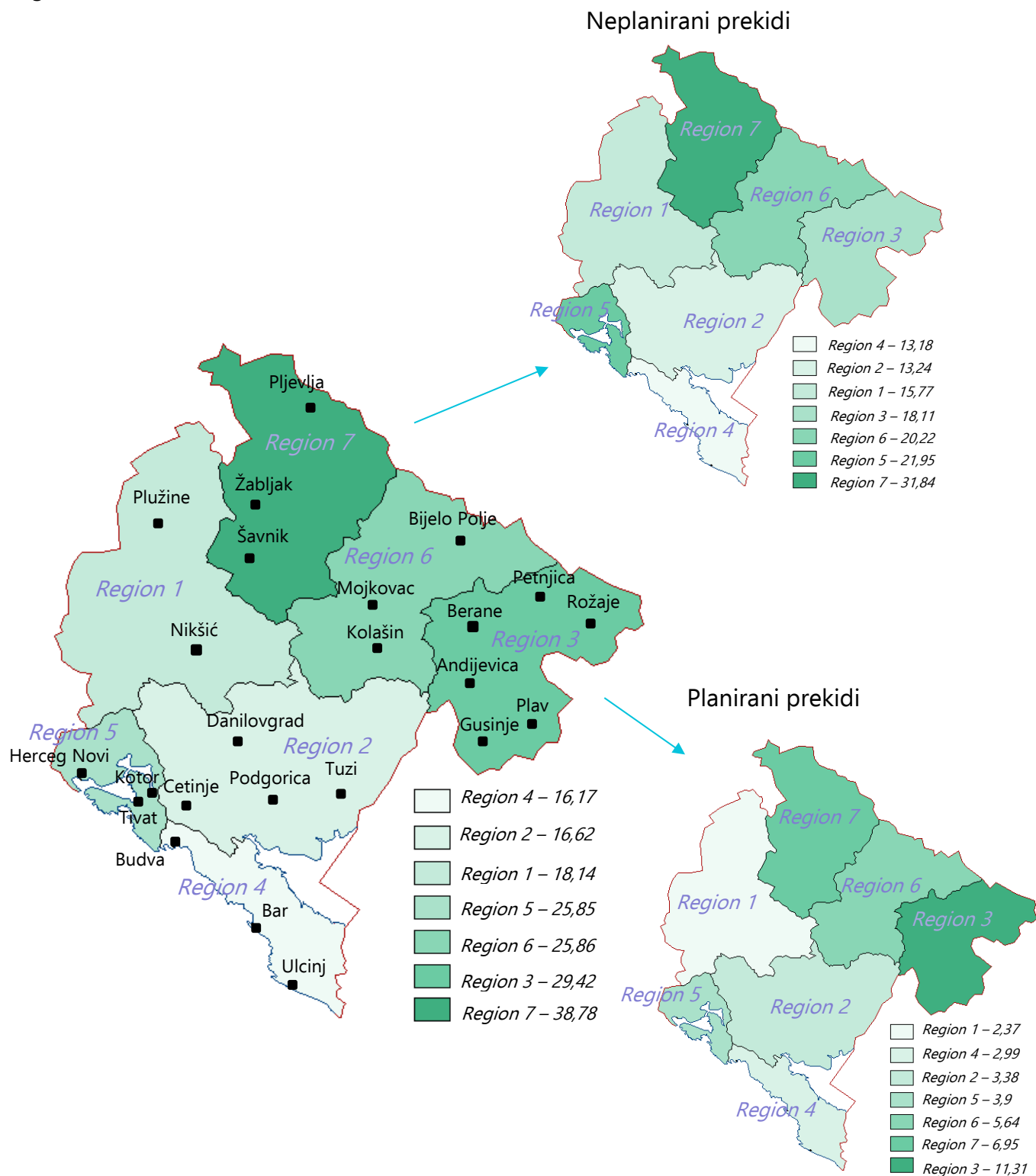
naglasiti da je indikator SAIDI za regione 7 i 6 skoro duplo manji u odnosu na 2023. godinu, iz čega se može zaključiti da je kvalitet napajanja u ova dva regiona značajno poboljšan. Sa druge strane, vrijednost indikatora SAIDI za Region 3 je gotovo na istom nivou kao u 2023. godini. Region 4 i 2 su u prosjeku najkraće bili izloženi prekidima u napanju, što može da ukaže na bolju pouzdanost mreže u ovom dijelu distributivnog sistema. U odnosu na prethodne godine, blago povećanje vrijednosti SAIDI indikatora je vidljivo u Regionu 5, dominatno zbog neplaniranih prekida (Grafik 2.1.5).



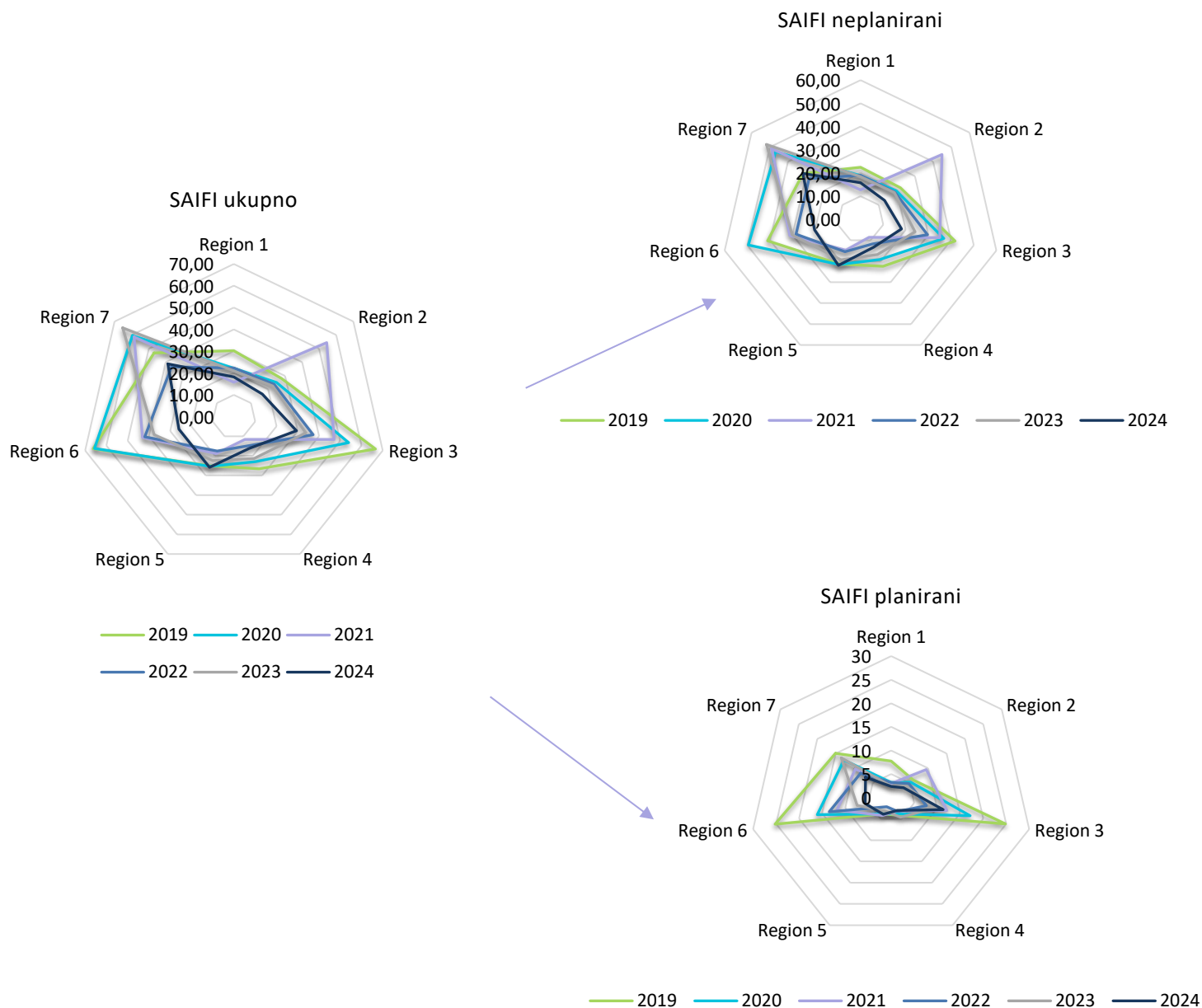


Grafik 2.1.5 Vrijednost SAIDI indikatora u periodu 2019 - 2024. godina

Na sljedećoj slici prikazane su vrijednosti indikatora SAIFI po regionima i vrsti prekida tokom 2024. godine, a na Grafiku 2.1.6 su uporedo prikazane vrijednosti indikatora SAIFI u periodu 2019 - 2024. godina.



Slika 2.1.3 Vrijednost SAIFI indikatora po regionima



Grafik 2.1.6 Vrijednost SAIFI faktora u periodu 2019 - 2024. godina

Po pitanju učestalosti prekida, kupci iz Regiona 7 su najčešće bili pogođeni prekidima u napajanju u odnosu na ostale regione – SAIFI indikator za ovaj region je iznosio 38,78. Međutim, kao i u slučaju SAIDI indikatora, vrijednost ovog indikatora za Region 7 je značajno smanjena u poređenju sa 2023. godinom. Učestalost prekida je smanjena i u ostalim regionima u odnosu na prethodni period, osim u Regionu 5, gdje je SAIFI indikator na nivou iz 2020. godine.

2.1.4.2 Pojedinačni parametri kvaliteta

Pojedinačni parametri kvaliteta se utvrđuju u cilju zaštite konkretnog korisnika koji ima neodgovarajući kvalitet usluge, i koji, u tom slučaju, ima pravo na finansijsku kompenzaciju utvrđenu Pravilima.

Pravila definišu minimalne standarde kvaliteta usluga koji se zahtijevaju od operatora sistema i snabdjevača. U 2024. godini je analizom dostavljenih podataka i neposrednim kontrolama vršeno praćenje kvaliteta pružene usluge od strane navedenih subjekata.

a) Pojedinačni parametri kvaliteta operatora prenosnog sistema

Pravilima su utvrđeni pojedinačni parametri kvaliteta za operatora prenosnog sistema koji se odnose na:

- **ponovno uspostavljanje napajanja u prenosnom sistemu električne energije** – ako je operator prenosnog sistema odgovoran za prekid napajanja objekta kupca, a u roku od 24 sata ne uspostavi ponovno napajanje u prenosnom sistemu električne energije,
- **neprekidnost napajanja u prenosnom sistemu** - ako je trajanje neplaniranih prekida za koje je odgovoran operator prenosnog sistema ukupno trajalo duže od 48 sati na mjesečnom nivou.

U 2024. godini, na nivou prenosnog sistema nije evidentiran neplanirani prekid koji je trajao preko 24 sata.

b) Pojedinačni parametri kvaliteta operatora distributivnog sistema

Pravilima su utvrđeni pojedinačni parametri kvaliteta za operatora distributivnog sistema koji se odnose na:

- **ponovno uspostavljanje napajanja u distributivnom sistemu** - ako je operator distributivnog sistema odgovoran za prekid napajanja objekta kupca, a u roku od 24, odnosno 36 sati ne uspostavi ponovno napajanje u distributivnom sistemu električne energije,
- **neprekidnost napajanja u distributivnom sistemu** - ako je trajanje neplaniranih prekida za koje je odgovoran operator distributivnog sistema ukupno trajalo duže od 48 sati na mjesečnom nivou,
- **obavještenje o prekidu napajanja** - kada operator distributivnog sistema izvrši prekid u napajanju objekta kupca, ako u roku od 24 sata unaprijed, nije obavijestio kupca o početku i trajanju prekida napajanja putem sredstava javnog informisanja i svoje internet stranice,
- **priključenje kupca** - ako operator distributivnog sistema, nakon prijave o zaključenju ugovora o snabdijevanju električnom energijom sa kupcem, ne izvrši priključenje kupca, u roku od sedam dana od dana prijavljivanja ugovora o snabdijevanju,
- **ponovno priključenje kupca** - ako operator distributivnog sistema, nakon prijema zahtjeva, ne izvrši priključenje kupca u roku od 20 sati od prijema naloga snabdjevača,
- **odgovor na zahtjev za kontrolu ispravnosti funkcionisanja mjernog uređaja** - ako operator distributivnog sistema po prijemu zahtjeva kupca da mjerni uređaj ne funkcioniše ispravno, ne

obiđe objekat kupca i ne da mišljenje, u roku od pet dana nakon prijema zahtjeva kupca dostavljenog preko snabdjevača,

- **obilazak objekta kupca** - ako operator distributivnog sistema ne izvrši obilazak objekta kupca u roku od osam dana nakon obavještenja,
- **odgovor na prigovor o naponu** - ako operator distributivnog sistema, na obavještenje kupca da se napajanje njegovog objekta električnom energijom vrši pod naponom koji je izvan granica dozvoljenih odstupanja utvrđenih pravilima kojima se uređuje funkcionisanje distributivnog sistema, ne pruži, u roku od 30 dana nakon prijema obavještenja, odgovor kupcu, kao i obavještenje o načinu i roku za otklanjanje eventualnog nedozvoljenog odstupanja napona, i
- **otklanjanje odstupanja napona** - ako se napajanje kupca priključenog na distributivni sistem vrši pod naponom koji je izvan dozvoljenih granica odstupanja utvrđenih pravilima kojima se uređuje funkcionisanje distributivnog sistema, a operator distributivnog sistema ne otkloni nedozvoljeno odstupanje u roku koji, od dana odgovora na prigovor kupca iznosi: 1) ako se otklanjanje odstupanja napona može riješiti obavljanjem pogonskih manipulacija, u roku od tri dana od dana davanja odgovora operatora, 2) ako je otklanjanje odstupanja napona moguće otkloniti putem održavanja u skladu sa pravilima kojima se uređuje funkcionisanje distributivnog sistema, u roku od tri mjeseca od dana davanja odgovora operatora, 3) ako se otklanjanje odstupanja napona ne može riješiti na način iz tač. 1 i 2 ovog člana, u roku od šest mjeseci od dana davanja odgovora operatora.

Propisivanjem pojedinačnih minimalnih standarda uvažen je značaj neprekidnosti napajanja za kupce i blagovremenog odgovora na zahtjeve kupaca i obavještenje kupaca.

U pogledu neispunjavanja pobrojanih pojedinačnih minimuma kvaliteta, CEDIS je u 2024. godini evidentirao sljedeće:

- od ukupno 19.972 neplanirana prekida u 2024. godini, bilo je 225 (1,13%) neplaniranih prekida u napajanju u distributivnom sistemu koja su trajala duže od 24 sata, odnosno 36 sati u slučaju prekida u ruralnom području ili prekida koji je izazavan kvarom na kablovskom vodu, a čiji je uzrok bio CEDIS;
- od ukupno 3.575 slučajeva prijave o neispravnosti funkcionisanja mjernog uređaja, bilo je 1.821 (50,94%) slučaj u kojem CEDIS nije u roku od pet dana nakon prijema zahtjeva kupca odgovorio na navedenu prijavu,
- od ukupno 340 slučajeva prigovora o naponu, bilo je 252 (74,12%) slučajeva u kojim CEDIS nije u roku od 30 dana nakon prijema obavještenja odgovorio na prigovor o naponu.

c) Pojedinačni parametri kvaliteta snabdjevača

Pravila utvrđuju i pojedinačne parametre kvaliteta za snabdjevače električnom energijom, koji se odnose na:

- **odgovor na pitanja u vezi plaćanja** - ako kupac traži provjeru ispravnosti obračuna ili mjernih veličina (potrošnje) iskazanih na računu za utrošenu električnu energiju u skladu sa opštim

uslovima za snabdijevanje, a snabdjevač, u roku od 8 dana od dana prijema zahtjeva, ne dostavi detaljno obrazložen odgovor, kao i ako kupac traži odgovor u vezi sa neizvršavanjem finansijske kompenzacije, a snabdjevač, u roku od 8 dana od dana prijema zahtjeva, ne dostavi detaljno obrazložen odgovor,

- **zahtjev za ponovno priključenje** - ako snabdjevač nije, najkasnije u roku od četiri sata od podnošenja zahtjeva za ponovno priključenje i izmirenja obaveza kupca, odnosno zaključenja sporazuma, uputio zahtjev za priključenje operatoru distributivnog sistema za kupca koji je isključen zbog neplaćanja, i
- **odgovor na zahtjev za kontrolu ispravnosti funkcionisanja mjernog uređaja** - ako snabdjevač nije, u roku od 8 dana nakon prijema zahtjeva, odgovorio kupcu.

Agencija je tokom 2024. godine vršila nadzor nad jedinim aktivnim snabdjevačem - EPCG, koja je, u skladu sa Pravilima, dostavljala izvještajne obrasce. Više podataka o vansudskoj zaštiti kupaca u predmetnoj oblasti dato je u Poglavlju 4.3.3 Zaštita potrošača.

2.1.5 Transparentnost i dostupnost informacija u vezi sa tržištem električne energije

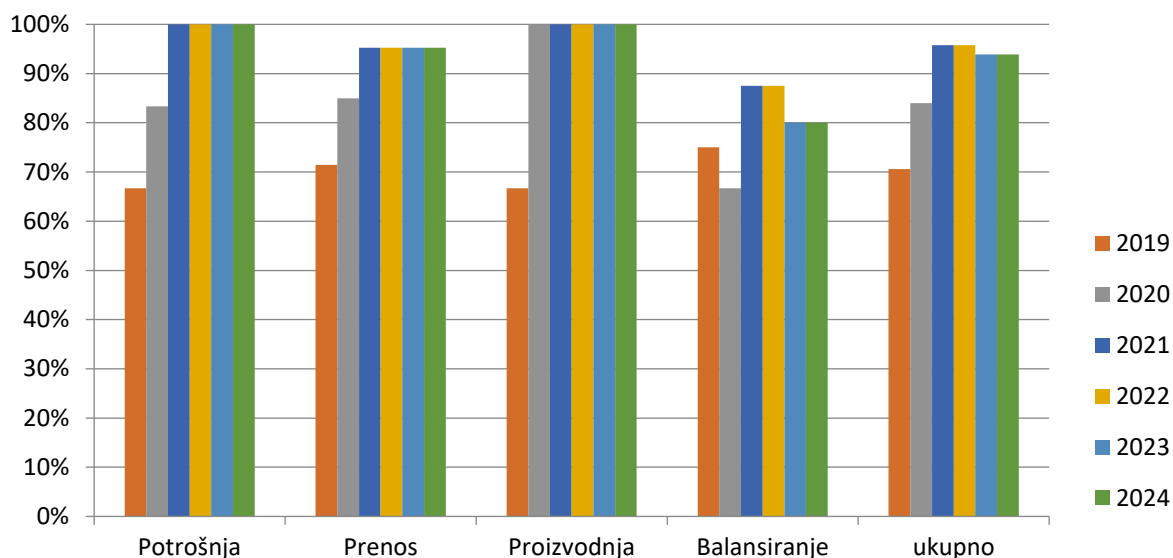
Jedan od fundamentalnih preduslova za adekvatno funkcionisanje tržišta električne energije je omogućavanje dostupnosti potrebnih informacija svim učesnicima na tržištu, u cilju obezbjeđivanja njihovog ravnopravnog položaja. Značaj dostupnosti podataka od značaja za funkcionisanje tržišta prepoznat je i Zakonom o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa („Službeni list CG”, broj 42/2016), u skladu sa kojim je 2018. godine donešen Pravilnik o podacima koje obezbjeđuje operator prenosnog sistema električne energije i načinu dostavljanja i objavljivanja podataka od značaja za tržište električne energije („Službeni list CG”, broj 14/2018). Donošenje ovog akta ima i dodatni značaj, jer je njime izvršeno transponovanje Uredbe Komisije EU br. 543/2013 o dostavljanju i objavljivanju podataka o tržištima električne energije u nacionalno zakonodavstvo.

Nadležnosti Agencije u pogledu nadzora nad primjenom navedenog propisa propisane su Zakonom, gdje je definisano da Agencija prati i analizira rad i poslovanje energetskih subjekata u odnosu na ostvareni stepen transparentnosti ili dostupnosti informacija vezanih za tržište električne energije.

Podaci za koje je propisana obaveza objavljivanja podijeljeni su u četiri kategorije: potrošnja električne energije, prenos električne energije, proizvodnja električne energije i balansiranje elektroenergetskog sistema.

Agencija je tokom 2024. godine pratila stepen objavljenih podataka od strane CGES-a na ENTSO-E platformi, pri čemu je dio podataka, koji su iz njenog djelokruga rada, u njegovo ime objavljivala i Kancelarija za koordinisane aukcije u Jugoistočnoj Evropi SEE CAO (eng. Southeast Europe Coordinated Auction Office).

Na grafiku 2.1.7 dat je uporedni prikaz objavljenih podataka za period 2019-2024. godina, po prethodno pomenutim izvještajnim kategorijama.



Grafik 2.1.7 Stepen objavljenih podataka od značaja za funkcionisanje tržišta za period 2019-2024

Uporedni pregled stepena objavljenih podataka u ugovornim stranama Energetske zajednice koji je dostupan na internet stranici Energetske zajednice (sekcija rezervisana za monitoring koji sprovodi ECRB), rezultat je zajedničkog rada Agencije i drugih regulatornih tijela ugovornih strana Energetske zajednice.³⁰

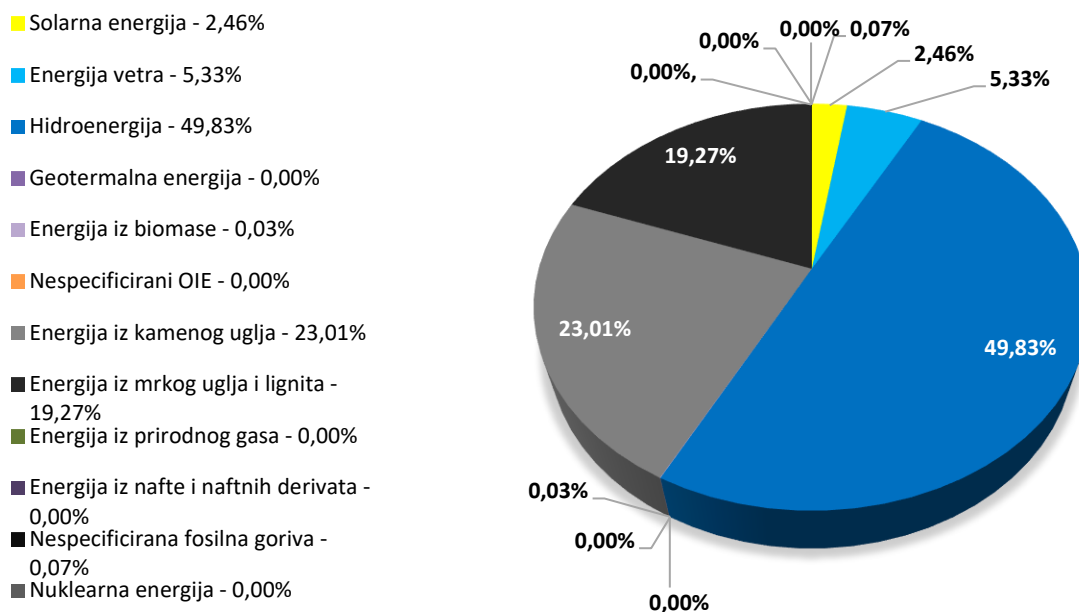
2.1.6 Udjeli izvora energije

Članom 59 stav 5 Zakona o korišćenju energije iz obnovljivih izvora, kao i članom 8 stav 1 *Pravila o načinu proračunavanja, prikazivanja i objavljivanja udjela svih vrsta izvora energije u proizvedenoj, odnosno isporučenoj električnoj energiji i načinu kontrole proračuna* („Službeni list CG”, broj 33/21), propisano je da Agencija sprovodi kontrolu proračuna udjela svih vrsta izvora energije u isporučenoj električnoj energiji krajnjim kupcima za prethodnu godinu, koji vrši snabdjevač, kao i kontrolu proračuna nacionalnog rezidualnog miksa, koji proračunava operator tržišta.

Saglasno citiranim odredbama, Agencija je kontrolisala proračune koje su sačinili navedeni energetski subjekti, a koji se odnose na izvještajnu godinu. Prilikom predmetnih kontrola nijesu uočene nepravilnosti, a izvještaji o kontrolama su objavljeni na sajtu Agencije.

EPCG je svim svojim kupcima dostavila izvještaj, koji, između ostalog, sadrži podatke o strukturi pojedinih udjela izvora energije u ukupnoj isporučenoj električnoj energiji za 2024. godinu, dobijene na osnovu gorenavedenog proračuna. Prikaz udjela svih vrsta izvora energije u isporučenoj električnoj energiji krajnjim kupcima prikazan je na Grafiku 2.1.8.

³⁰ Uporednom pregledu može se pristupiti putem sljedećeg linka:
<https://www.energy-community.org/aboutus/institutions/ECRB.html>



Grafik 2.1.8 Prikaz udjela svih vrsta izvora energije u isporučenoj električnoj energiji krajnjim kupcima

Tarifni model, odnosno ponuda snabdjevača kupcima koja se odnosi na udio obnovljivih izvora u isporučenoj električnoj energiji, može biti sa ili bez garantovane strukture isporučene električne energije snabdjevača njegovim krajnjim kupcima. U 2024. godini EPCG je u ponudi imala samo jedan model sa garantovanom strukturom, koji je podrazumijevao isključivo energiju iz obnovljivih izvora. Kupci iz ovog tarifnog modela imali su 100% udio energije iz vjetra u isporučenoj električnoj energiji u izvještajnoj godini.

2.1.7 Rad i poslovanje operatora zatvorenog distributivnog sistema

Zakonom o energetici i Pravilima za utvrđivanje statusa zatvorenog distributivnog električne energije propisane su nadležnosti Agencije da prati, kontroliše i analizira rad i poslovanje zatvorenog distributivnog sistema u pogledu ispunjavanja uslova propisanih navedenim Zakonom, navedenim pravilima i rješenjem o utvrđivanju statusa, koje donosi Agencija.

U 2024. godini, Agencija je, u skladu sa navedenim ovlaštenjima, izvršila kontrolu rada i poslovanja sva četiri operatora zatvorenog distributivnog sistema (ZDS), i to: „OC Elektroenergetika“, operatora ZDS u vlasništvu DOO „Uniprom“, DOO „Luštica Bay Electricity Company“, operatora ZDS u vlasništvu „Luštica Development“ AD, DOO „PM Power“ koji je operator, a ujedno i vlasnik, zatvorenog distributivnog sistema koji obuhvata geografsko područje Porto Montenegro, i DOO „Portonovi Electricity Distribution company“ u vlasništvu DOO „AZMONT INVESTMENTS“ Herceg Novi.

Kontrolama je konstatovano da „OC Elektroenergetika“ i DOO "Portonovi Electricity Distribution company" posluju u skladu sa uslovima koji su bili predmet kontrole, dok je DOO „Luštica Bay Electricity Company“ i DOO „PM Power“ ukazano da su dužni da, nakon dobijanja upotrebnih dozvola i upisa u katastar novoizgrađenih TS, podnesu zahtjev za izmjenu rješenja o utvrđivanju statusa i određivanju operatora zatvorenog distributivnog sistema, po navedenom osnovu, a što se nije desilo do trenutka sačinjavanja ovog izvještaja.

2.1.8 Ispunjenost uslova iz sertifikata i licence

Zakonom o energetici propisano je da Agencija izdaje licencu privrednom društvu koje, između ostalog, ispunjava uslov da članovi organa upravljanja nijesu bili pravosnažno osuđeni za krivična djela koja ih čine nepodobnim za vršenje funkcije, kao i da se licenca za obavljanje energetske djelatnosti privremeno oduzima ako energetski subjekat prestane da ispunjava najmanje jedan uslov propisan ovim zakonom. Pravilima o licencama za obavljanje energetske djelatnosti („Službeni list CG“, br. 31/21 i 48/21) propisano je da je subjekat koji obavlja energetske djelatnosti dužan da u toku perioda važenja licence ispunjava uslove koji su propisani Zakonom o energetici i na osnovu kojih je licenca izdata.

U pogledu poštovanja navedenih odredbi, Agencija je u izvještajnoj godini izvršila 4 vanredne kontrole licenciranih subjekata iz elektroenergetskog sektora, a iz razloga što je u tim privrednim društvima došlo do promjene članova organa upravljanja. Kontrolisani su „Crnogorski elektrodistributivni sistem“ DOO Podgorica (CEDIS), „Elektroprivreda Crne Gore“ AD Nikšić i „Crnogorski operator tržišta električne energije“ DOO Podgorica (COTEE), kod kojih u okviru predmetnog nadzora nijesu utvrđene nepravilnosti.

2.2 Djelatnosti u oblasti nafte i gasa

Tokom 2024. godine je u sektoru naftnih derivata i gasa kroz kontrolu 14 licenciranih subjekata, na 23 maloprodajna objekta, kontrolisano 76 licenci za obavljanje energetske djelatnosti.

Prilikom kontrola vršen je uvid u sljedeću dokumentaciju:

- ugovore od značaja za obavljanje energetske djelatnosti, kao što su: ugovor o skladištenju, ugovor o kupoprodaji, ugovor o zakupu i dr,
- izvještaje nadležnih inspektora, kojima se potvrđuje ispunjenost uslova i zahtjeva utvrđenih tehničkim propisima, propisima o zaštiti od eksplozija i požara, kao i propisima o zaštiti životne sredine, i
- dokaze da zaposlena lica imaju položen odgovarajući stručni ispit za obavljanje poslova tehničkog rukovođenja, održavanja, eksploatacije i rukovanja energetskim objektima u skladu sa zakonom.

Takođe, kontrole su se odnosile i na:

- izmjene u odnosu na podatke dostavljene prilikom podnošenja zahtjeva za izdavanje licence, odnosno od dana vršenja posljednje kontrole od strane predstavnika REGAGEN,
- provjeru poštovanja obaveze poslovanja isključivo sa licenciranim subjektima,
- provjeru načina vršenja nabavke naftnih derivata, prateće dokumentacije, kao i dokumentacije u vezi sa transportnim sredstvima kojima se obavlja transport naftnih derivata, i
- provjeru stanja na maloprodajnim objektima i druga pitanja od značaja za kvalitetno pružanje usluga korisnicima.

Kontrolama su na 6 maloprodajnih objekata utvrđene nepravilnosti, od kojih su 3 otklonjene tokom ili neposredno nakon kontrole. Za 3 maloprodajna objekta je Agencija jednom subjektu uputila Upozorenje o neispunjavanju uslova iz licence. Istovremeno je Agencija izvijestila Ministarstvo unutrašnjih poslova o uočenim nepravilnostima, radi preuzimanja mjera iz njihove nadležnosti. Subjekt je u zadatom roku iz Upozorenja otklonio utvrđene nepravilnosti, pa nije bilo potrebe za preduzimanje daljih mjera.

REZIME:

Na kraju 2024. godine EPCG je imala zaključene ugovore o snabdijevanju sa 222.007 kupaca priključenih na distributivni sistem električne energije (50% od ukupnog broja kupaca priključenih na distributivni sistem električne energije (445.709)), što je porast od 3% u odnosu na broj zaključenih ugovora u 2023. godini. EPCG ističe da u 2024. godini nije vršila obustave snabdijevanja električnom energijom zbog nezaključivanja ugovora o snabdijevanju. Rok dat Zakonom za izvršenje obaveze zaključivanja ugovora o snabdijevanju je 31. decembar 2026. godine.

Na osnovu informacija dobijenih od energetske subjekata, zaključuje se da je propisana obaveza razgraničenja imovine između operatora prenosnog sistema i proizvođača ispunjena, a navedena obaveza između operatora prenosnog i operatora distributivnog sistema realizovana u najvećoj mogućoj mjeri.

Kada je riječ o opštem kvalitetu isporuke električne energije iz prenosnog sistema, indikator prosječnog vremena prekida je u 2024. godini iznosio 1.118,06 minuta (18,63 sati), a indikator neisporučene električne energije 6.302,25 MWh, što predstavlja poboljšanje u odnosu na 2023. godinu - za 18,91%, odnosno 16,31%. Međutim, u odnosu na prosjek ostvarenja ovih indikatora u periodu 2019-2023. godine, njihova vrijednost u 2024. godini je bila veća za čak 43,19%, odnosno 39,33%, respektivno. Na visoku vrijednost ovih indikatora u 2024. godini dominantno je uticalo izvođenje velikog broja planiranih radova u prenosnom sistemu električne energije, koji su, zbog koordinacije sa CEDIS-om, imali minimalni uticaj na neprekidnost napajanja krajnjih kupaca priključenih na distributivni sistem. Sa druge strane, na osnovu evidencije prekida koju je dostavio CEDIS, može se zaključiti da je u 2024. godini došlo do značajnog smanjenja vrijednosti indikatora opšteg kvaliteta distributivnog sistema, odnosno poboljšanja kvaliteta isporuke električne energije. Indeks prosječnog trajanja prekida iznosio je 1.543,93 minuta (25,73 sata), što je za 35% manje u odnosu na 2023. godinu, dok je indeks prosječne učestalosti prekida iznosio 20,96, što je za 20,79% manje od vrijednosti ovog indeksa u 2023. godini.

Tokom 2024. godine je u sektoru naftnih derivata i gasa kroz kontrolu 14 licenciranih subjekata na 23 maloprodajna objekta, kontrolisano 76 licenci za obavljanje energetske djelatnosti. Na 6 maloprodajnih objekata su utvrđene nepravilnosti, od kojih su 3 otklonjene tokom ili neposredno nakon kontrole, a za ostale su nadležni organi zaduženi za nadzor nad primjenom propisa iz oblasti energetike upoznati sa nepravilnostima iz domena njihovog nadzora. Subjekti su u zadatom roku otklonili uočene nepravilnosti i o tome obavijestili REGAGEN.

3. INVESTICIJE U ENERGETSKOM SEKTORU

3. INVESTICIJE U ENERGETSKOM SEKTORU

3.1 Investicije „Elektroprivrede Crne Gore“ AD Nikšić (EPCG)

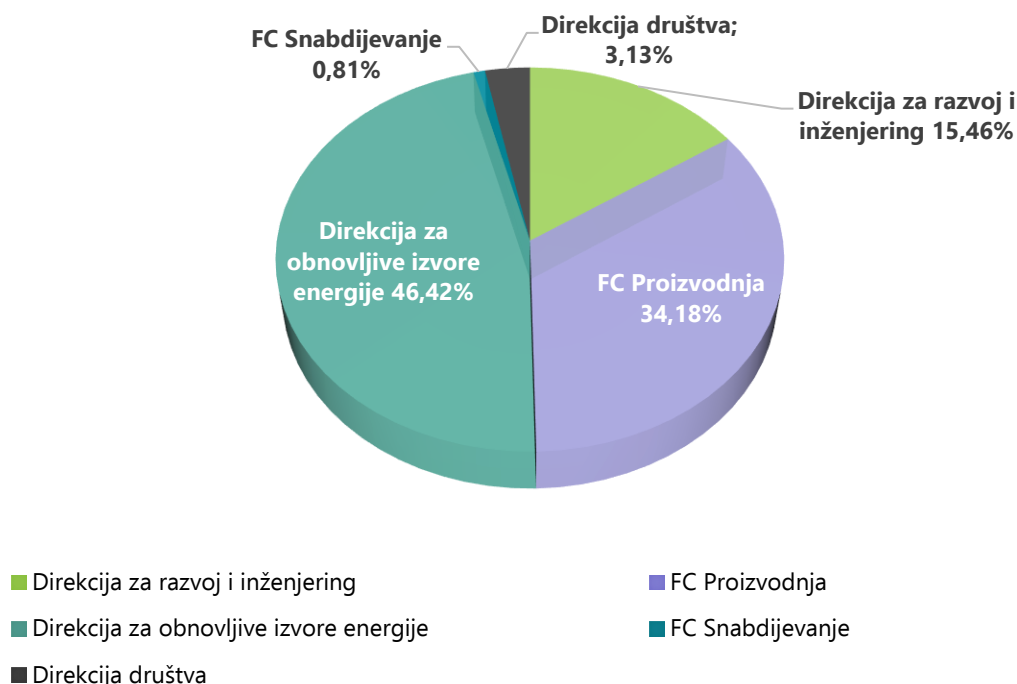
Investiciona ulaganja EPCG AD Nikšić u 2024. godini iznosila su ukupno 52.897.245 €³¹.

Tabela 3.1.1. prikazuje raspodjelu investicionih sredstava po svim funkcionalnim i organizacionim jedinicama EPCG i njihovim sastavnim djelovima, dok su njihovi relativni udjeli predstavljeni na Grafiku 3.1.1.

Tabela 3.1.1 Pregled realizacije investicija EPCG u 2024. godini

R.b.	INVESTICIJE	2024. godina [€]
1.	Direkcija za obnovljive izvore energije	24.553.981
2.	FC Proizvodnja	18.082.166
2.1.	HE Perućica	974.752
2.2.	HE Piva	1.856.066
2.3.	TE Pljevlja	15.233.263
2.4.	Direkcija FC Proizvodnja	18.085
3.	Direkcija za razvoj i inženjering	8.177.581
3.1.	HE Perućica (modernizacija i vanredno održavanje)	6.048.491
3.2.	HE Piva (modernizacija i vanredno održavanje)	1.200.726
3.3.	TE Pljevlja (modernizacija i vanredno održavanje)	790.275
3.4.	GFD (modernizacija i vanredno održavanje)	138.089
4.	FC Snabdijevanje	429.883
5.	Direkcija društva	1.653.634
UKUPNO (1+2+3+4+5)		52.897.245

³¹ Izvještaj o realizaciji investicija Elektroprivrede Crne Gore AD Nikšić za 2024. godinu, broj 10-00-23053 od 27.05.2025. godine.



Grafik 3.1.1 Udjeli investicionih ulaganja EPCG u 2024. godini

Najveći dio investicionih ulaganja EPCG u 2024. godini, tačnije 24.553.981 € ili 46,42% ukupnih investicija, usmjeren je na projekte u nadležnosti Direkcije za obnovljive izvore energije. U okviru ove direkcije, najznačajnija ulaganja realizovana su kroz projekte Solar 5000+ (21.901.526 €) i izgradnju solarnih elektrana u vlasništvu EPCG (2.594.390 €). Ostatak investicija Direkcije za obnovljive izvore energije tokom 2024. godine odnosio se na projekte vjetroelektrana u vlasništvu kompanije, kao i na nabavku alata, inventara i realizaciju opštih projekata.

U okviru FC Proizvodnja, tokom 2024. godine investirano je ukupno 18.082.166 €, što predstavlja 34,18% ukupnih sredstava, a najvažnije investicije se odnose na:

- ekološku rekonstrukciju, adaptaciju kotla sa zamjenom zagrijača vazduha, ekonomajzera, SCR katalizatora i SGH, kao i remont turbine u TE „Pljevlja“,
- zamjenu blok transformatora i visokonaponskih kablova, remont blok transformatora 2T1 i remont generatora G1 u HE „Piva“, i
- rekonstrukciju mHE: „Rijeka Mušovića“, „Lijeva Rijeka“, „Šavnik“, „Rijeka Crnojevića“, „Podgor“ i rekonstrukciju pristupnog puta u okviru HE „Perućica“.

Direkcija za razvoj i inženjering je tokom 2024. godine realizovala investicije u ukupnom iznosu od 8.177.581 €, odnosno 15,46% ukupnih ulaganja, koja se odnose na:

- rekonstrukciju i modernizaciju HE „Perućica“,
- rekonstrukciju i modernizaciju HE „Piva“,

- ulaganja u nastavak projekta korišćenja i fazne rekultivacije deponije Maljevac u okviru TE „Pljevlja“, i
- sprovođenje tendera i izradu tehničke dokumentacije, idejnih rješenja, analiza i studija za projekte VE „Gvozd“, HE „Kruševo“, SE „Branica Slano“, SE „Branica Vrtac“ i projekat „Sunčani grad“.

U domenu tkz. „greenfield investicija“, u toku 2024. godine najviše sredstava je usmjereno u projekte VE „Gvozd“ i HE „Kruševo“. U projekat VE „Gvozd“ uloženo je 90.605 €, a aktivnosti su uključivale sprovođenje tenderskih procedura u skladu sa smjernicama Evropske banke za obnovu i razvoj, te potpisivanje ugovora za nabavku vjetrogeneratora, ugovora za građevinski dio radova, elektro dio i priključenje na prenosnu mrežu.

U toku 2024. godine u projekat HE „Kruševo“ uloženo je 25.400 €, pretežno za izradu investiciono-tehničke dokumentacije. Ova hidroelektrana je prvi put razmatrana sedamdesetih godina prošlog vijeka, kada je Elektroprojekt iz Ljubljane izradio više projektnih varijanti za HE „Kruševo donje“ i HE „Kruševo gornje“. Lokacija predviđena za izgradnju nalazi se u blizini sela Kruševo, oko 1,6 km uzvodno od ušća Pive i Tare i približno 12 km nizvodno od HE „Piva“. U 2024. godini u okviru ovog projekta realizovan je program hidrometrijskih mjerenja na HS Šćepan polje uz korelaciju sa proticajima na HE Piva i nakon realizovanog tendera potpisan ugovor o izradi projekta detaljnih geoloških istraživanja, izvođenju geoloških istražnih radova i izradi sinteznog elaborata za potrebe izrade idejnog projekta HE „Kruševo“.

Direkcija društva je tokom 2024. godine realizovala investicije u ukupnom iznosu od 1.653.634 €, što predstavlja 3,13% ukupnih sredstava. Ova ulaganja obuhvatila su projekte vezane za EPCG Željezaru, informacione tehnologije, kao i projekte opšte namjene.

U okviru FC Snabdijevanje, uloženo je ukupno 429.883 € ili 0,81% ukupnih investicija, a sredstva su usmjerena na kupovinu i adaptaciju poslovnog prostora, projekte opšte namjene i razvoj ERP sistema (eBS i Billing sistem).

3.2 Investicije „Crnogorskog elektrodistributivnog sistema“ DOO Podgorica (CEDIS)

Agencija je u postupku davanja saglasnosti na „Ažurirani investicioni plan za period 2024 – 2025. godina“, CEDIS-u odobrila investicije ukupne vrijednosti od 36.362.898 € za 2024. godinu. Planirane investicije su razvrstane po grupama osnovnih sredstava, i to na: primarnu mrežu, sekundarnu mrežu, AMR i mjerna sredstva, ostala osnovna sredstva i nepredviđene projekte.

Tokom 2024. godine, CEDIS je realizovao investicije u iznosu od 14.951.729 €, što čini 41% od planiranih ulaganja za tu godinu. Pored ulaganja predviđenih za 2024. godinu, CEDIS je realizovao i dodatne investicije u iznosu od 7.527.499 €, koje se odnose na projekte iz ranijih investicionih planova.

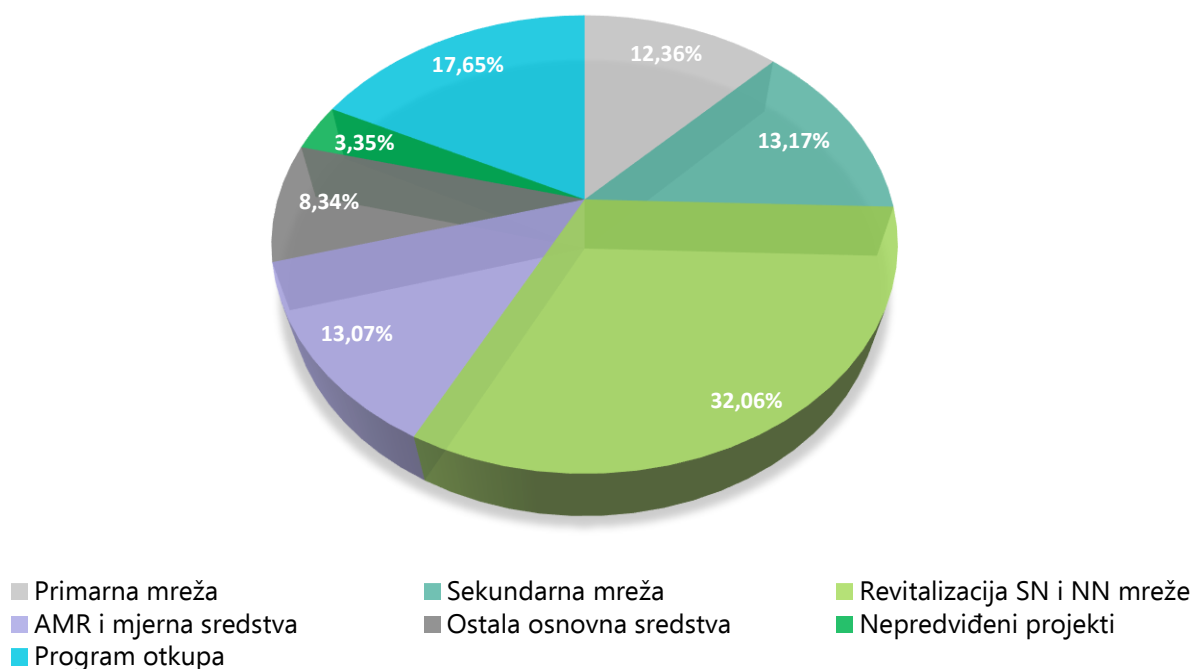
Osim ovih ulaganja, CEDIS je tokom 2024. godine izvršio i otkup elektroenergetske infrastrukture u vrijednosti od 4.816.566 €.

Tabela 3.2.1. prikazuje realizaciju odobrenih investicija za 2024. godinu, kao i investicija planiranih u periodu 2012 - 2023, a koje su realizovane tokom 2024. godine.

Tabela 3.2.1 Pregled realizacije odobrenih investicija za 2024. godinu i investicija planiranih za period 2012 – 2023. godina, realizovanih u 2024. godini

R.b.	OPIS	2024. godina			
		Investicioni plan		Investicije planirane za period 2012 - 2023. godine	Ukupno [€]
		Plan [€]	Realizacija [€]	Realizacija [€]	
1	Primarna mreža	743.500	122.057	3.250.603	3.372.660
2	Sekundarna mreža	8.475.871	922.761	2.670.942	3.593.703
3	Revitalizacija SN i NN mreže	9.400.000	7.785.298	967.048	8.752.346
4	AMR i mjerna sredstva	8.326.988	3.568.104	0	3.568.104
5	Ostala osnovna sredstva	8.260.909	1.638.705	638.906	2.277.611
6	Nepredviđeni projekti	1.155.629	914.804	0	914.804
UKUPNO		36.362.898	14.951.729	7.527.499	22.479.228
7	Program otkupa	17.061.204	4.816.566	0	4.816.566
Realizacija investicija i programa otkupa (1+2+3+4+5+6+7)		53.424.102	19.768.295	7.527.499	27.295.794

U nastavku se nalaze i podaci o učešću pojedinih kategorija ulaganja u ukupno realizovanim investicijama CEDIS-a u izvještajnoj godini.



Grafik 3.2.1 Udjeli različitih kategorija investicija u ukupnim ulaganjima CEDIS-a u 2024. godini

Investicije u primarnu i sekundarnu mrežu, AMR i mjerna sredstva, kao i ostala osnovna sredstva, realizovane su u manjem obimu od planiranog, uglavnom kao posljedica problema u rješavanju imovinsko-pravnih odnosa i poteškoća vezanih za sprovođenje javnih nabavki.

Pored investicija u distributivni sistem koje CEDIS kao nadležni operator realizuje, mreža se razvija i kroz otkup infrastrukture koja služi za distribuciju električne energije, a koju su izgradila druga pravna i fizička lica. Prema važećim zakonskim odredbama, podnosilac zahtjeva za priključenje može odlučiti da priključnu infrastrukturu gradi o sopstvenom trošku, uz obavezu CEDIS-a da izvrši njen otkup. Takođe, zakon definiše da se infrastruktura izgrađena od strane trećih lica, a koja se koristi za distribuciju, može privremeno koristiti od strane CEDIS-a sve do formalnog zaključenja ugovora o otkupu, pod uslovom da je vlasnik dužan da istu infrastrukturu održava funkcionalnom. Ova infrastruktura se smatra dijelom distributivnog sistema ukoliko je koristi više korisnika osim samog vlasnika ili ukoliko bi njenim izostankom došlo do poremećaja u radu sistema.

Vrijednost planiranog otkupa elektroenergetske infrastrukture za 2024. godinu iznosila je 3,55% ukupne imovine CEDIS-a na kraju izvještajnog perioda. Međutim, realizacija je ostvarena u znatno manjem obimu od planiranog, odnosno u iznosu od 4.816.566 €. Prema informacijama koje je dostavio CEDIS, ključni razlozi za umanjenu realizaciju odnose se na dugogodišnje poteškoće u obezbjeđivanju zakonom propisane dokumentacije od strane vlasnika infrastrukture, kao i na značajno povećanje procijenjene vrijednosti te imovine u odnosu na početne planove.

Primarna mreža

Primarna mreža sadrži: vodove 35 kV, TS 35/10 kV, postrojenja 35 kV u TS 110/35 kV i postrojenja 10 kV u TS 110/10 kV. Na nivou primarne mreže, investiciona ulaganja su fokusirana na proširenje mreže u cilju zadovoljavanja rastuće potrošnje i povećanje sigurnosti napajanja, kao i dovođenje postrojenja u stanje da zadovoljavaju tehničke standarde.

Planom investicija za 2024. godinu predviđeno je 12 investicionih projekata u dijelu primarne mreže.

Od prethodno navedenog broja:

- sedam projekata je planirano da se realizuju u 2024. godini,
- četiri projekta su planirana da se realizuju u periodu od 2024. do 2025. godine,
- jedan projekat je planiran da se realizuje u periodu od 2024. do 2026. godine.

Planirana vrijednost investicionih projekata, koji se odnose na *Primarnu mrežu*, čija je realizacija planirana u 2024. godini, iznosi 743.500 €.

U nastavku je dat pregled statusa investicionih projekata u primarnu mrežu:

- za jedan investicioni projekat izvođenje radova je u završnoj fazi,
- za jedan investicioni projekat pribavljeni su urbanističko-tehnički uslovi,
- za jedan investicioni projekat u toku je izrada projektnog zadatka,
- za 9 investicionih projekata u toku su pripremne aktivnosti neophodne u postupku stvaranja uslova za realizaciju istih.

Sekundarna mreža

Sekundarna mreža sadrži: vodove 10 kV, TS 10/0,4 kV i vodove 0,4 kV. U dijelu sekundarne mreže, akcenat je stavljen na izgradnju novih trafostanica 10/0,4 kV i pripadajućih vodova, zbog loših naponskih prilika, rasterećenja susjednih trafostanica 10/0,4 kV, porasta broja potrošača i zadovoljavanja tehničkih standarda, te rekonstrukcije trafostanica 10/0,4 kV i vodova, koje su većeg obima i nijesu dio plana preventivnog i redovnog održavanja.

Planom investicija za 2024. godinu predviđeno je 211 investicionih projekata u dijelu sekundarne mreže.

Planirana vrijednost investicionih projekata, vezanih za *Sekundarnu mrežu*, čija je realizacija planirana u 2024. godini iznosi 8.475.871 €, a realizovano je 922.761 €, što sa ulaganjima koja su bila predviđena za raniji period ukupno iznosi 3.593.703 €. Prema navodima CEDIS-a, plan investicija u sekundarnu mrežu je realizovan u manjem obimu zbog dugog trajanja postupaka i procedura javnih nabavki, nedostataka, odnosno nepostojanja detaljnih urbanističkih planova i neriješenih imovinsko - pravnih odnosa.

U nastavku je dat pregled statusa investicionih projekata u sekundarnu mrežu:

- okončana su 42 investiciona projekta,

- za četiri projekta završeno je izvođenje radova, a okončanje investicija se očekuje tokom 2025. godine,
- za pet investicionih projekata u toku je priprema za gradnju,
- za 21 investicioni projekat u toku je postupak javne nabavke,
- za 14 investicionih projekata u toku je rješavanje imovinsko - pravnih odnosa,
- za 33 investiciona projekta u toku je priprema projektne dokumentacije,
- za 87 investicionih projekata u toku su pripremne aktivnosti neophodne u postupku stvaranja uslova za realizaciju istih,
- od pet investicionih projekata se odustalo i radovi će biti realizovani kroz druge planirane investicije.

Revitalizacija mreže

Projekti revitalizacije srednjenaponske (SN) i niskonaponske (NN) distributivne mreže predstavljaju izuzetno važne investicije u elektrodistributivni sistem, zasnovane na analizi stanja distributivne mreže sa koje se napajaju ruralna područja Crne Gore i usmjerene na poboljšanje kvaliteta napajanja električnom energijom.

Imajući u vidu stanje sekundarne mreže, posebno kada je u pitanju nadzemna 10 kV i niskonaponska mreža, CEDIS se odlučio za značajna ulaganja u ovu mrežu, u cilju stvaranja uslova za dovođenje naponskih prilika u granice propisane standardima i u najmanje naseljenim djelovima Crne Gore. Ulaganja se odnose na revitalizaciju i rekonstrukciju 10 kV i niskonaponske mreže. Posebna pažnja je posvećena skraćivanju dužine niskonaponskih vodova interpolacijom novih TS 10/0,4 kV. Pored navedenog, revitalizacijom mreže stvaraju se i uslovi za priključenje novih objekata čime se, posebno, stvaraju povoljni uslovi za razvoj seoskog turizma i poljoprivrede.

U toku 2024. godine, rađeno je na revitalizaciji:

- Region 1 (Nikšić i Plužine) – 52 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 3 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 1.481.511 €;
- Region 2 (Cetinje, Danilovgrad, Zeta, Podgorica i Tuzi) – 55 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 131 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 2.114.169 €;
- Region 3 (Andrijevica, Berane, Gusinje, Petnjica, Plav i Rožaje) – 32 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 27 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 1.168.758 €;
- Region 4 (Bar, Budva i Ulcinj) – 35 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 9 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 567.922 €;
- Region 5 (Herceg Novi, Kotor i Tivat) – 21 dalekovod u 10 kV i 0,4 kV mreži i 19 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 371.361 €;
- Region 6 (Bijelo Polje, Kolašin i Mojkovac) – 29 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 47 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 2.022.555 €;

- Region 7 (Pljevlja, Šavnik i Žabljak) – 11 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 9 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 1.026.069 €.

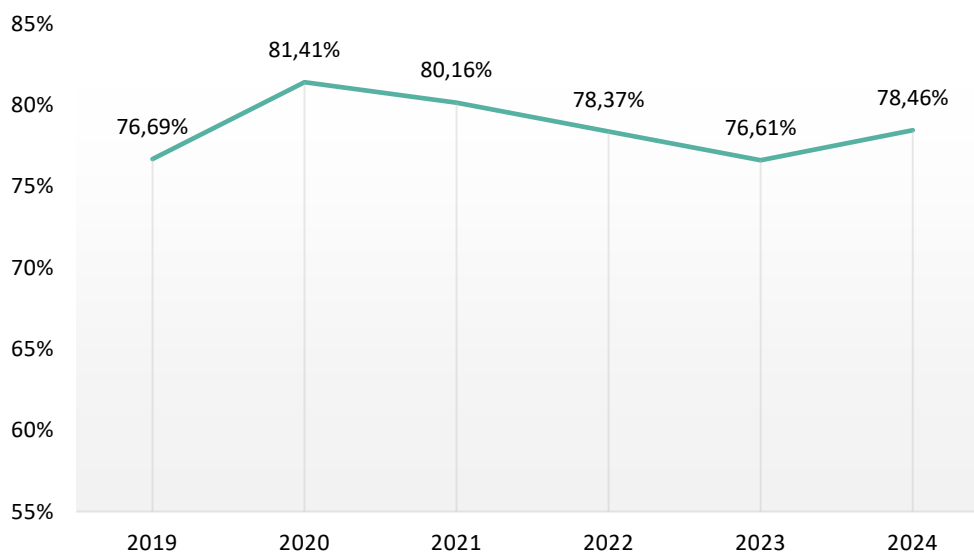
Zaključno sa 31. decembrom 2024. godine uloženo je ukupno 8.752.346 € u revitalizaciju srednjenaponske i niskonaponske mreže.

Mjerna mjesta i napredni sistem za mjerenje električne energije

Investicija *AMR i mjerna sredstva* obuhvata nabavku mjerne opreme za nove korisnike sistema i mjerne opreme za zamjenu kod postojećih potrošača, proizvođača i TS, izmještanje mjernih mjesta, nabavku uređaja, instrumenata, pomoćne opreme i softvera.

Planirana vrijednost investicija koje se odnose na AMR i mjerna sredstva, čija je realizacija planirana u 2024. godini iznosi 8.326.988 €, a realizovano je 3.568.104 €.

Zaključno sa 31. decembrom 2024. godine, 360.082 kupca priključena na distributivni sistem, odnosno 78,46% od ukupnog broja priključenih na distributivni sistem, opremljeno je sredstvima savremenog sistema za mjerenje. Time je ostvaren napredak u odnosu na kraj 2023. godine, kada je ovaj pokazatelj iznosio 76,61%, čime je prekinut višegodišnji trend opadanja stepena opremljenosti krajnjih korisnika savremenim mjernim sistemima, što se može vidjeti i na Grafiku 3.2.2.



Grafik 3.2.2 Step en opremljenosti kupaca sredstvima savremenog sistema mjerenja u periodu od 2019. do 2024. godine³²

³² Izvor podataka: Dopis CEDIS-a broj 25/1599-5 od 12. maja 2025. godine

Ulaganja u „pametne“ sisteme mjerenja dodatno dobijaju na značaju usvajanjem *Direktive (EU) broj 2019/944 o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije*³³, koju je Crna Gora transponovala u svoj pravni okvir donošenjem novog Zakona o energetici, koji je stupio na snagu početkom 2025. godine. Ova direktiva promoviše implementaciju naprednih sistema mjerenja, s ciljem omogućavanja aktivnog učešća krajnjih kupaca na tržištu električne energije, te obavezuje nadležna tijela da prate proces uvođenja pametnih brojila, uz poseban akcenat na obezbjeđenje koristi za potrošače. Pored toga, implementacija pametnih sistema mjerenja predstavlja neophodan preduslov za primjenu ugovora o snabdijevanju električnom energijom sa dinamičkim cijenama, koji krajnjim korisnicima omogućavaju efikasnije upravljanje potrošnjom, aktivniju uključenost na tržištu i potencijal za ostvarenje finansijskih ušteda.

Ostale investicije i ostala osnovna sredstva

Ostala osnovna sredstva se odnose na instrumente, izradu studije neutralne tačke distributivne mreže, rekonstrukciju i adaptaciju elektroenergetskih objekata, aplikativno rješenje za upravljanje investicijama, finansijsko-poslovni informacioni sistem, računare, razvoj e-mobilnosti, GIS, rekonstrukciju i izgradnju objekata, pripremu za implementaciju SCADA sistema i nabavku vozila. Planom investicija za 2024. godinu predviđen je iznos od 8.260.909 € za investicije u ostala osnovna sredstva, od čega je u 2024. godini uloženo 1.638.705 €, a realizovano je i dodatnih 638.906 € u ostala osnovna sredstva odobrena u prethodnim postupcima davanja saglasnosti na investicione planove CEDIS-a. Dakle, zaključno sa 31. decembrom 2024. godine, ukupno je uloženo 2.277.611 €. Planom investicija za 2024. godinu opredijeljena su sredstva u iznosu od 1.155.629 € za nepredviđene investicione projekte, a realizovana u iznosu od 914.804 €.

3.3 Investicije „Crnogorskog elektroprenosnog sistema“ AD Podgorica (CGES)

CGES-u je od strane Agencije data saglasnost na „Investicioni plan za period 2023 - 2025. godina“ i „Ažurirani investicioni plan CGES-a za period 2023-2025. godina“.

Za 2024. godinu data je saglasnost na 38 investicija, ukupne vrijednosti od 9.769.000 €, i odobren je tzv. contingency plan u vrijednosti od 900.000 €, namijenjen za nepredviđene intervencije u sistemu. Dakle, odobreno je ukupno 10.669.000 € za 2024. godinu, od čega je CGES realizovao 4.756.687 €. Pored odobrenih investicija za 2024. godinu, CGES je u izvještajnoj godini uložio 20.444.025 € u investicije na koje je data saglasnost u prethodnim postupcima odobravanja investicionih planova, kao i 161.437 € u investicije koje nijesu ispunile propisane uslove za davanje saglasnosti u prethodnom postupku odobravanja ažuriranog investicionog plana za 2024. godinu. Kada se sve navedeno uzme u obzir, CGES je u 2024. godini ukupno uložio 25.362.149 €.

Investicijama su obuhvaćeni projekti razvoja prenosnog sistema električne energije usmjereni na obezbjeđenje sigurnije, pouzdanije i kvalitetnije usluge prenosa električne energije, kao i na

³³ <https://www.energy-community.org/legal/acquis.html>

obezbjedenje uslova za priključenje novih objekata za proizvodnju električne energije. Planirane investicije za 2024. godinu se mogu podijeliti na investicije koji se odnose na izgradnju nove ili intervencije na postojećoj elektroprenosnoj infrastrukturi, zatim investicije koje se odnose na telekomunikacionu i upravljačku infrastrukturu, investicije koje su posljedica potrebe za zamjenom elemenata čiji je eksploatacioni vijek ugrozio njihov siguran pogon i investicije koje spadaju u takozvane „Smart grid“ projekte, čiji je cilj optimalan rad prenosnog sistema.

U tabelama koje slijede dat je prikaz realizacije odobrenih investicija za 2024. godinu, kao i investicija koje su odobrene kroz prethodne postupke davanja saglasnosti na investicione planove CGES-a.

Tabela 3.3.1 Pregled realizacije odobrenih investicija za 2024. godinu

R.br.	ID Br.	Investicija	Plan 2024. (000 €)	Realizacija 2024. (000 €)	Realizacija 2024. (%)
1	IPI013	Izgradnja TS 110/35 kV Žabljak	64	51	79%
2	IPR098	Revitalizacija DV 110 kV Bar – Možura i Možura – Ulcinj	555	700	126%
3	IPR102	Nabavka autotransformatora 220/110 kV, 150 MVA u TS Mojkovac	1.097	439	40%
4	IPR113	Revitalizacija transformatora II faza	170	172	101%
5	IPR097	Nabavka mjernih transformatora III faza	200	193	96%
6	IPR095	Nabavka transformatora sopstvene potrošnje i nabavka agregata za TS 400/220/110 kV Pljevlja 2	71	61	86%
7	IPR105	Zamjena pogona rastavljača u TS Podgorica 1	248	247	100%
8	IPR061	Rekonstrukcija ankernih djelova portalnih stubova DV 110 kV Bar -Ulcinj	280	284	101%
9	IPD008	Izrada Glavnog projekta o označavanju dalekovoda i označavanje dalekovoda	400	35	9%
10	NDC129	Sistem za integralno planiranje rada i procjenu pouzdanosti EES-a	110	0	0%
11	IPR107	Nabavka, projektovanje i ugradnja VN opreme	497	259	52%

12	NDC132	Zamjena opreme za besprekidno napajanje	338	30	9%
13	IPR111	Rekonstrukcija sistema lokalnog upravljanja i sopstvene potrošnje u TS Podgorica 2, TS Pljevlja 2 i TS Ribarevine	300	24	8%
14	IPD016	Video nadzor trafostanica i zaštita objekata CGES-a	818	61	7%
15	NDC305	Nadogradnja PCN mreže i servisa	128	25	20%
16	IPR067	Nabavka sredstava kolektivne zaštite na radu	20	20	100%
17	IPR066	Revitalizacija trafostanica-građevinski dio	139	0	0%
18	NDC104	Rekonstrukcija protivpožarnog sistema u NDC	15	3	21%
19	NDC114 b	Realizacija sistema za daljinski pristup procesnim mrežama i uključenje novih objekata u NDC SCADA sistem - II faza	129	1	1%
20	NDC119 b	Proširenje i unapređenje sistema daljinskog očitavanja brojila (AMR) - II faza	368	212	58%
21	IPR096	Adaptacija krova na TS 110/35 kV Danilovgrad	70	36	51%
22	IPR104	Građevinski radovi na objektima CGES-a	225	221	98%
23	NDC131	Građevinsko održavanje NDC-a i RDC-a	119	65	55%
24	NDC120	Nabavka i implementacija ERP sistema	566	176	31%
25	IPR112	Revitalizacija rasvjete i elektroinstalacija u trafostanicama	99	22	22%
26	NDC130	Rekonstrukcija video zida u NDC-u	186	181	97%
27	IPR103	Nabavka rezervnih releja zaštite i upravljanja	300	288	96%
28	NDC126	Novi telekomunikacioni prenosni sistem	868	108	12%
29	IPD029	Izrada tehničke dokumentacije	135	10	7%

30	IPD026	Ugradnja senzora za kontrolu temperature užeta	5	0	0%
31	IPR108	Uvođenje tehnologija za nadgledanje, fotografisanje i analizu koridora prenosnih vodova	120	15	12%
32	IPD025	Nabavka softvera za praćenje stanja vegetacije u trasama dalekovoda	55	0	0%
33	IPR100	Digitalizacija sistema zaštite i upravljanja dalekovodnog polja u TS Danilovgrad zasnovana na "process bus" tehnologiji	8	9	114%
34	NDC113	Obnavljanje računara i računarske opreme	55	62	112%
35	IPD024	Motorna vozila	769	474	62%
36	IPD030	Projekti za povećanje energetske efikasnosti	54	46	85%
37	IPD010	Uvođenje ISO standarda i sertifikata	18	0	0%
38	IPD006	Ostala investiciona ulaganja	170	25	15%
39	-	Nepredviđene intervencije (contingency plan)	900	203	23%
U K U P N O			10.669	4.757	45%

Tabela 3.3.2 Pregled realizacije investicija koje su odobrene u prethodnim postupcima davanja saglasnosti na investicione planove

R.br.	ID Br.	Investicije koje su odobrene u prethodnim postupcima davanja saglasnosti na investicione planove	Realizacija 2024. (000 €)
1	IPI006b	Izgradnja 400 kV DV Čevo - Pljevlja	3.286
2	IPI019	Izgradnja TS 400/110 kV Brezna	401
3	IPR009	Rekonstrukcija 110 kV Budva - Lastva	40
4	IPI009	Izgradnja 400 kV DV Pljevlja 2 - B.Bašta - Višegrad	42
5	IPI015	Izgradnja 110 kV DV Virpazar –Ulcinj	4

6	IPI058	Ugradnja varijabilne prigušnice 250 MVar u TS Lastva	8.876
7	IPI030	Izgradnja TS 110/35 kV Luštica sa priključkom na 110 kV mrežu	5.557
8	IPI060	Izgradnja TS 110/10 kV Bečići	25
9	IPI055	Izgradnja TS 110/10 kV Podgorica 7 i njeno povezivanje na 110 kV mrežu	411
10	IPI056	Izgradnja TS 110/35 kV Buljarica i njeno povezivanje na 110 kV mrežu	22
11	IPR089	Rekonstrukcija DV 110 kV Podgorica - Danilovgrad - Perućica	548
12	IPI017	Izgradnja 110 kV DV Lastva - Kotor	13
13	IPI016	Izgradnja 110 kV DV Vilusi - Herceg Novi	43
14	IPI018	Rekonstrukcija i proširenje TS 110/35 kV Pljevlja 1	583
15	IPR077	Nova rekonstrukcija 110 kV DV Bar - Budva	25
16	IPR101	Nabavka autotransformatora 220/110 kV, 150 MVA u TS Podgorica 1	436
17	IPR064	Rekonstrukcija dijela 400 kV DV Ribarevine – Peć – stub 15	111
18	IPD027	Nabavka softvera PLS Pole i PLS Cadd	20
UKUPNO			20.444

Glavni razlozi zbog kojih je realizacija investicija u 2024. godini niža od plana tiču se nedostatka prostorno - planskih dokumenata, tenderskih postupaka koji su iziskivali više vremena od planiranog (priprema tenderske dokumentacije, izbor izvođača radova, potreba za izmjenama planova javnih nabavki zbog rasta cijena materijala i radova na tržištu), rješavanja imovinsko - pravnih pitanja, problema sa otkupom zemljišta i infrastrukture i sprovođenjem tendera.

3.3.1 Razvoj prenosnog sistema električne energije i njegovi efekti

Pouzdanost snabdijevanje energijom predstavlja osnovu za stabilan razvoj svakog društva. Da bi se osiguralo dovoljne količine energije za potrebe privrede i građana, te omogućilo sigurno, pouzdano

i kvalitetno snabdijevanje, neophodna su stalna ulaganja u energetske sektor – kako u proizvodne kapacitete, tako i u infrastrukturu za prenos i distribuciju. Suočavanje s klimatskim promjenama dodatno komplicira ovaj zadatak, jer isti cilj mora biti ostvaren uz povećano korišćenje obnovljivih izvora energije i postepeno napuštanje fosilnih goriva. Razvoj energetske infrastrukture, kao i regionalno i prekogranično povezivanje energetskih sistema, prepoznati su kao ključni faktori za jačanje sigurnosti snabdijevanja energijom, ali i za formiranje konkurentnih cijena koje će plaćati krajnji korisnici – domaćinstva i privreda.

S obzirom na to da su elektroenergetski sistemi zemalja međusobno povezani interkonekcijama, dešavanja u jednoj zemlji direktno utiču na stabilnost sistema u susjednim državama. U slučaju poremećaja u jednom sistemu, može doći do promjena osnovnih parametara i u povezanim mrežama. Ova međuzavisnost čini regionalnu i međunarodnu saradnju neophodnom, a zahtijeva i usklađeno upravljanje energetskim sistemima. Upravo s tim ciljem osnovana je Evropska mreža operatora prenosnih sistema električne energije (ENTSO-E), kao platforma za saradnju među 40 operatora prenosnih sistema iz 36 evropskih zemalja.³⁴

Aktivnosti ENTSO-E usmjerene su na obezbjeđenje sigurnosti međusobno povezanog elektroenergetskog sistema u svim vremenskim okvirima na panevropskom nivou, te optimalno funkcionisanje i razvoj evropskih međusobno povezanih tržišta električne energije, uz omogućavanje integracije električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije i novih tehnologija. ENTSO-E vrši značajnu ulogu u koordinisanju planiranja, razvoja i upravljanja pojedinačnim prenosnim sistemima na panevropskom nivou. Ovu ulogu ENTSO-E obavlja vodeći računa da ne dođe do narušavanja sigurnosti snabdijevanja električnom energijom kupaca priključenih na evropske elektroenergetske sisteme.³⁵ Za postizanje navedenog potreban je koordinisani, panevropski pristup planiranju elektroenergetskog sistema, što se nastoji postići kroz desetogodišnje razvojne planove ENTSO-E. Ovaj plan je ključan za pravovremen i adekvatan razvoj prenosne elektroenergetske infrastrukture, kako bi se ostvarila dugoročna evropska politika i težnje, a istovremeno održavao sistem sigurnim.

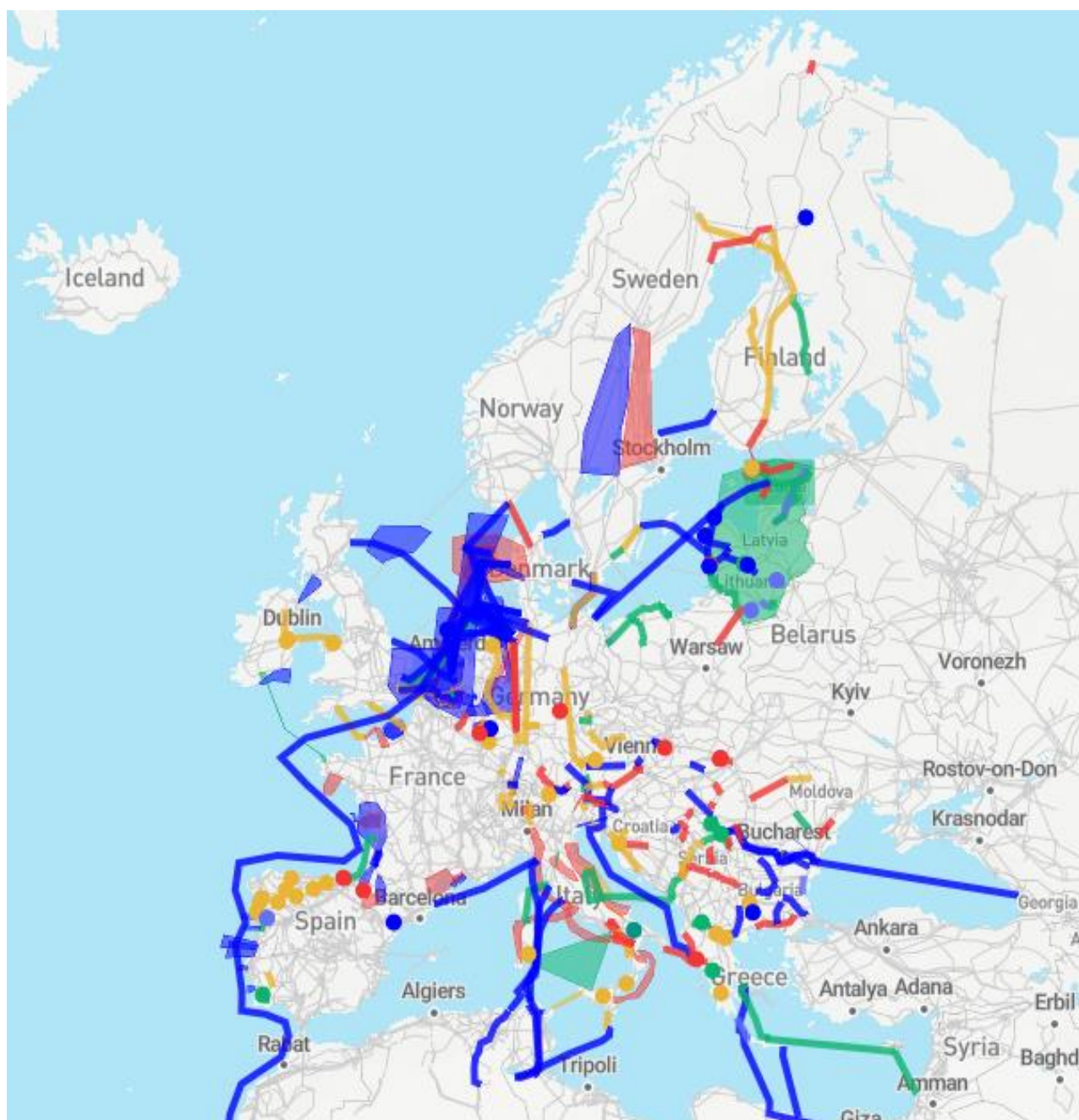
U tom smislu, operatori prenosnih sistema imaju obavezu da svoje planove razvoja usklade s planovima susjednih sistema. Na osnovu nacionalnih razvojnih dokumenata, ENTSO-E izrađuje zajednički desetogodišnji plan razvoja evropske mreže. Taj dokument, koji se objavljuje svake dvije godine prikazuje na koji način će se razvijati mreža u narednih 10 do 20 godina, u nastojanju da doprinese postizanju različitih i ponekad suprotstavljenih ciljeva energetske politike – obezbjeđenje sigurnosti snabdijevanja energijom, pristupačnih cijena energije i održivog razvoja.

Tokom 2024. godine publikovan je novi plan razvoja panevropskog prenosnog sistema (TYNDP 2024), u kojem je predstavljeno 177 projekata razvoja prenosnog sistema električne energije i 33 projekta razvoja skladišnih kapaciteta, čija bi realizacija doprinijela evropskoj energetskej tranziciji i klimatskoj neutralnosti.³⁶ Na slici koja slijedi prikazani su navedeni projekti.

³⁴ <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/>

³⁵ <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/>

³⁶ <https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map>



Slika 3.3.1 Projekti iz Plana razvoja panevropskog prenosnog sistema električne energije 2024



Slika 3.3.2 Projekti iz Plana razvoja panevropskog prenosnog sistema električne energije 2024 koji se odnose na crnogorski elektroprenosni sistem

Među projektima iz TYNDP 2024 nalazi se i „Transbalkanski koridor“ koji čine sljedeće investicije:

- DV 400 kV „Višegrad – Bajina Bašta“;
- DV 400 kV „Obrenovac – Bajina Bašta“;
- DV 400 kV „Pljevlja 2 – Višegrad“;
- DV 2x400 kV „Pljevlja 2 – Bajina Bašta“; i
- DV 400 kV „Lastva – Pljevlja 2“.

Dio pobrojanih investicija koji se odnosi na Crnu Goru čini izgradnja DV 400 kV „Lastva – Pljevlja 2“ i DV 2x400 kV „Pljevlja 2 – Bajina Bašta“.

„Transbalkanski koridor“ je nastavak podmorske interkonekcije između Italije i Crne Gore - projekta od zajedničkog interesa članica EU. U pogon je puštena jedna žila podmorskog kabla kapaciteta 600 MW, TS 400/110/35 kV „Lastva“ i dionica DV 400 kV „Lastva – Čevo“. Desetogodišnji plan razvoja mreže iz 2024. godine obuhvata i projekat polaganja druge žile podmorskog kabla kapaciteta od 600 MW, a uslov za njegovu realizaciju je, između ostalog, završetak projekta izgradnje DV 400 kV „Lastva – Čevo – Pljevlja 2“ i DV 400 kV „Pljevlja 2 - Bajina Bašta“.

Dalekovod 400 kV „Lastva – Čevo – Pljevlja 2“ prolazi kroz osam opština i dva nacionalna parka, povezujući primorje sa sjeverom Crne Gore. Glavni uzrok kašnjenja u izgradnji dionice između Čeva i Pljevalja su neriješeni imovinsko-pravni odnosi na lokaciji Đurđevića Tara. Istovremeno, izostanak

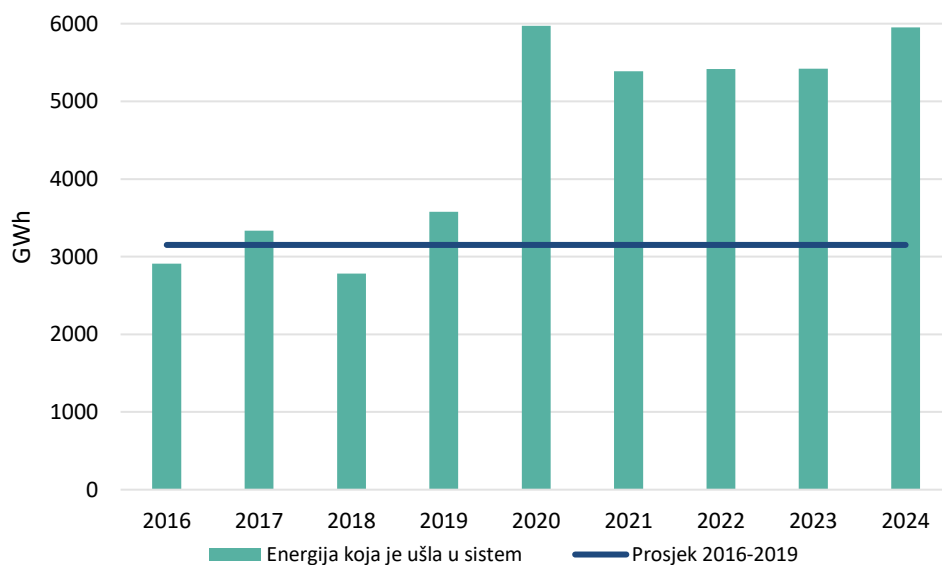
planske dokumentacije za trasu dalekovoda 400 kV „Pljevlja 2 - Bajina Bašta“ sprječava nastavak realizacije projekta. Rješavanje ovih pitanja od ključnog je značaja za punu valorizaciju podmorske interkonekcije između Crne Gore i Italije.

Puštanje u rad prve žile podmorskog kabla kapaciteta 600 MW između Italije i Crne Gore, kojim su povezani prenosni sistemi ove dvije zemlje, označilo je završetak najznačajnije investicije u prenosnu infrastrukturu Crne Gore i uspostavljanje energetskog mosta između Evropske unije i Zapadnog Balkana. Time je Crna Gora postala energetsko čvorište u ovom dijelu regiona. Ova interkonekcija ima strateški značaj za sigurnost elektroenergetskih sistema i povezivanje veleprodajnih tržišta električne energije između Italije i Crne Gore. Pored toga, njen značaj ogleda se i u:

- privlačenju investicija u proizvodne kapacitete, a posebno u obnovljive izvore energije,
- smanjenju gubitaka u prenosnom sistemu električne energije,
- unapređenju stabilnosti sistema, i
- ostvarenju dodatnih prihoda od alokacije prekograničnih kapaciteta od strane CGES-a, čime se, između ostalog, postiže i pozitivan efekat na cijene po kojima domaći korisnici plaćaju korišćenje prenosnog sistema.

U nastavku je dat pregled efekata od realizacije ove, za crnogorski elektroprenosni sistem najznačajnije investicije do sada. Efekti puštanja u rad podmorske interkonekcije između elektroenergetskih sistema ovih dvaju zemalja su sagledani kroz analizu podataka o prekograničnim tokovima energije i prihoda koji CGES ostvaruje po osnovu alokacije prekograničnih kapaciteta.

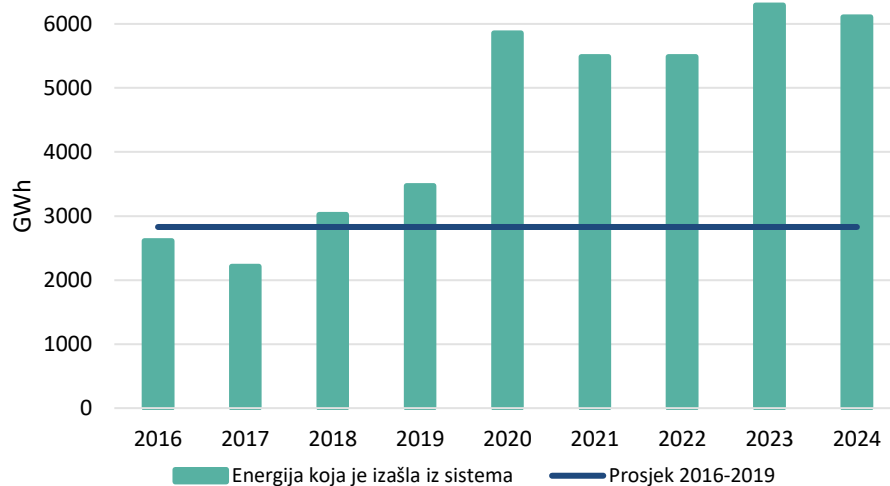
Podaci o ostvarenim prekograničnim tokovima energije, odnosno količinama energije koje su ušle i izašle iz crnogorskog prenosnog sistema električne energije tokom 2024. godine i njihovo poređenje sa podacima iz prethodnih godina može se vidjeti na graficima 3.3.1, 3.3.2 i 3.3.3.



Grafik 3.3.1 Poređenje količine energije koja je ušla u prenosni sistem električne energije u periodu od 2016. do 2024. godine

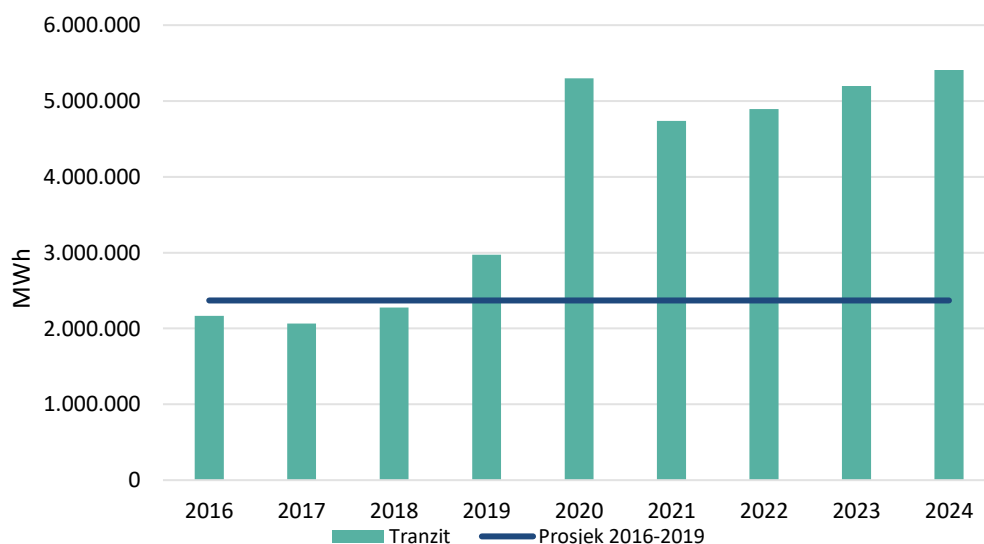
U 2024. godini je u crnogorski elektroprenosni sistem ušlo za oko 10% više električne energije u donosu na 2023. godinu, a za oko 89% više od prosječnog ostvarenja tokom perioda 2016 - 2019. godina, prije puštanja u rad podmorske interkonekcije.

Na Grafiku 3.3.2 mogu se vidjeti količine električne energije koje su izašle iz crnogorskog elektroprenosnog sistema tokom perioda 2016 - 2024. godina.



Grafik 3.3.2 Poređenje količine energije koja je izašla iz prenosnog sistema električne energije u periodu od 2016. do 2024. godine

Količina energije koja je izašla iz crnogorskog elektroprenosnog sistema u toku 2024. godine je za oko 3% manja u odnosu na 2023. godinu, dok je za oko 116% veća u odnosu na prosječno ostvarenje u toku perioda 2016 - 2019. godina, prije puštanja u rad podmorske interkonekcije.

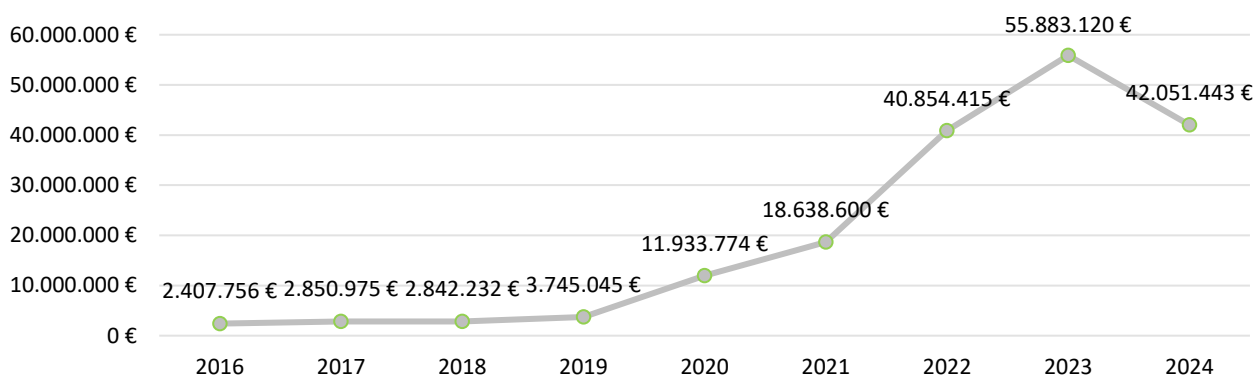


Grafik 3.3.3 Poređenje tranzita energije preko prenosnog sistema električne energije u periodu od 2016. do 2024. godine

Tranzit preko prenosnog sistema Crne Gore u 2024. godini je za oko 4% veći od ostvarenog tranzita u 2023. godini, dok je za oko 128% veći u odnosu na prosječno ostvarenje u toku perioda 2016 - 2019. godina.

Finansijski rezultat ostvaren u toku 2024. godine po osnovu dodjele prekograničnih kapaciteta na granicama crnogorskog elektroenergetskog sistema sa drugim sistemima iznosio je 42.051.443 €. Ipak, kako su u 2023. godini prihodi po ovom osnovu iznosili 55.883.120 €, što predstavlja najviši zabilježeni iznos od osnivanja CGES-a, u 2024. godini je zabilježen pad prihoda od alokacije prekograničnih kapaciteta u odnosu na godinu ranije.

Grafik 3.3.4 prikazuje uporedni pregled prihoda od alokacije prekograničnih kapaciteta u periodu od 2016. do 2024. godine.



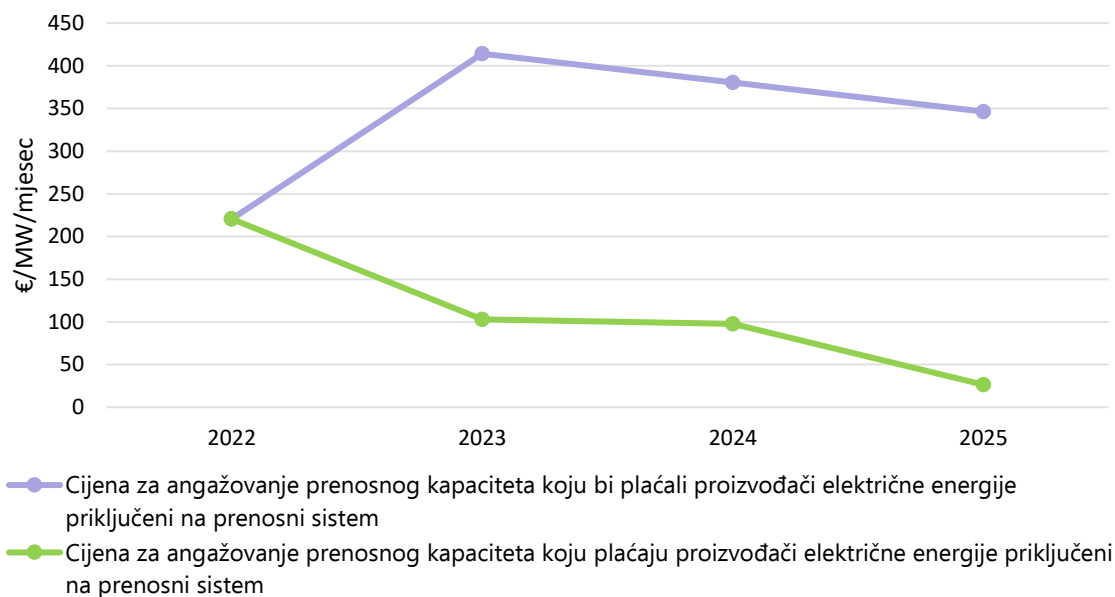
Grafik 3.3.4 Prihodi od alokacije prekograničnih kapaciteta u periodu od 2016. godine do 2024. godine

Prihod ostvaren od alokacije prekograničnih kapaciteta putem godišnjih, mjesečnih i dnevnih aukcija u 2024. godini, na svim granicama crnogorskog elektroprenosnog sistema, bio je 25% niži u odnosu na 2023. godinu. U poređenju s prosječnim godišnjim prihodom ostvarenim u periodu prije puštanja u rad podmorske interkonekcije (2016–2019), ovaj iznos je čak 14 puta veći.

Prihodi koje CGES ostvaruje po osnovu alokacije prekograničnih kapaciteta mogu se, u skladu sa zakonom koji uređuje prekograničnu razmjenu električne energije i gasa, koristiti za obezbjeđivanje neprekidne raspoloživosti dodijeljenih kapaciteta, kao i za ulaganja u održavanje, unapređenje postojećih i izgradnju novih prekograničnih prenosnih kapaciteta. U slučaju kada se prihodi od alokacije prekograničnih kapaciteta ne iskoriste za održavanje ili povećanje postojećih prekograničnih prenosnih kapaciteta i izgradnju novih interkonektora, oni se mogu koristiti kao odbitna stavka prilikom utvrđivanja regulatorno dozvoljenog prihoda operatora prenosnog sistema i cijena korišćenja prenosnog sistema električne energije od strane Agencije.

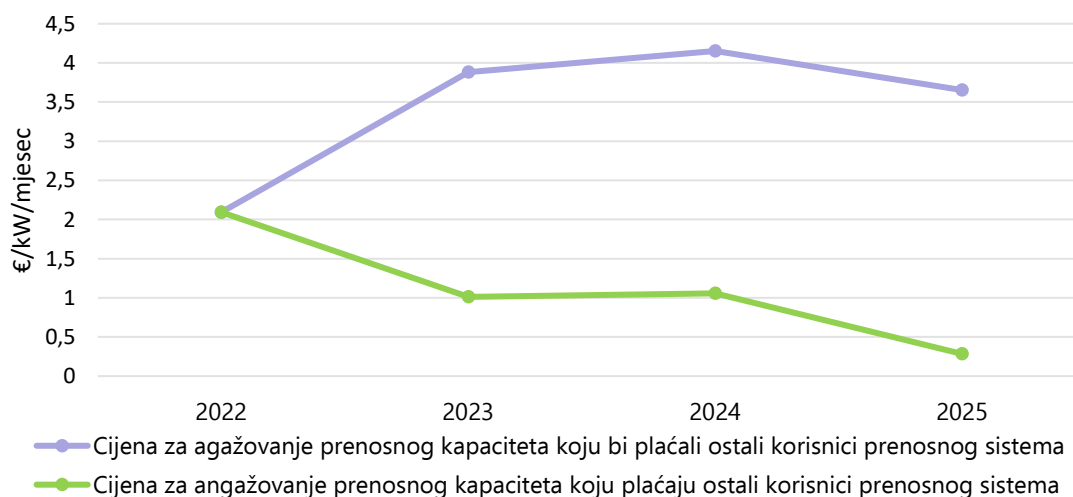
Zaključno sa 2024. godinom, kada su CGES-u utvrđene korekcije regulatorno dozvoljenog prihoda za period 2023 – 2025. godina, ovi prihodi su korišćeni isključivo za umanjeње regulatorno dozvoljenog prihoda CGES-a, čime su se finansijski benefiti od realizacije investicija u prenosni sistem prenosili na njegove korisnike (kupce i proizvođače električne energije). Na ovaj način se kroz regulatorne mehanizme koje definiše Agencija, pozitivni efekti od eksploatacije prekograničnih kapaciteta prenose na korisnike sistema, uz poštovanje principa obezbjeđenja stabilnosti cijena za korišćenje sistema, što je detaljnije opisano u potpoglavlju 3.4 ovog izvještaja.

Pregled uticaja koji su ovi prihodi imali na cijene za angažovanje prenosnog kapaciteta u navedenom periodu je dat na graficima koji slijede.



Grafik 3.3.5 Cijene za angažovanje prenosnog kapaciteta za proizvođače električne energije priključene na prenosni sistem, sa i bez prihoda od alokacije kapaciteta podmorske interkonekcije

Dakle, da nijesu realizovane investicije koje su omogućile rad podmorske interkonekcije, odnosno da se prihodi od alokacije prekograničnih kapaciteta realizuju na nivou prosječno ostvarenih u periodu od 2016. do 2019. godine, proizvođači električne energije priključeni na prenosni sistem bi u 2025. godini plaćali angažovanje prenosnog kapaciteta čak i do 13 puta skuplje. Isti zaključak se može izvesti i za cijene po kojima bi ostali korisnici prenosnog sistema plaćali angažovanje prenosnog kapaciteta, što se može vidjeti na grafiku koji slijedi.



Grafik 3.3.6 Cijene za angažovanje prenosnog kapaciteta za ostale korisnike prenosnog sistema, sa i bez prihoda od alokacije kapaciteta podmorske interkonekcije

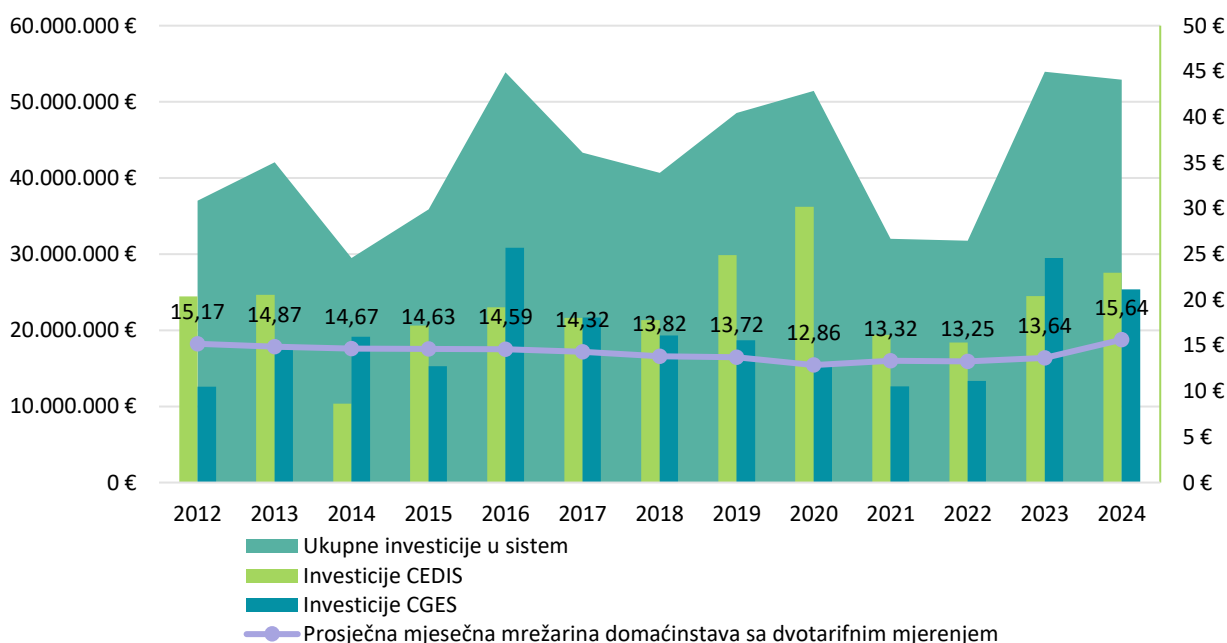
3.4 Uticaj investicija operatora sistema električne energije na cijene za korišćenje sistema

Podsticaji za investicije u prenosni i distributivni sistem električne energije su bili sastavni dio regulatornih okvira koji su primjenjivani u Crnoj Gori počev od 2012. godine, a uvedeni su kao odraz potrebe za velikim ulaganjima u prenosni i distributivni sistem, a sve u cilju obezbjeđenja dugoročne sposobnosti sistema da ispuni zahtjeve postojećih i budućih korisnika sistema.

Od uvođenja podsticaja za investicije 2012. godine, zaključno sa 2024. godinom, realizovane su investicije u prenosni i distributivni sistem ukupne vrijednosti od oko 566 miliona €, od čega se oko 309 miliona € odnosi na ulaganja u distributivni sistem, a oko 257 milion € na ulaganja u prenosni sistem električne energije.

Uz primjenu podsticajnih mehanizama za investiranje u sistem u navedenom periodu je održana i stabilnost „mrežarine“, koja predstavlja dio računa za utrošenu električnu energiju kroz koji se pokrivaju opravdani troškovi (operativni i kapitalni) prenosnog i distributivnog sistema infrastrukture koja je neophodna za prenošenje i isporuku električne energije od proizvođača, preko snabdjevača, do krajnjeg kupca. Opravdani troškovi se odnose na održavanje i razvoj infrastrukture, kao i na upravljanje prenosnim i distributivnim sistemom u cilju zadovoljenja potreba kupaca za električnom energijom.

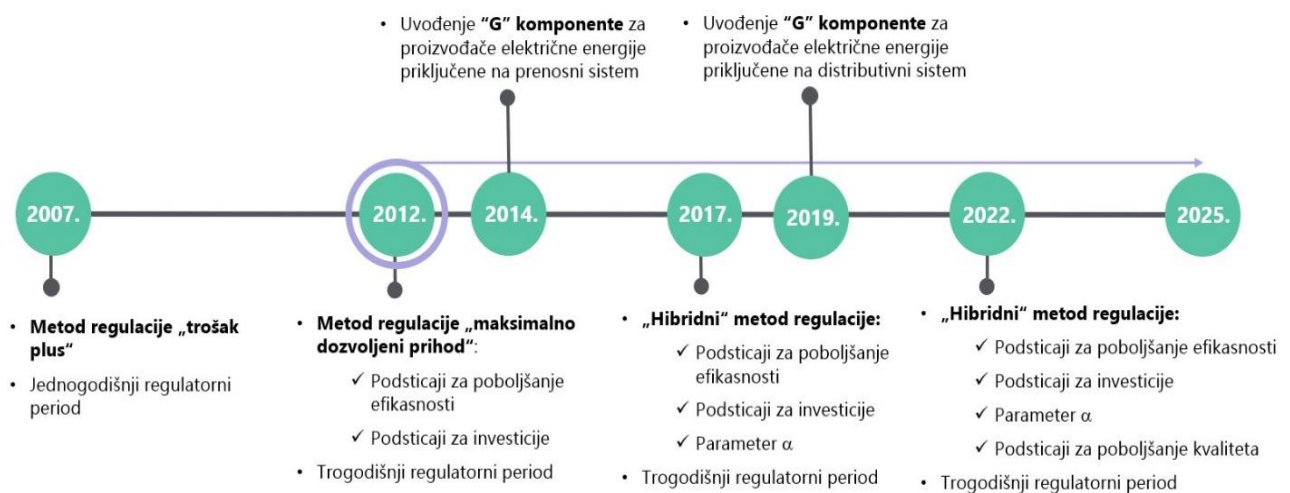
Na Grafiku koji slijedi dat je pregled vrijednosti realizovanih investicija u prenosni i distributivni sistem i prosječnih mjesečnih mrežarina za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem sa prosječnom potrošnjom električne energije u periodu od 2012. do 2024. godine.



Grafik 3.4.1 Pregled ukupnih investicija CEDIS-a i CGES-a i prosječnih mrežarina za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem u periodu od 2012. do 2024. godine

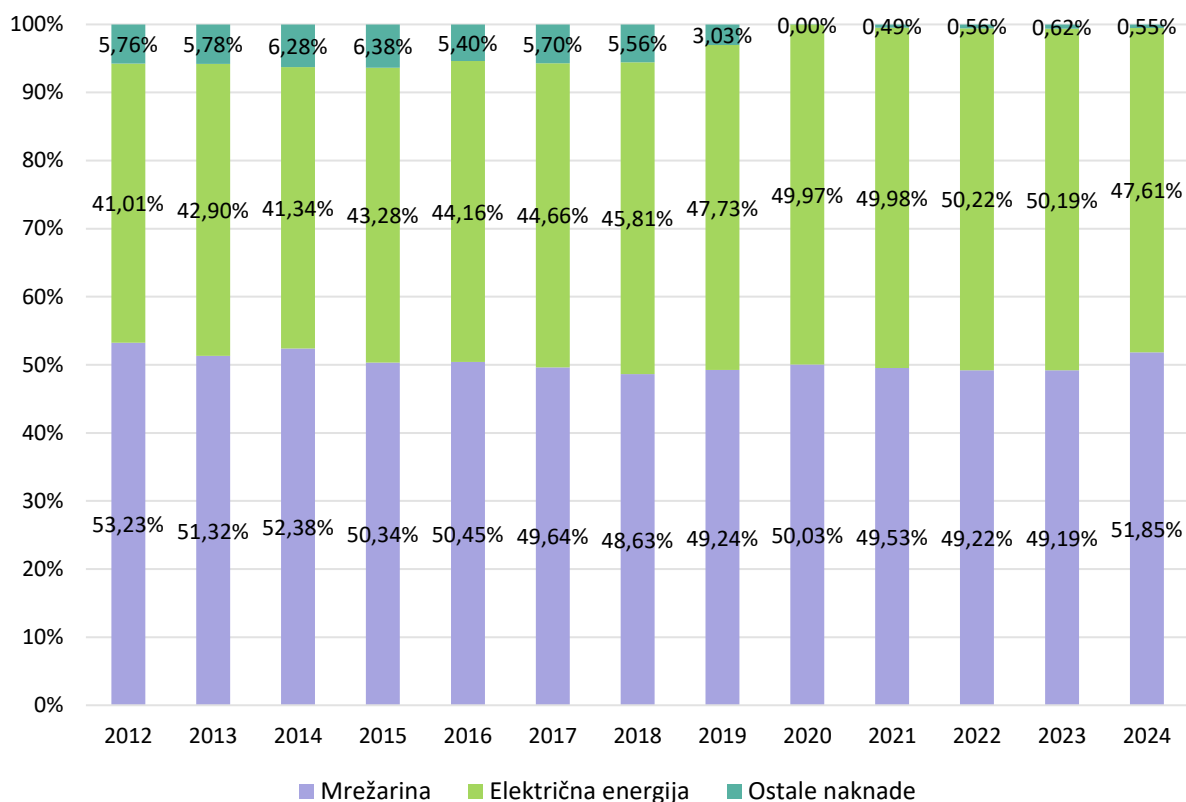
Uvođenje različitih regulatornih mehanizama nakon 2012. godine (višegodišnji regulatorni periodi i podsticaji za poboljšanje efikasnosti tj. smanjivanje operativnih troškova na koje operatori sistema mogu uticati; „G” komponenta i pokrivanje dijela troškova operatora sistema od strane proizvođača električne energije kao korisnika sistema; parametar „ α ” kojim se rizik promjene energetske veličine dijeli između operatora sistema i korisnika sistema, itd.) i efekti realizovanih investicija od strane operatora sistema (značajan porast ostalih prihoda kojima se umanjuju cijene za korišćenje sistema, smanjenje gubitaka u sistemu, itd.) doveli su do pada „mrežarine” za domaćinstva nakon 2012. godine i održavanja njene stabilnosti u prethodnih dvanaest godina. Stabilnost „mrežarine” za domaćinstva je održana čak i u izazovnom periodu od 2020. do 2022. godine, obilježenom zdravstvenom i energetsom krizom.

Opisani razvoj regulatornog okvira prikazan je na slici koja slijedi.



Slika 3.4.1 Evolucija regulatornog okvira u Crnoj Gori od 2007. do 2025. godine

Pored stabilnosti cijena, efekti regulatornih okvira i investicija mogu se sagledati i kroz udio „mrežarine” u prosječnom računu za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem sa prosječnom potrošnjom električne energije u periodu od 2012. do 2024. godine. Na Grafiku 3.4.2 se može vidjeti da se udio „mrežarine” smanjio sa 53,23% u 2012. godini na 51,85% u 2024. godini.



Grafik 3.4.2 Struktura računa za utrošenu električnu energiju za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem u periodu od 2012. do 2024. godine³⁷

Da zaključimo, i pored ulaganja od 566 miliona € u periodu od 2012. do 2024. godine, obezbijedena je stabilnost „mrežarine“ za domaćinstva, a njen udio u ukupnom prosječnom računu se smanjio u 2024. godini u odnosu na 2012. godinu.

³⁷ Ostale naknade obuhvataju: naknadu za Snabdjevača u periodu od 2011. do 2016. godine, naknadu za rad Operatora tržišta električne energije u periodu od 2012. do 2022. godine i podsticaje za OIE u periodu od 2014. godine do 2024. godine

REZIME:

EPCG je tokom 2024. godine uložila 52.897.245 €, a ulaganja se odnose na projekat Solar 5000+, izgradnju solarnih elektrana u vlasništvu EPCG, ekološku rekonstrukciju TE Pljevlja, rekonstrukciju i modernizaciju elektrana.

Agencija je u postupku davanja saglasnosti na „Ažurirani investicioni plan za period 2024 – 2025. godina“, CEDIS-u odobrila investicije ukupne vrijednosti od 36.362.898 € za 2024. godinu. Tokom 2024. godine, CEDIS je realizovao investicije u iznosu od 14.951.729 €, što čini 41% od planiranih ulaganja za tu godinu. Pored ulaganja predviđenih za 2024. godinu, CEDIS je realizovao i dodatne investicije u iznosu od 7.527.499 €, koje se odnose na projekte iz ranijih investicionih planova. Osim ovih ulaganja, CEDIS je tokom 2024. godine izvršio i otkup elektroenergetske infrastrukture u planiranoj vrijednosti od 4.816.566 €.

Agencija je u postupku davanja saglasnosti CGES-u na „Investicioni plan za period 2023 - 2025. godina“ za 2024. godinu odobrila 38 investicija ukupne vrijednosti od 9.769.000 € i contingency plan u vrijednosti od 900.000 €, namijenjen za nepredviđene intervencije u sistemu. Kada je riječ o odobrenim investicijama za 2024. godinu, CGES je realizovao 4.756.687 €. Pored navedenog, CGES je u izvještajnoj godini uložio 20.444.025 € u investicije na koje je data saglasnost u prethodnim postupcima odobravanja investicionih planova, kao i 161.437 € u investicije koje nijesu ispunile propisane uslove za davanje saglasnosti u prethodnom postupku odobravanja ažuriranog investicionog plana za 2024. godinu. Kada se sve navedeno uzme u obzir, CGES je u 2024. godini ukupno uložio 25.362.149 €.

Od uvođenja podsticaja za investicije 2012. godine, zaključno sa 2024. godinom, realizovane su investicije u prenosni i distributivni sistem ukupne vrijednosti od oko 566 miliona €, od čega se oko 309 miliona € odnosi na ulaganja u distributivni sistem, a oko 257 milion € na ulaganja u prenosni sistem električne energije, uz održavanje stabilnosti „mrežarine“, koja predstavlja dio računa za utrošenu električnu energiju kroz koji se pokrivaju opravdani troškovi (operativni i kapitalni) prenosnog i distributivnog sistema infrastrukture koja je neophodna za prenošenje i isporuku električne energije od proizvođača, preko snabdjevača, do krajnjeg kupca.

Pored stabilnosti cijena, udio „mrežarine“ u prosječnom računu za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem sa prosječnom potrošnjom električne energije se smanjio sa 53,23% u 2012. godini na 51,85% u 2024. godini.

4. TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE

4. TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE

4.1 Paket za integraciju tržišta električne energije – obaveze i uslovi za izuzeće

Usklađivanje sa EU legislativom o unutrašnjem energetsom tržištu predstavlja jedno od završnih mjerila za zatvaranje Pregovaračkog poglavlja 15 – Energetika. Podsjećamo da je Crna Gora otvorila ovo poglavlje 2015. godine. Pravna tekovina EU koja se odnosi na unutrašnje energetske tržište unapređuje se u kontinuitetu kako bi omogućila ispunjavanje ciljeva smanjenja emisije gasova sa efektom staklene bašte, integracije obnovljivih izvora energije, otklanjanje uočenih neefikasnosti u funkcionisanju unutrašnjeg tržišta, i, u konačnom, postizanje klimatske neutralnosti do 2050. godine. U periodu od 1996. godine do danas donijeto je pet energetske legislativne paketa, koji su se sastojali od seta direktiva, koje države članice treba da transponuju u nacionalna zakonodavstva, i regulativa, koje se direktno primjenjuju u EU. Prvi energetski paket (1996. i 1998. godine), Drugi energetski paket (2003. godina) i Treći energetski paket (2009. godina) su bili usmjereni na liberalizaciju tržišta električne energije i gasa, osnivanje i jačanje nezavisnih regulatornih tijela, razdvajanje djelatnosti koje predstavljaju prirodne monopole od tržišnih djelatnosti, stvaranje preduslova za povezivanje tržišta, osnivanje međunarodnih tijela za saradnju nacionalnih regulatora, odnosno operatora prenosnih sistema itd. Četvrti paket - Paket čiste energije za sve Evropljane (eng. *Clean Energy Package for all Europeans* – u daljem tekstu: CEP) donijet je 2019. godine, sa ciljem da postavi principe na kojima će se zasnivati zelena tranzicija uz, između ostalog, jačanje uloge kupca, promociju novih učesnika na tržištu (agregatori, energetske zajednice građana i energetske zajednice obnovljivih izvora), revidovanje podsticajnih mjera za obnovljive izvore, unapređenje procesa koji su uvedeni prethodnim paketima (poput preispitivanja konfiguracije zona trgovanja) i osnivanje tijela za saradnju operatora distributivnih sistema itd. Ovaj paket se fokusirao na uređenje tržišta električne energije, dok je za tržište gasa ostao na snazi dio Trećeg energetske paketa. Posljednjim energetske legislativnim paketom pod nazivom „Spremni za 55“ (eng. *Fit for 55*) usvojenim 2023. godine, stvoren je pravni okvir za dostizanje novih ciljeva EU za 2030. godinu, kako bi EU bila na pravom putu da postigne neto-nulte emisije gasova sa efektom staklene bašte do 2050. godine. Ovaj paket se nije bavio uređenjem tržišta električne energije, već je njim uspostavljen osnov za prelazak sa tržišta prirodnog gasa na tržište vodonika i dekarbonizovanih gasova. Na kraju, sredinom 2024. godine je usvojena tzv. reforma tržišta električne energije u cilju otklanjanja nedostataka u dizajnu tržišta koji su uočeni tokom energetske krize (kraj 2021. i 2022. godina). Ova reforma, između ostalog, obuhvata izmjene regulative i direktive, koje uređuju unutrašnje tržište električne energije, te izmjene direktive za promociju korišćenja obnovljivih izvora energije i ACER-ove regulative.

Crna Gora se ratifikacijom Sporazuma o osnivanju Energetske zajednice (EZ) 2006. godine obavezala da implementira *acquis communautaire* EU o energiji, životnoj sredini, konkurenciji i obnovljivoj energiji, prilagođen specifičnostima Energetske zajednice (*acquis communautaire* EZ). Prilagođavanje EU legislative ima za cilj da omogući primjenu legislativnih rješenja EU, van EU, tj. od strane ugovornih strana EZ, među kojima je i Crna Gora. Samim tim, proces usklađivanja nacionalnog zakonodavstva sa EU legislativom u Pregovaračkom poglavlju 15 je potpomognuto procesima koje Crna Gora sprovodi u okviru članstva u EZ.

Ministarski savjet Energetske zajednice je krajem novembra 2021. godine i sredinom decembra 2022. godine³⁸ donio odluke kojima je usvojen tzv. *Paket za integraciju tržišta električne energije* (eng. *Electricity Integration Package – u daljem tekstu: EIP*) i koji obuhvata četiri pravna akta iz CEP-a i pet smjernica, odnosno mrežnih kodova za električnu energiju, i to:

- *Regulativu (EU) 2019/941 Evropskog parlamenta i Savjeta EU o pripravnosti na rizike u sektoru električne energije i stavljanju van snage Direktive 2005/89/EZ,*
- *Regulativu (EU) 2019/942 Evropskog parlamenta i Savjeta EU o osnivanju EU Agencije za saradnju energetske regulatora,*
- *Regulativu (EU) 2019/943 Evropskog parlamenta i Savjeta EU o unutrašnjem tržištu električne energije,*
- *Direktivu (EU) 2019/944 Evropskog parlamenta i Savjeta EU o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije i izmjeni Direktive 2012/27/EU,*
- *Regulativu Evropske komisije (EU) 2016/1719 o uspostavljanju smjernica za dugoročnu dodjelu kapaciteta (FCA),*
- *Regulativu Evropske komisije (EU) 2015/1222 o uspostavljanju smjernica za dodjelu kapaciteta i upravljanje zagušenjima (CACM),*
- *Regulativu Evropske komisije (EU) 2017/2195 o uspostavljanju smjernica za balansiranje (EBGL),*
- *Regulativu Evropske komisije (EU) 2017/2196 o uspostavljanju mrežnog koda za poremećeni pogon i obnovu elektroenergetskih sistema (ERNC),*
- *Regulativu Evropske komisije (EU) 2017/1485 o uspostavljanju smjernica za rad elektroprenosnog sistema (SOGL).*

U trenutku donošenja EIP bilo je izvršeno usklađivanje sa tada važećom pravnom tekovinom EU koja se odnosi na tržište električne energije. Međutim, nakon donošenja EIP-a, na nivou EU usvojena je pomenuta reforma tržišta električne energije, kojom su izmijenjena pravna akta obuhvaćeno EIP-om, zbog čega će biti potrebno donijeti njihove adaptirane verzije. Bez obzira na to, EIP je postavio pravni osnov za integraciju nacionalnih tržišta električne energije ugovornih strana EZ u jedinstveno evropsko tržište³⁹, pod uslovom njegovog potpunog transponovanja u nacionalna zakonodavstva i, u konačnom, implementacije. Rok za njegovo transponovanje je bio 31. decembar 2023. godine⁴⁰.

Crna Gora nije uspjela da uskladi svoj pravni sistem sa EIP-om u propisanom roku. Međutim, veliki korak je napravljen u martu 2025. godine, kada je Skupština Crne Gore donijela Zakon o energetici („Službeni list Crne Gore“, broj 28/25), kojim je transponovana Direktiva 2019/944 iz EIP-a. Transponovanje ostatka EIP-a je planirano kroz donošenje novog zakona kojim se uređuje prekogranična razmjena električne energije i prirodnog gasa. Donošenje ovog zakona je planirano u bliskoj budućnosti, nakon čega će se ispuniti jedan od osnovnih preduslova za preduzimanje daljih

³⁸ Odluka broj 2021/13/MC-EnC od 30. novembra 2021. godine i Odluka broj 2022/03/MC-EnC od 15. decembra 2022. godine

³⁹ <https://www.energy-community.org/implementation/package/EL.html>

⁴⁰ Za razliku od uredbi u EU, uredbе usvojene od strane Ministarskog savjeta EZ se ne primjenjuju direkto u EZ, već je i njih potrebno transponovati u nacionalna zakonodavstva.

koraka po pitanju povezivanja crnogorskog tržišta sa jedinstvenim evropskim tržištem. Prema informacijama dobijenim sa relevantnih evropskih adresa, za sprovođenje svih pripremnih aktivnosti za povezivanje tržišta potrebno je 18 mjeseci od podnošenja zahtjeva za povezivanje. Navedeni zahtjev se može podnijeti tek nakon transponovanja EIP-a i potvrde o tome od strane Evropske komisije i Sekretarijata Energetske zajednice, te usvajanja *Plana za integraciju u funkcije operatora tržišnog povezivanja* od strane ACER-a.

Dodatni podsticaj za što brze transponovanje i implementaciju EIP-a dala je *Regulativa (EU) 2023/956 Evropskog parlamenta i Savjeta EU o uspostavljanju mehanizma za prilagođavanje emisija ugljen-dioksida na granicama* (eng. *Carbon Border Adjustment Mechanism* – u daljem tekstu: CBAM), koja predstavlja dio prethodno pomenutog paketa „*Spremni za 55*“. Ovom regulativom uvode se karbonski sertifikati za deklarisanе emisije proizvoda koji se u EU uvoze iz država koje nemaju uspostavljen sistem trgovanja emisijama, usklađen sa sistemom trgovanja emisijama gasova sa efektom staklene bašte EU (EU ETS), a sve u cilju prevencije od rizika „izmještanja emisija ugljen-dioksida“ iz EU u ove države. Kupovina karbonskih sertifikata će se vršiti preko centralizovane platforme, po cijeni koja će odgovarati prosječnoj cijeni EU ETS dozvola, a prilikom utvrđivanja broja potrebnih karbonskih sertifikata biće uzeta u obzir eventualna plaćanja za emisije u državi izvoza. Obaveza kupovine karbonskih sertifikata odnosi se na uvoznike jednog od sljedećih porizvoda iz treće zemlje u EU: cement, električna energija, đubrivo, željezo, čelik, aluminijum i hemikalije. Početak primjene CBAM-a planiran je za 1. januar 2026. godine.

CBAM Regulativa je ostavila mogućnost za izuzeće za uvoz električne energije u EU do 2030. godine, u slučaju, između ostalog, integracije tržišta treće države u jedinstveno evropsko tržište električne energije. Međutim, imajući u vidu gorenavedene informacije o dinamici povezivanja tržišta, ostaje otvoreno pitanje na koji način će primjena CBAM-a uticati na izvoz električne energije iz Crne Gore u EU od 2026.godine i da li će biti moguće dobiti izuzeće nakon početka njegove primjene CBAM-a.

4.2 Veleprodajno tržište električne energije

Kako je u izvještajnoj 2024. godini navršeno 20 godina postojanja Agencije i sprovođenja reformi elektroenergetskog sektora, u nastavku slijedi kratak osvrt na postignute rezultate u pogledu otvaranja i razvoja veleprodajnog tržišta električne energije.

Uspostavljanje zakonskog okvira usklađenog sa evropskom pravnom tekovinom, donošenjem brojnih podzakonskih akata, kojima se elektroenergetski sektor uredio na način koji omogućava razvoj tržišta i sprovođenje reforme elektroenergetskog sektora suštinski su izmijenili njegovu strukturu i funkcionisanje. Srž sprovedene reforme je jačanje konkurencije u tržišnim djelatnostima (proizvodnja, trgovina i snabdijevanje električnom energijom) i obezbjeđenje nediskriminatornog pristupa sistemu i jednakog tretmana svih tržišnih učesnika, što u krajnjem treba da doprinese većoj sigurnosti snabdijevanja električnom energijom i boljem kvalitetu usluga koje se pružaju krajnjim kupcima električne energije.

Uspostavljanje pravno-regulatornog okvira kojim su stvoreni temelji za restrukturiranje sektora uticalo je pozitivno na privlačenje novih tržišnih učesnika zainteresovanih za djelatnosti proizvodnje i trgovine električnom energijom. Tako je sektor koji je činila jedna vertikalno integrisana kompanija evoluirao u sektor čije se funkcionisanje odvija u međusobnoj interakciji brojnih subjekata, kojih je u 2024. godini bilo preko sto, i to:

- Operator prenosnog sistema električne energije,
- Operator distributivnog sistema električne energije,
- Operator tržišta električne energije,
- Berza električne energije,
- Kancelarija za koordinisane aukcije u Jugoistočnoj Evropi,
- 29 proizvođača električne energije⁴¹,
- 80 trgovaca električnom energijom,
- 6 licenciranih snabdjevača električne energije.

Zainteresovanost stranih energetske subjekata za crnogorsko veleprodajno tržište je porasla puštanjem u rad podmorske interkonekcije. Povezivanjem prenosnih sistema Italije i Crne Gore, crnogorski sistem je postao energetske čvorište, usljed čega se tranzit udvostručio u odnosu na period prije puštanja u rad podmorske interkonekcije.

Tokom 2024. godine trgovina električnom energijom na crnogorskom veleprodajnom tržištu se odvijala na bilateralnoj osnovi, kao i na organizovanom tržištu, tj. na dugoročnom berzanskom tržištu i dan-unaprijed tržištu električne energije.

Na berzanskom tržištu električne energije, na kraju 2024. godine, bilo je registrovano 29 učesnika, čija sjedišta se nalaze u 14 zemalja.⁴²

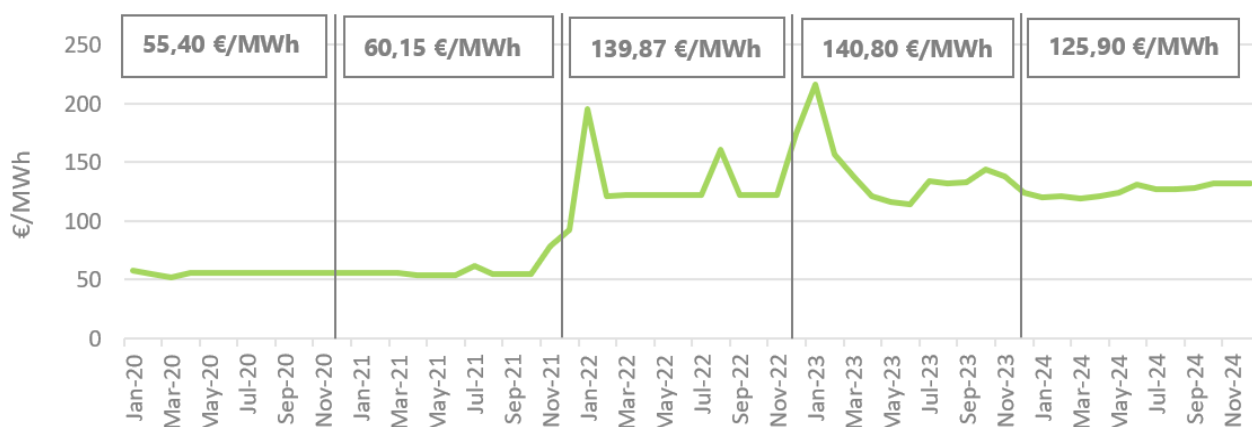
Na dugoročnom berzanskom tržištu električne energije, kojim upravlja BELEN, vrši se trgovina električnom energijom za period koji nije kraći od sedam dana. Tokom 2024. godine na ovom tržištu vršena je samo nabavka električne energije za pokrivanje gubitaka u sistemu od strane CGES-a i CEDIS-a. Kupovina električne energije za pokrivanje gubitaka u sistemu vrši se na organizovanim aukcijama, u kojima se ponude prihvataju od onih sa najnižom cijenom do onih sa najvišom cijenom dok se ne zadovolji cjelokupna tražena količina električne energije.⁴³

Na graficima koji slijede prikazane su prosječne ponderisane cijene u periodu 2020 - 2024. godina po kojima su operatori sistema realizovali nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka u sistemu u transparentnim postupcima, odnosno posredstvom BELEN-a.

⁴¹ SE Čevo koje je u 2024. godini bilo u probnom radu.

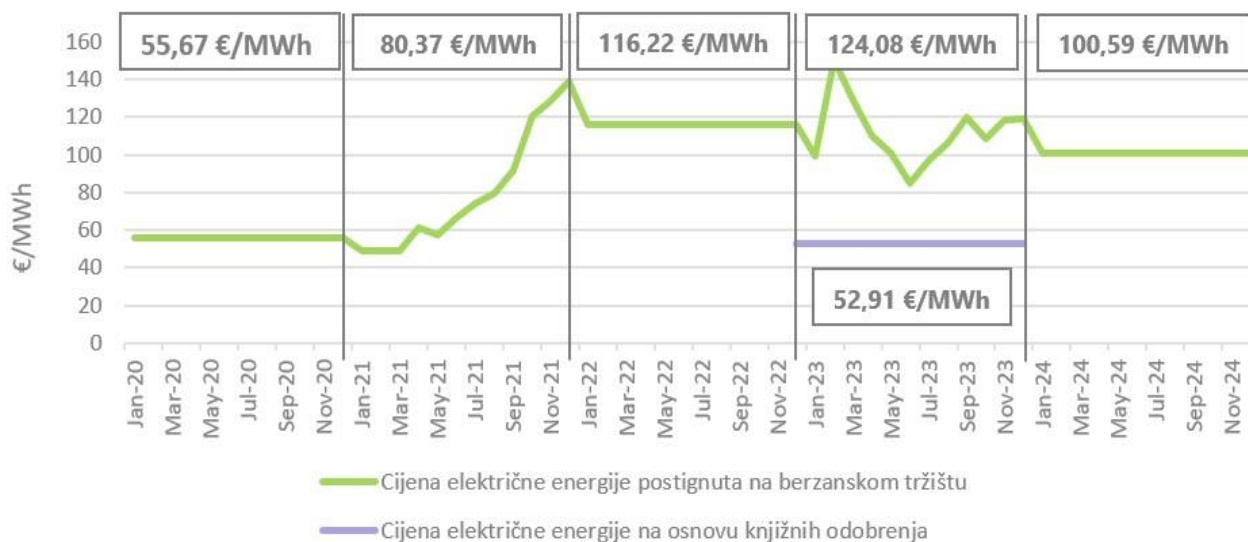
⁴² <https://belen-spot.me/wp-content/uploads/2025/01/Annual-report-2024-1.pdf>

⁴³ <https://belen-spot.me/wp-content/uploads/2023/03/II.2b-Pravila-dugorocne-trgovine.pdf>



Grafik 4.2.1 Prosječne ponderisane cijene po kojima je CGES kupovao električnu energiju za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu u periodu 2020 - 2024. godina

Na Grafiku 4.2.1 se može vidjeti da je prosječna ponderisana cijena električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu u 2024. godini na dugoročnom organizovanom tržištu u Crnoj Gori iznosila 125,90 €/MWh, što je za 10,58% manje u odnosu na 2023. godinu. U 2024. godini CGES je 81,42% energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu kupio od „GEN-I trgovanje i prodaja električne energije“ DOO Krško, 8,57% od EPCG, 8,45% od „Danske Commodities“ A/S Aarhus, 1,22% „Strategic Energy Trading Society Anonyme“ SA Atina, a 0,34% od „Vitol Gas and Power“ B.V. Rotterdam.



Grafik 4.2.2 Prosječne ponderisane cijene po kojima je CEDIS kupovao električnu energiju za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu u periodu 2020 - 2024. godina

Prosječna ponderisana cijena električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu u 2024. godini na dugoročnom organizovanom tržištu u Crnoj Gori iznosila je 100,59 €/MWh, odnosno bila je niža za 18,93% od cijene u 2023. godini. Cjelokupna količina električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu je nabavljena od EPCG, koja je vlasnik CEDIS-a.

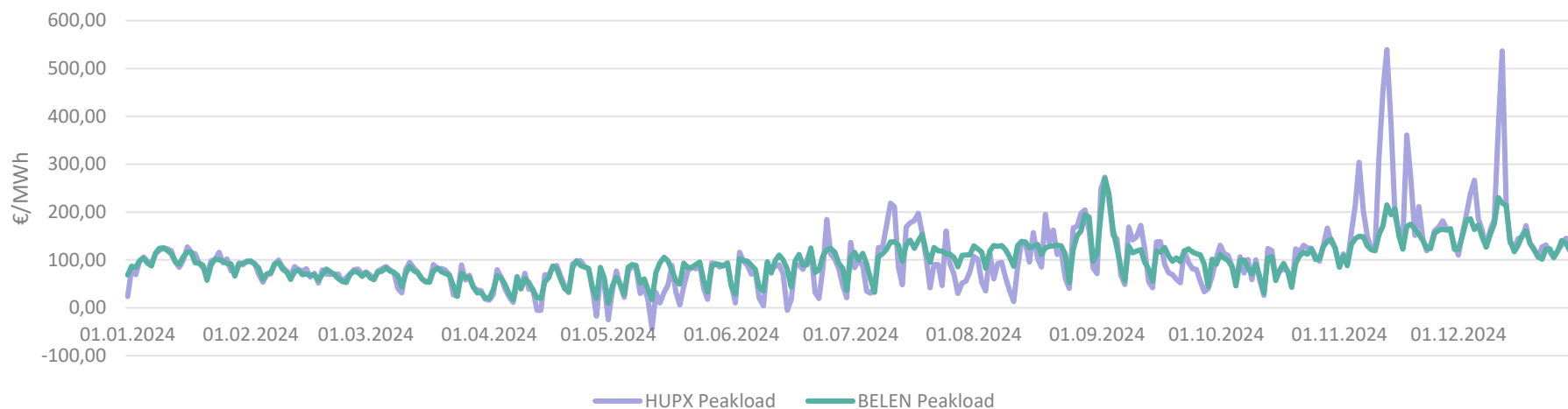
Pored dugoročnog berzanskog tržišta, tokom 2024. godine, trgovina električnom energijom se odvijala i na dan-unaprijed tržištu, koje je uspostavljeno 26. aprila 2023. godine. Ukupna količina električne energije kojom je trgovano na dan-unaprijed tržištu u 2024. godini iznosila je 343.403,5 MWh, dok je prosječna dnevna količina iznosila 938,3 MWh.⁴⁴ Imajući u vidu da je vrijeme zatvaranja kapije na crnogorskom dan-unaprijed tržištu u 10:15 CET, a da je na svim susjednim tržištima kasnije, učesnici na crnogorskom tržištu imaju mogućnost da nakon trgovanja na njemu trguju i na drugim tržištima i time ostvare veći profit. Istovremeno, to doprinosi povećanju likvidnosti crnogorskog dan-unaprijed tržišta električne energije.

Na graficima koji slijede prikazane su cijene bazne (baseload) i vršne (peakload) električne energije ostvarene tokom 2024. godine na crnogorskom (BELEN)⁴⁵ i mađarskom dan-unaprijed tržištu (HUPX)⁴⁶, kao referentnoj berzi za tržišta Zapadnog Balkana. Cijene na oba tržišta su imale isti trend tokom cijele godine, s tim što su, u određenim danima tokom jula, novembra i prve polovine decembra, cijene na HUPX-u bile izrazito visoke i značajno veće od cijena na crnogorskoj berzi, zbog povećane potražnje za električnom energijom i smanjene raspoloživosti prekograničnih kapaciteta u Mađarskoj.

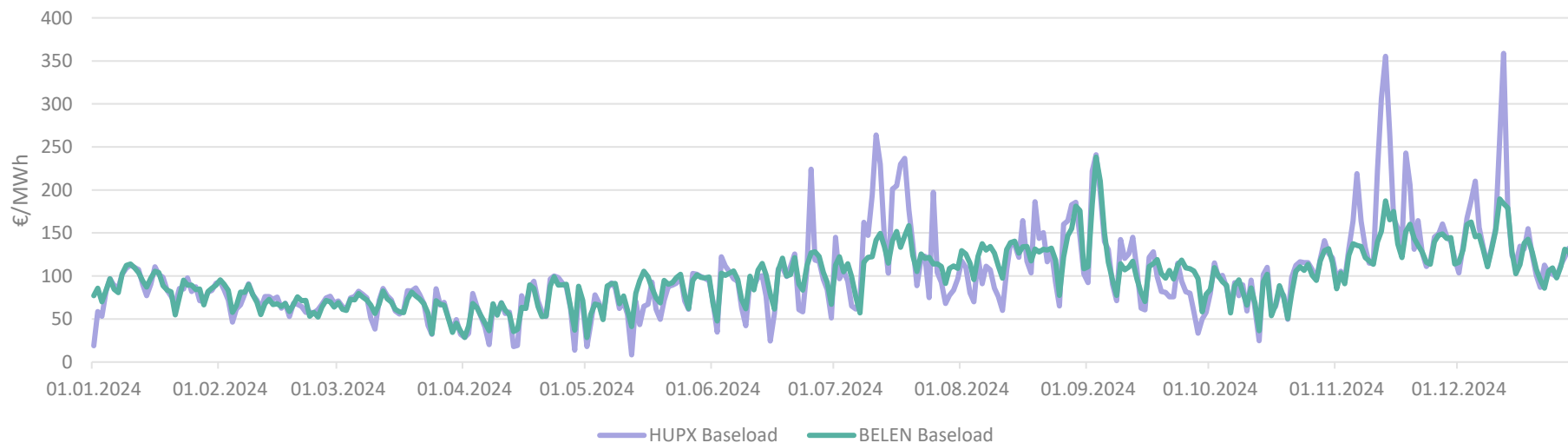
⁴⁴ <https://belen-spot.me/wp-content/uploads/2025/01/Annual-report-2024-1.pdf>

⁴⁵ <https://belen-spot.me/day-ahead/>

⁴⁶ <https://hupx.hu/en/market-data/dam/regular-reports>

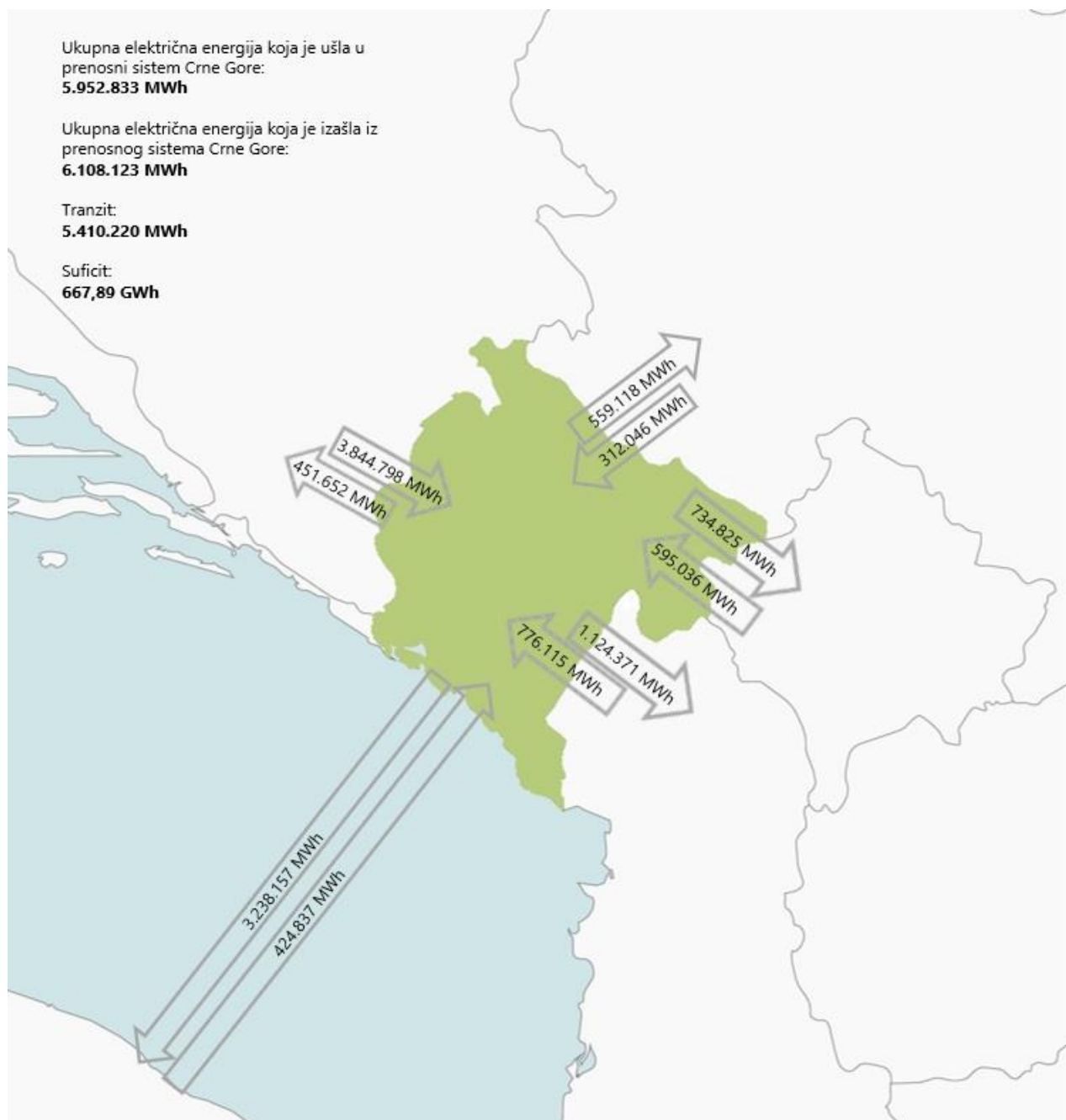


Grafik 4.2.3 Cijene bazne električne energije ostvarene u 2024. godini na crnogorskom i mađarskom dan-unaprijed tržištu



Grafik 4.2.4 Cijene vršne električne energije ostvarene u 2024. godini na crnogorskom i mađarskom dan-unaprijed tržištu električne energije

Fizička razmjena električne energije između elektroenergetskog sistema Crne Gore i susjednih sistema u 2024. godini je prikazana na slici koja slijedi.

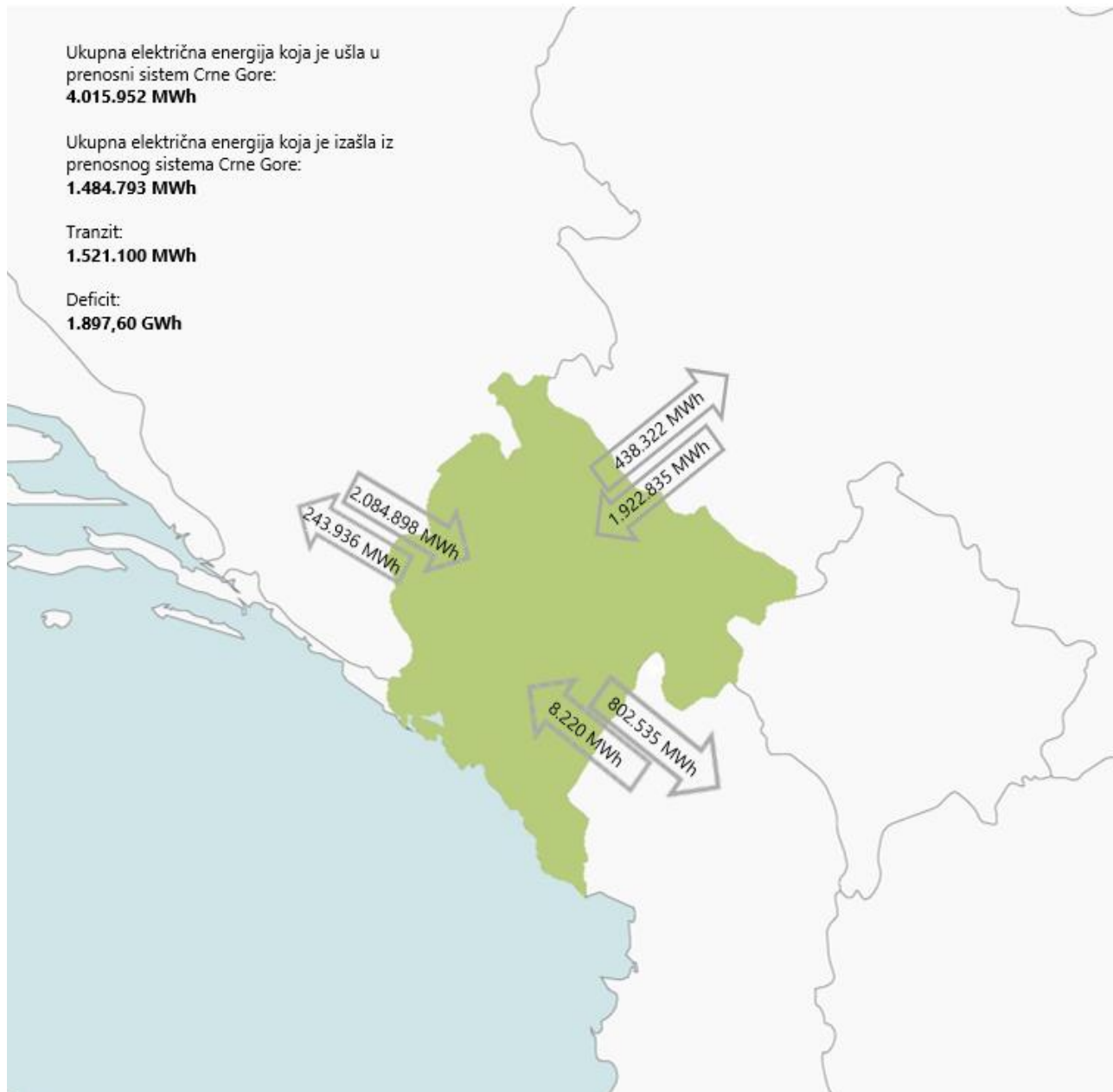


Slika 4.2.1 Fizički tokovi između crnogorskog elektroenergetskog sistema i susjednih sistema u 2024. godini

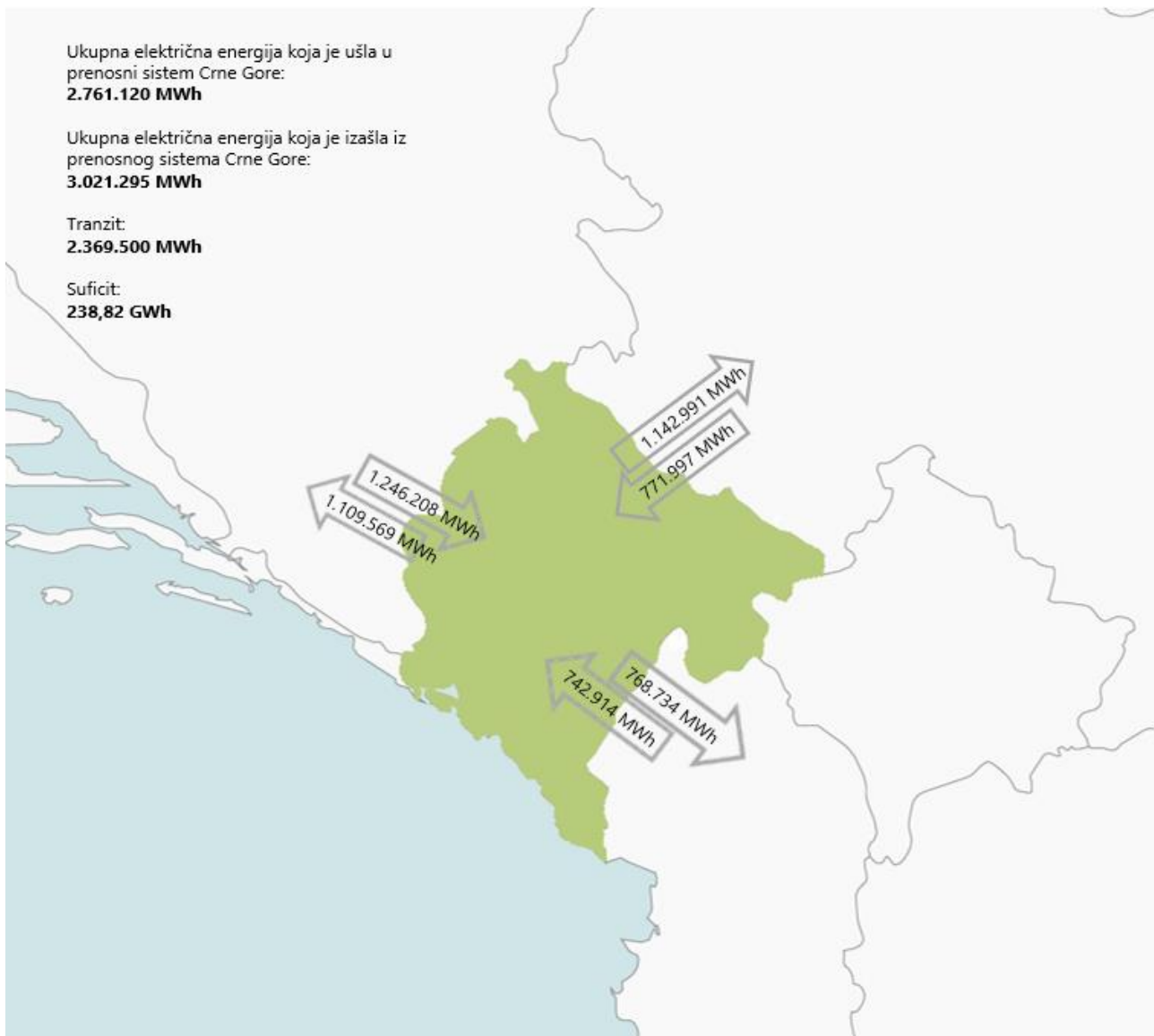
Nakon puštanja u rad podmorske interkonekcije, prekogranična razmjena energije se značajno povećala. Crnogorski elektroprenosni sistem postaje čvorište preko koga se vrši razmjena energije između zemalja EU i zemalja Jugoistočne Evrope, usljed čega se tranzit preko crnogorskog elektroprenosnog sistema udvostružio u odnosu na period prije puštanja u rad podmorske interkonekcije. Najveća količina električne energije je u crnogorski elektroenergetski sistem ušla iz Bosne i Hercegovine, koja je neto-izvoznica, a zatim iz Albanije, Kosova, Italije i Srbije, dok je najveća

količina energije iz crnogorskog elektroenergetskog sistema predata italijanskom elektroenergetskom sistemu.

Kako bismo sagledali na koji način su razvoj elektroprenosnog sistema Crne Gore i sprovođenje reformi elektroenergetskog sektora, počev od 2008. godine, uticali na prekogranične tokove električne energije i razvoj tržišta, u nastavku je prikazano poređenje podataka o fizičkoj razmjeni električne energije između crnogorskog elektroprenosnog sistema i susjednih sistema prikazanih na Slici 4.2.2 u odnosu na 2008. godinu – godinu koja prethodi početku reformi sektora i 2018. godinu – godinu koja prethodi puštanju u rad podmorske interkonekcije.



Slika 4.2.2 Fizički tokovi između crnogorskog elektroenergetskog sistema i susjednih sistema u 2008. godini



Slika 4.2.3 Fizički tokovi između crnogorskog elektroprenosnog sistema i susjednih sistema u 2018. godini

U 2024. godini, količina električne energije koja je ušla u prenosni sistem Crne Gore, prema podacima CGES-a, iznosila je 5.952.833 MWh, što je dvostruko više nego 2018. godine i za 48% više nego 2008. godine, dok je energija koja je izašla iz crnogorskog sistema iznosila 6.108.123 MWh, što je duplo više nego 2018. godine i četiri puta više nego 2008. godine. Tranzit preko crnogorskog elektroprenosnog sistema iznosio je 5.410.220 MWh u 2024. godini, što je duplo više nego u 2018. godini i tri i po puta više nego 2008. godine.

U narednom periodu očekuje se i uspostavljanje unutardnevnog tržišta električne energije, a dalji razvoj crnogorskog tržišta umnogome će determinisati procesi njegovog povezivanja sa jedinstvenim evropskim tržištem električne energije (SDAC i SIDC), koje će primarno sprovoditi CGES, BELEN i Agencija.

4.2.1. Razvoj veleprodajnog tržišta električne energije

Razvoj tržišta energije i njegovo povezivanje sa regionalnim i unutrašnjim tržištem Evropske unije prepoznato je kao jedan od ciljeva energetskeg razvoja u članu 8 stav 1 tačka 11 Zakona o energetici ("Službeni list CG", br. 5/16, 51/17, 82/20, 29/22, 152/22 i 84/24), kao i u članu 9 stav 1 tačka 11 Zakona o energetici ("Službeni list CG", broj 28/25). Zakonom koji je bio u primjeni tokom 2024. godine stvoren je pravni osnov za određene nadležnosti Agencije relevantne za integraciju tržišta električne energije, a one se odnose na davanje mišljenja o ispunjenosti uslova propisanih za imenovanje nominovanog operatora tržišta električne energije (u daljem tekstu: NEMO), kao i na odobravanje podzakonskih akata ključnih aktera u ovom procesu - Operatora prenosnog sistema i NEMO-a kojima se bliže uređuju procesi u okviru povezivanja tržišta električne energije.

U 2024. godini ključna aktivnost Agencije je bila učesće u pripremi novog zakonskog okvira kojim će se u potpunosti transponovati paket evropskih propisa kojima se uređuje povezivanje tržišta električne energije – „*Paket za integraciju tržišta električne energije*“.

Osim navedenog, Agencija je u prvoj polovini izvještajne godine cijnila ispunjenost uslova propisanih članom 132a Zakona o energetici ("Službeni list CG", broj 5/16, 51/17, 82/20, 29/22 i 152/22) od strane DOO „Berza električne energije“ Podgorica (u daljem tekstu: BELEN), kao podnosioca zahtjeva za sticanje NEMO statusa. Ispunjenost uslova se cijnila na temelju dokumentacije koju je podnosilac zahtjeva dostavio, a koja je definisana Pravilnikom o obrascu zahtjeva za imenovanje nominovanog operatora tržišta električne energije („Službeni list CG“, broj 36/24), čiji je donosilac bilo Ministarstvo energetike i rudarstva. S tim u vezi, Agencija je 15. maja 2024. godine dostavila Ministarstvu Mišljenje, broj 24/1672-5, na osnovu kojeg je Vlada Crne Gore, na sjednici održanoj 30. maja 2024. godine, donijela Odluku kojom je BELEN imenovan za NEMO-a. BELEN je, nakon sticanja NEMO statusa, stekao status posmatrača u međunarodnim tijelima relevantnim za proces povezivanja evropskih tržišta električne energije, i to u „Market Coupling Steering Committee“ (MCSC) i „All Nemo Committee“. CGES je, takođe, stekao status posmatrača u „Market Coupling Steering Committee“ (MCSC), što je od značaja za sprovođenje daljih aktivnosti u procesu povezivanja crnogorskog tržišta električne energije sa evropskim tržištem.

Polazeći od Zaključaka Vlade Crne Gore, broj 08-302/24-1195/2 od 12. marta 2024. godine, kojima je usvojena informacija Ministarstva energetike i rudarstva i izvršeno opredjeljenje da se povezivanje crnogorskog dan-unaprijed tržišta sa jedinstvenim evropskim dan-unaprijed tržištem (SDAC) započne povezivanjem crnogorskog i italijanskog tržišta. Zahtjev za uključivanje IT-ME granice u Italian Borders Working Table projekat (u daljem tekstu: IBWT), potpisan od strane CGES-a i BELEN-a, uz pismo podrške Agencije, upućen je Upravljačkom komitetu IBWT-a 21. maja 2024. godine. Upravljački komitet IBWT-a je, 21. novembra 2024. godine, dostavio povratni odgovor ističući da sva regulatorna tijela uključena u rad IBWT-a (uključujući regulatorno tijelo Italije – ARERA) podržavaju uključivanje IT-ME granice, s tim što postoji više preduslova koji se moraju ispuniti kako bi se geografski obuhvat IBWT operativnog ugovora proširio, među kojima je ključni transponovanje

Paketa za integraciju tržišta električne energije. Tokom izvještajne godine, sprovedene su aktivnosti na ispunjavanju preduslova, što je nastavljeno i u 2025. godini.

Paralelno sa opisanim aktivnostima, u izvještajnom periodu su sprovedene aktivnosti na operacionalizaciji IT-ME regiona za proračun kapaciteta (CCR), i to:

- formirana su radna tijela koja čine predstavnici regulatornih tijela i operatora prenosnih sistema Crne Gore i Italije (predstavnici NEMO-a učestvuju po potrebi) zadužena primarno za pripremu i usaglašavanje nacrtu uslova i metodologija iz CACM Regulative (TCMs - terms and conditions or methodologies), koja se sastaju na dvonedeljnoj osnovi; i
- potpisan je Memorandum o saradnji između crnogorskog (REGAGEN) i italijanskog (ARERA) regulatornog tijela.

Od strane operatora prenosnih sistema Crne Gore i Italije pripremljen je Nacrt metodologije za proračun kapaciteta, koji je tokom izvještajne godine bio predmet analize regulatornih tijela. U narednom periodu predstoji donošenje brojnih regionalnih podzakonskih akata neophodnih za integraciju tržišta.

Za očekivati je da će proces uključivanja crnogorskog tržišta električne energije (dan-unaprijed i unutardnevnog tržišta) u SDAC i SIDC uticati na poboljšanje likvidnosti tržišta, povećanje broja učesnika na tržištu, veći obim trgovine električnom energijom, a time i na manju volatilnost cijena. Integracijom tržišta može se, takođe, minimizirati rizik zloupotrebe dominantnog položaja učesnika na veleprodajnom i maloprodajnom tržištu i dati doprinos daljem razvoju tržišta.

Dodatno, povezivanje tržišta je jedan od uslova za izuzeće do 2030. godine od primjene CBAM-a, kojom je EU uvela princip „zagađivač plaća“ i primjenu „taksi za ugrađene emisije“ pokrivajući niz specifičnih proizvoda u sektorima sa intenzivnim emisijama ugljen-dioksida, uključujući cement, električnu energiju, đubrivo, željezo, čelik, aluminijum i hemikalije. Primjena navedenog mehanizma znači da će u praksi uvoznik morati da deklarise emisije koje su direktno povezane sa proizvodnim procesom, a ukoliko one prelaze evropski standard, dužan je pribaviti „emisioni certifikat“ po cijeni ugljen-dioksida u EU. Električna energija koja se izvozi iz Crne Gore i regiona može biti izuzeta od primjene ovog mehanizma do 2030. godine, ako se, kako je prethodno rečeno, ostvari napredak u integraciji tržišta.

4.3 Maloprodajno tržište električne energije

Na maloprodajnom tržištu električne energije, koje se odnosi na snabdijevanje krajnjih kupaca od strane licenciranih snabdjevača, tokom 2024. godine nije bilo značajnijih promjena. Kao i prethodne godine, licencu za snabdijevanje električnom energijom, izdatu od strane Agencije, posjedovalo je šest subjekata, i to:

- „Elektroprivreda Crne Gore“ AD Nikšić,
- „Montenegro Bonus“ DOO Cetinje,

- „Energia Gas and Power“ DOO Podgorica,
- „Uniprom“ DOO Nikšić,
- „Petrol Crna Gora MNE“ DOO Podgorica, i
- „Twinfin Tesla“ DOO Podgorica.⁴⁷

Među njima, jedino je „Elektroprivreda Crne Gore“ AD Nikšić bila aktivna na tržištu snabdijevanja tokom 2024. godine. Iako su tokom 2023. godine prestala da važe zakonska ograničenja u pogledu povećanja cijena električne energije za domaćinstva i male kupce koji ne pripadaju kategoriji domaćinstava, pa je, s tim u vezi, EPCG bila u mogućnosti da cijene električne energije za krajnje kupce formira potpuno slobodno, EPCG je i u 2024. godini zadržala iste cijene snabdijevanja za kupce priključene na prenosni i distributivni sistem kao i u periodu prije prestanka važenja ovih ograničenja.⁴⁸

U ponudi EPCG zadržani su različiti tarifni modeli za kupce priključene na distributivni sistem: „osnovni“, „plavi“, „crveni“ i „zeleni“ model. Ovi modeli omogućavaju kupcima aktivnije upravljanje sopstvenom potrošnjom i potencijalne uštede, u zavisnosti od izabranog modela koji najviše odgovara njihovim navikama potrošnje.

Tokom 2024. godine, ukupno 161 kupac je promijenio tarifni model snabdijevanja, što predstavlja smanjenje od 62% u odnosu na promjene tarifnih modela snabdijevanja u 2023. godini. Od toga:

- osam kupaca je izvršilo promjenu iz „crvenog“ u „osnovni“ model,
- 21 iz „osnovnog“ u „plavi“,
- 128 iz „plavog“ u „osnovni“, i
- četiri kupca su zamijenila „osnovni“ model „zelenim“.

Od ukupnog broja kupaca koji su tokom 2024. godine potpisali ugovor o snabdijevanju (28.170), 28.004 kupca su se opredijelili za „osnovni“ model, 155 za „plavi“ model, tri za „crveni“ i osam za „zeleni“.

4.3.1 Obim prodaje i cijene električne energije u Crnoj Gori

U 2024. godini obim prodaje električne energije kupcima priključenim na distributivni sistem iznosio je 2.730,91 GWh, što je za 125,36 GWh ili 4,81% više u odnosu na 2023. godinu. Obim prodaje električne energije u 2024. godini u odnosu na 2023. godinu je kod kupaca priključenih na:

- 35kV, veći za 0,60 GWh ili 0,55%;
- 10 kV, veći za 17,42 GWh ili 4,38%;
- 0.4 kV, ukupno veći za 107,34 GWh ili 5,11%;

⁴⁷ <https://dataportal.regagen.co.me/licence/ee-sektor>

⁴⁸ <https://www.epcg.com/media-centar/odluke-o-cijenama-elektricne-energije>

- 0.4 kV - domaćinstva dvotarifno mjerenje, veći za 74,82 GWh ili 5,20%;
- 0.4 kV - domaćinstva jednotarifno mjerenje, veći za 0,90 GWh ili 3,98%.

U 2024. godini fakturisana realizacija za prodatu električnu energiju kupcima priključenim na distributivni sistem iznosila je 248,11 miliona €, što je za 18,25 miliona € ili 7,94% više u odnosu na 2023. godinu. Fakturisana realizacija za prodatu električnu energiju u 2024. godini u odnosu na 2023. godinu je kod kupaca priključenih na:

- 35kV, manja za 0,09 miliona € ili 1,42%;
- 10 kV, veća za 1,50 miliona € ili 4,85%;
- 0.4 kV, ukupno veća za 16,84 miliona € ili 8,74%;
- 0.4 kV - domaćinstva dvotarifno mjerenje, veća za 12,41 miliona € ili 9,86%;
- 0.4 kV - domaćinstva jednotarifno mjerenje, veća za 0,17 miliona € ili 8,25%.

U 2024. godini prosječno ostvarena cijena električne energije, koja obuhvata i naknadu za podsticanje obnovljivih izvora električne energije kod kupaca priključenih na distributivni sistem, iznosila je 9,09 €/kWh (ne uključujući PDV), što je za 0,27 €/kWh ili 3,06% više u odnosu na 2023. godinu.

EPCG je i u 2024. godini, kao jedini aktivni snabdjevač, nastavila da snabdijeva sve kategorije kupaca.

Cijene električne energije u 2024. godini u odnosu na 2023. godinu su kod kupaca priključenih na:

- 35kV, manje za 0,11 €/kWh ili 1,89%;
- 10 kV, veće za 0,03 €/kWh ili 0,39%;
- 0.4 kV, ukupno veće za 0,31 €/kWh ili 3,38%;
- 0.4 kV - domaćinstva dvotarifno mjerenje, veće za 0,39 €/kWh ili 4,45%;
- 0.4 kV - domaćinstva jednotarifno mjerenje, veće za 0,37 €/kWh ili 4,06%.

Relevantni podaci o obimu prodaje električne energije, fakturisanjoj realizaciji i ostvarenim prodajnim cijenama električne energije kod krajnjih kupaca za period 2015 - 2024. godina prikazani su u Tabelama 4.3.1 i 4.3.2.

Tabela 4.3.1 Prodaja električne energije, fakturisana realizacija i ostvarene prodajne cijene električne energije distributivnih kupaca u periodu 2015 – 2024. godina⁴⁹

REALIZACIJA PO NAPONSKIM NIVOIMA ELEKTRODISTRIBUTIVNOG SISTEMA													
Naponski nivo	jedinica	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024	2024/2023.	
35 kV	GWh	91,00	87,37	92,43	97,44	96,50	99,20	104,17	109,32	108,60	109,20	0,60	0,55%
	mil €	4,92	4,94	5,02	5,33	5,86	6,10	6,41	6,73	6,32	6,23	-0,09	-1,42%
	€/kWh	5,41	5,66	5,44	5,47	6,07	6,15	6,16	6,16	5,82	5,71	-0,11	-1,89%
10 kV	GWh	321,55	328,69	348,61	361,87	375,13	328,63	359,81	385,00	397,81	415,23	17,42	4,38%
	mil €	23,60	24,96	25,72	27,99	31,71	26,90	29,14	31,14	30,91	32,41	1,50	4,85%
	€/kWh	7,34	7,59	7,38	7,73	8,45	8,18	8,10	8,09	7,77	7,80	0,03	0,39%
0,4 kV	GWh	1748,93	1767,22	1829,73	1834,76	1869,62	1755,26	1907,35	1987,83	2099,14	2206,48	107,34	5,11%
	mil €	154,39	154,26	159,49	165,22	175,20	165,11	179,19	185,82	192,63	209,47	16,84	8,74%
	€/kWh	8,83	8,73	8,72	9,00	9,37	9,41	9,39	9,35	9,18	9,49	0,31	3,38%
UKUPNO	GWh	2161,48	2183,28	2270,76	2294,06	2341,26	2371,33	2371,33	2482,14	2605,55	2730,91	125,36	4,81%
	mil €	182,92	184,16	190,23	198,54	212,76	214,74	214,74	223,68	229,86	248,11	18,25	7,94%
	€/kWh	8,46	8,43	8,38	8,65	9,09	9,06	9,06	9,01	8,82	9,09	0,27	3,06%

⁴⁹ Izvor: EPCG

Tabela 4.3.2 Prodaja električne energije, fakturisana realizacija i ostvarene prodajne cijene električne energije bez PDV-a za domaćinstava u periodu 2015 – 2024. godina

REALIZACIJA KOD DOMAĆINSTAVA													
Naponski nivo 0,4 kV	Jedinica	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024	2024/2023.	
Domaćinstva sa dvotarifnim mjeranjem	GWh	1186,48	1200,65	1240,77	1234,99	1264,83	1217,46	1316,54	1355,65	1438,07	1512,89	74,82	5,20%
	mil €	102,67	102,78	105,56	108,34	113,80	109,03	117,57	120,29	125,85	138,26	12,41	9,86%
	€/kWh	8,65	8,56	8,51	8,77	9,00	8,96	8,93	8,87	8,75	9,14	0,39	4,45%
Domaćinstva sa jednotarifnim mjeranjem	GWh	64,32	50,47	45,10	37,08	25,46	21,44	17,73	18,21	22,64	23,54	0,90	3,98%
	mil €	6,97	5,08	4,25	3,64	2,58	2,00	1,65	1,69	2,06	2,23	0,17	8,25%
	€/kWh	10,83	10,06	9,43	9,80	10,13	9,33	9,31	9,26	9,11	9,48	0,37	4,06%
UKUPNO	GWh	1250,80	1251,13	1285,87	1272,08	1290,28	1238,90	1334,27	1373,86	1460,72	1536,43	75,71	5,18%
	mil €	109,64	107,85	109,81	111,97	116,37	111,04	119,22	121,98	127,91	140,49	12,58	9,84%
	€/kWh	8,77	8,62	8,54	8,80	9,02	8,96	8,94	8,88	8,76	9,14	0,39	4,34%

4.3.2 Cijene električne energije u evropskim zemljama

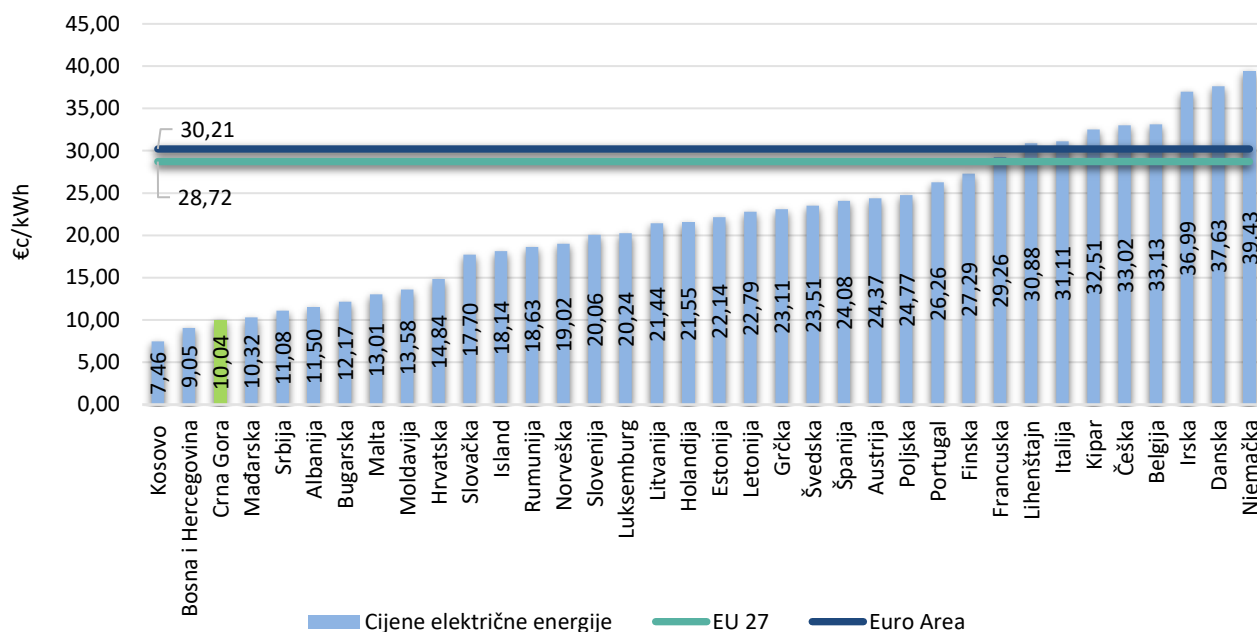
Cijene električne energije u EU zavise od različitih faktora, uključujući odnos ponude i potražnje, geopolitičku situaciju, nacionalni energetska miks, diversifikaciju uvoza, troškove mreža, troškove zaštite životne sredine, vremenske uslove i iznose akciza i poreza. Kancelarija EU zadužena za statistiku (EUROSTAT) prikazuje da su cijene električne energije za domaćinstva u 13 država članica EU, u drugoj polovini 2024. godine, veće u odnosu na cijene u drugoj polovini 2023. godine, dok su u 14 država EU cijene električne energije za domaćinstva u drugoj polovini 2024. godine niže u odnosu na drugu polovinu 2023. godine. Prosječna cijena u EU za 2024. godinu, uključujući sve takse i PDV, iznosi 28,72 €/kWh, a cijene su se kretale od 10,32 €/kWh u Mađarskoj do 39,43 €/kWh u Njemačkoj.

Promjene cijena električne energije u drugoj polovini 2024. godine u odnosu drugu polovinu 2023. godine bile su različite po državama. Najveća povećanja cijena električne energije za domaćinstva u EU registrovana su u Poljskoj – 14,57%, Portugalu – 14,22%, Finskoj – 13,57% i Francuskoj – 12,93%. Na ova povećanja uglavnom su uticali mrežni troškovi, kao i smanjenje subvencija i dodataka. Najveća smanjenja cijena električne energije za domaćinstva u EU registrovana su u Letoniji – 17,84%, Holandiji – 14,31% i Belgiji 12,31%.

Iskazano u eurima, uključujući sve takse i PDV, prosječne cijene električne energije za domaćinstva u drugoj polovini 2024. godine bile su najniže na Kosovu – 7,46 €/kWh, Bosni i Hercegovini – 9,05 €/kWh i Crnoj Gori – 10,04 €/kWh, a najviše u Njemačkoj – 39,43 €/kWh, Danskoj – 37,63 €/kWh, i Irskoj – 36,99 €/kWh.

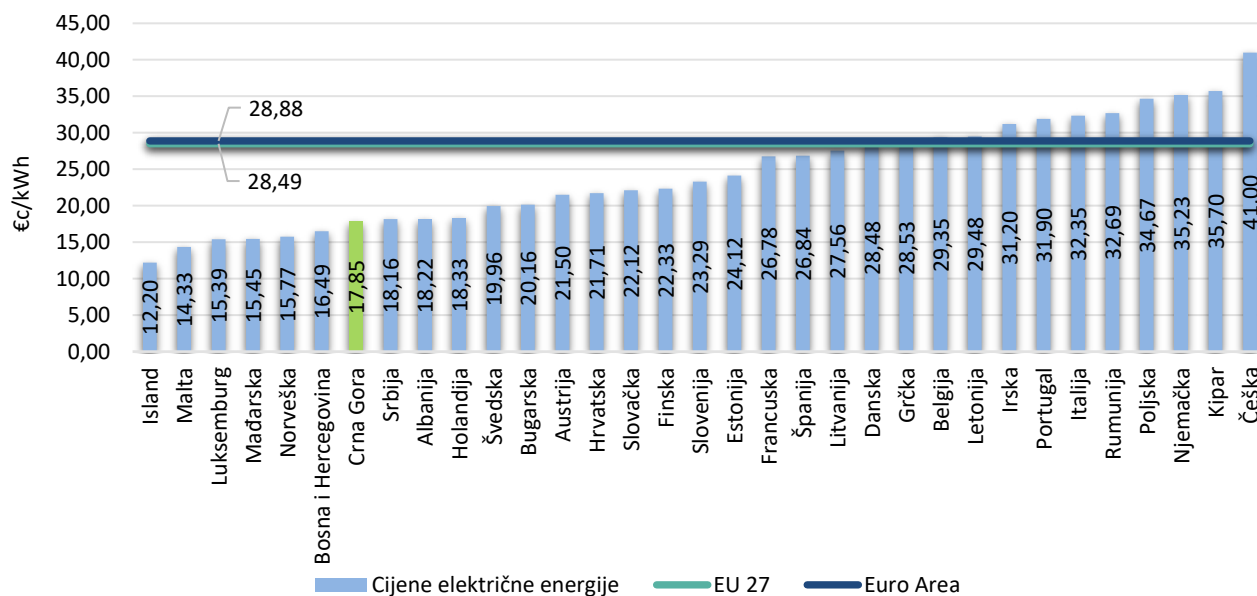
Prosječna cijena električne energije za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem u Crnoj Gori iznosila je 10,04 €/kWh, uključujući sve takse i PDV, dok je prosječna cijena električne energije u zemljama EU, kao što je već rečeno, bila 28,72 €/kWh.⁵⁰

⁵⁰ Izvor podataka: Eurostat (https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_household_consumers). Tarife ili cijene električne energije se razlikuju od jednog do drugog snabdjevača i način njihovog obračuna se razlikuje od države do države. S obzirom na to da ne postoji jedinstveni obračun cijena električne energije, da bi se cijene uporedile tokom vremena i između država članica EU, EUROSTAT koristi jedinstvenu metodologiju koja se zasniva na opsezima potrošnje za domaćinstva. Cijene električne energije za domaćinstva proračunavaju se na osnovu godišnjeg opsega potrošnje od 2.500 kWh do 5.000 kWh. Zbog navedenog, cijene izračunate na ovaj način razlikuju se od cijena iz potpoglavlja 4.3.1 ovog izvještaja.



Grafik 4.3.1 Prosječna cijena električne energije u evropskim državama u 2024. godini

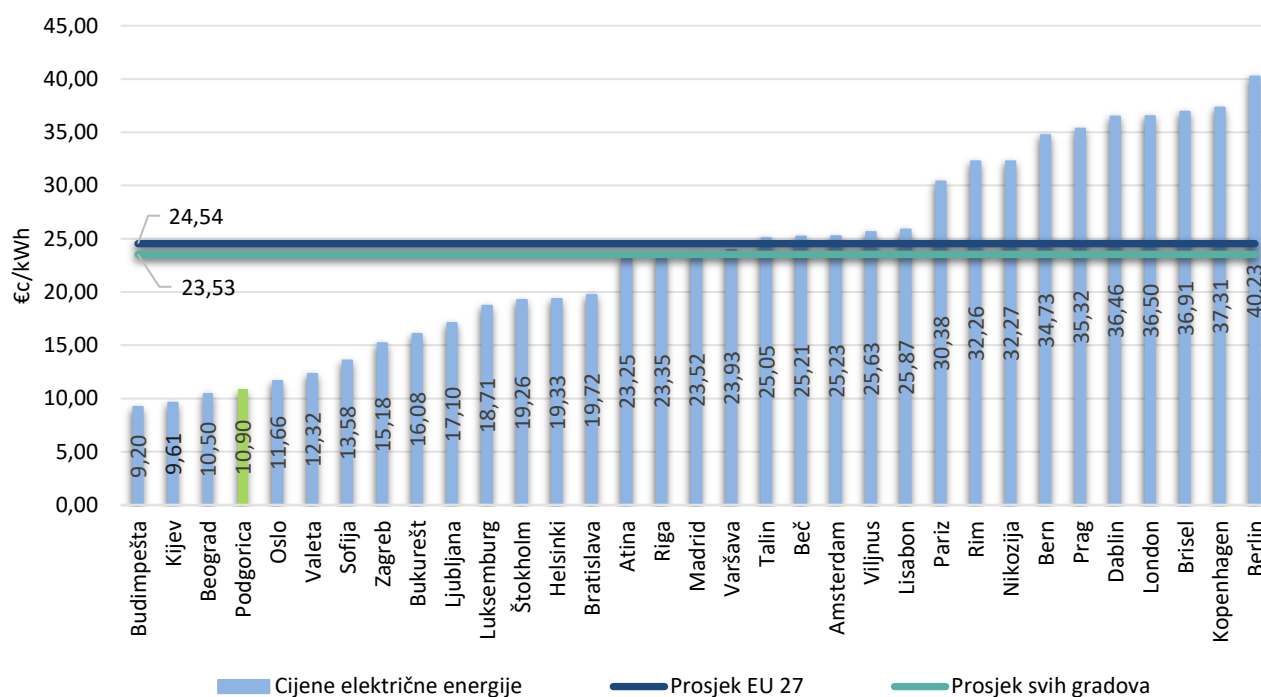
Radi boljeg poređenja cijena električne energije za domaćinstva, na Grafiku 4.3.2 prikazane su prosječne cijene električne energije za domaćinstva u Evropi za 2024. godinu, svedene na paritet kupovne moći. Na taj način, uzete su u obzir i razlike u standardu, koje postoje između evropskih zemalja. I u ovom slučaju, cijena električne energije za domaćinstva u Crnoj Gori (17,85 €/kWh) je ispod prosjeka u EU (28,49 €/kWh).



Grafik 4.3.2 Prosječne cijene električne energije za domaćinstva u evropskim državama u 2024. godine svedene na paritet kupovne moći

Austrijski regulator E-Control, mađarski regulator MEKH i istraživačka i konsultantska kuća VaasaETT jednom mjesečno izrađuju studiju u kojoj su prikazane prosječne cijene električne energije za domaćinstva za 33 grada u Evropi.

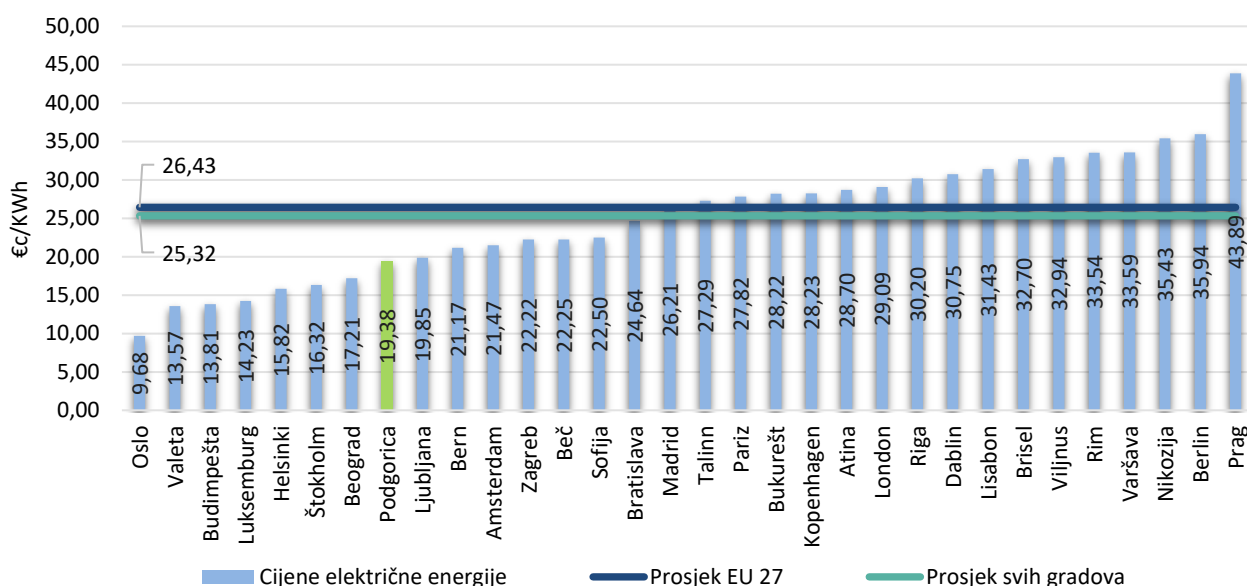
Na Grafiku 4.3.3 prikazane su prosječne cijene električne energije za 33 grada u decembru 2024. godine, uključujući i Podgoricu.⁵¹



Grafik 4.3.2 Prosječna cijena električne energije za domaćinstva u glavnim gradovima evropskih država u decembru 2024. godine

Radi boljeg poređenja cijena električne energije za domaćinstva, na Grafiku 4.3.4 prikazane su prosječne cijene električne energije za domaćinstva svedene na paritet kupovne moći, u pojedinim glavnim evropskim gradovima u decembru 2024. godine. U ovom slučaju, cijena električne energije za domaćinstva u Podgorici je niža od prosjeka 24 glavna grada u Evropi.

⁵¹ Izvor podataka: E-Control, MEKH i VaasaETT. Za izračunavanje cijena električne energije iz navedenog izvora koristi se posebna metodologija, kako bi cijene u različitim gradovima bile uporedive. Stoga se tako izračunate cijene razlikuju od cijena iz potpoglavlja 4.3.1 ovog izvještaja.



Grafik 4.3.3 Prosječne cijene električne energije po paritetu kupovne moći za domaćinstva u glavnim gradovima evropskih država u decembru 2024. godine

4.3.3 Zaštita potrošača

Zakon o energetici u članu 4 određuje šta predstavlja javni interes u obavljanju energetske djelatnosti, i utvrđuje da se u obavljanju energetske djelatnosti treba da ostvari, između ostalih, i princip zaštite krajnjih kupaca električne energije.

U članu 8 Zakona o energetici koji uređuje ciljeve energetskog razvoja, kojima treba da se ostvari energetska politika Crne Gore, utvrđuje se da je jedan od tih ciljeva zaštita krajnjih kupaca energije. Zaštita krajnjih kupaca u kontekstu navedenog člana 4 i člana 8 Zakona o energetici vezana je za ostale Zakonom utvrđene principe, odnosno ciljeve: obezbjeđenje neprekidnog, sigurnog i kvalitetnog snabdijevanja energijom, obezbjeđenje održive i efikasne proizvodnje i korišćenja energije; povećanje proizvodnje i/ili korišćenja energije iz obnovljivih izvora i visokoeffikasne kogeneracije; obezbjeđenje konkurencije na tržištu; održavanje stabilnih uslova poslovanja i podsticanja javnog, privatnog i javno-privatnog ulaganja i poslovanja u oblasti energetike; razvoj tržišta energije i njegovog povezivanja sa regionalnim i unutrašnjim tržištem Evropske unije; postizanja propisanog nivoa kvaliteta snabdijevanja električnom energijom; stvaranja uslova za investiranje u energetiku; jer samo na taj način kupac energije može biti zaštićen u punom kapacitetu.

Iz navedenog se može zaključiti, da zaštitom krajnjih kupaca u širem značenju mogu smatrati sve koristi koje krajnji kupac treba da ima od razvoja energetskog sektora, otvaranja tržišta i postizanja dugoročne sigurnosti snabdijevanja električnom energijom.

U užem značenju zaštitu krajnjih kupaca treba da obezbijedi Snabdjevač koji kupce snabdijeva, drugi energetske subjekti koji obavljaju djelatnost od javnog interesa ili kao javnu uslugu, kroz svoje postupanje i izvršavanje obaveza prema kupcima koje Zakon o energetici propisuje, kao i REGAGEN kroz postupke rješavanja žalbi u slučajevima utvrđenim Zakonom, kao i u sprovođenju nadzora nad radom snabdjevača.

Snabdijevanje električnom energijom može da vrši snabdjevač na osnovu licence i ugovora o snabdijevanju. Elektroprivreda Crne Gore AD Nikšić (EPCG) je jedini aktivni snabdjevač koji snabdijeva električnom energijom kupce u Crnoj Gori. EPCG je nakon stupanja na snagu Zakona o energetici (januar 2016. godine) nastavila da snabdijeva sve kupce koje je snabijevala kao javni snabdjevač. EPCG je u 2024. godini vršila i funkciju snabdjevača posljednjeg izbora i ranjivih kupaca po osnovu Ugovora o povjeravanju poslova snabdijevanja posljednjeg izbora i ranjivih kupaca koji je zaključen između Vlade CG i EPCG za period za 2023-2025. godinu. U tom svojstvu EPCG je u 2024. godini vršila snabdijevanje isključivo ranjivih kupaca koji su zdravstveno i socijalno ugroženi, što znači da nije bilo zahtjeva drugih kupaca koji bi izabrali ovaj model snabdijevanja ili kupaca koji su ostali bez snabdijevanja.

Zakonom o energetici propisane su obaveze snabdjevača u odnosu na krajnje kupce električne energije, kao i prava krajnjih kupaca prema snabdjevaču. Normativna razrada odredaba Zakona o energetici koje se odnose na zaštitu krajnjih kupaca sadržana je u Opštim uslovima za snabdijevanje električnom energijom („Službeni list CG“, broj 70/16), Pravilima o promjeni snabdjevača krajnjih kupaca električne energije („Službeni list CG“, broj 50/16), Pravilima o minimumu kvaliteta, Pravilima za funkcionisanje snabdjevača poslednjeg izbora i ranjivih kupaca („Službeni list CG“, broj 83/16) i Metodologiji za utvrđivanje cijena koje primjenjuje snabdjevač poslednjeg izbora i ranjivih kupaca („Službeni list CG“, broj 83/16).

U skladu sa Zakonom o energetici, kupci, odnosno budući kupci električne energije imaju pravo na priključenje na mrežu, na izbor i promjenu snabdjevača, pristup podacima o sopstvenoj potrošnji, otklanjanje tehničkih ili drugih smetnji u isporuci električne energije, kao i obezbjeđivanje potrebnog kvaliteta isporuke električne energije. Pored toga, navedenim zakonom je propisana i obaveza informisanja kupca, koja podrazumijeva obavezu snabdjevača da na svojoj internet stranici objavi cijene koje primjenjuje najmanje 15 dana prije početka snabdijevanja, promjene cijena i naknada; da ih obavijesti o mogućnosti raskida ugovora ako ne prihvataju promjenu cijene; kao i da ih jednom godišnje informiše o njihovim pravima, uključujući i informacije za podnošenje i rješavanje prigovora.

Zaštita ranjivih kupaca, kao posebne kategorije kupaca, koji su zdravstveno i/ili socijalno ugroženi, podrazumijeva:

- zabranu obustave snabdijevanja električnom energijom domaćinstava u kojima žive lica sa invaliditetom, sa posebnim potrebama ili lošeg zdravstvenog stanja kod kojih može nastupiti ugroženost života ili zdravlja zbog ograničenja ili obustave snabdijevanja, i
- zabranu obustave snabdijevanja električnom energijom domaćinstava u kojima žive lica u stanju socijalne potrebe utvrđene od nadležne javne ustanove, odnosno organa državne uprave

nadležnog za poslove socijalnog staranja, od početka oktobra do kraja aprila, bez obzira na eventualne neizmirene obaveze po osnovu utrošene električne energije.

Bliži kriterijumi za određivanje ranjivih kupaca električne energije, visina subvencije za ranjive kupce koji su zdravstveno i socijalno ugroženi, kao i granica mjesečne potrošnje električne energije za koju se može ostvariti pravo na subvenciju, propisani su Uredbom o snabdijevanju ranjivih kupaca električne energije („Službeni list CG”, broj 81/18).

U decembru 2024. godine, prema podacima EPCG, bilo je 295 ranjivih kupca i njima su računi u skladu sa navedenom uredbom subvencionirani u visini od 50%.

Pored toga, u 2024. godini subvencioniranje računa je vršeno u skladu sa Zaključcima Vlade, broj 08-128/24-419/2 od 29.01.2024. godine, odnosno na osnovu Uputstva o postupku i načinu sprovođenja programa subvencioniranja računa za električnu energiju za period od 1.01.2024. godine do 31.12.2024. godine, broj 01-128/24-484/2 koje je utvrdilo Ministarstvo rada i socijalnog staranja. U skladu sa navedenim uputstvom pravo na subvencioniranje računa imali su korisnici: materijalnog obezbjeđenja, dodatka za njegu i pomoć, lične invalidnine, prava na porodični smještaj ili porodični smještaj-hraniteljstvo, u skladu sa Zakonom o socijalnoj i dječijoj zaštiti i novčane naknade materijalnog obezbjeđenja boraca, u skladu sa propisima iz boračko invalidske zaštite.

Takođe, u skladu sa navedenim uputstvom, pravo na subvencije računa su imala i:

- nezaposlena lica kojima je utvrđen status invalida rada II, odnosno III kategorije, u skladu sa propisima iz penzijskog i invalidskog osiguranja, ukoliko njihov lični prihod ne prelazi najniži iznos privremene naknade,
- nezaposlena lica ometena u razvoju koja su razvrstana u određenu kategoriju i stepen ometenosti, u skladu sa posebnim zakonom, a završila su obrazovanje u specijalnoj školi, odnosno redovno obrazovanje, i
- nezaposlena lica koja su završila obrazovanje, uz prilagođeno izvođenje obrazovnog programa i pružanje dodatne stručne pomoći ili posebnom obrazovnom, odnosno vaspitnom programu, u skladu sa posebnim zakonom.

Korisnici materijalnog obezbjeđenja, korisnici prava na porodični smještaj ili porodični smještaj-hraniteljstvo i korisnici novčane naknade materijalnog obezbjeđenja boraca, u skladu sa navedenim Uputstvom, imali su pravo na popust od 40% za iznos računa do 60 €, a za iznose veće od 60 € umanjeње računa za 24 €, dok su ostale grupe kupaca imale popust od 30% za iznos računa do 60 €, a za račune veće od 60 € umanjeње za 18 €. Prema podacima EPCG, subvenciju računa od 30% u decembru 2024. godine ostvarilo je 23.149 kupaca, dok je 3.318 kupaca ostvarilo pravo na subvenciju računa od 40%.

Pored navedenog, veoma važnu ulogu u zaštiti prava potrošača snabdjevač ostvaruje kroz odlučivanje po prigovorima po osnovu neispunjavanja minimuma kvaliteta snabdijevanja električnom energijom i drugim prigovorima koji se odnose na snabdijevanje električnom energijom. Prema podacima EPCG, u 2024. godini snabdjevaču je podnijeto ukupno 6.134 prigovora, od kojih je 4.325 odbijeno, a 1.505 usvojeno, dok je rješavanje 304 prenijeto u 2025. godinu.

Podaci o podnijetim i riješenim prigovorima u 2024. godini su prikazani u Tabeli 4.3.3. i to: po vrsti, broju i načinu njihovog rješavanja.

Tabela 4.3.3 Podaci o podnijetim prigovorima u 2024. godini

Vrsta prigovora	Ukupan broj	Usvojeni	Odbijeni
Prigovor na upozorenje o obustavi snabdijevanja	31	3	28
Prigovor zbog obustave isporuke električne energije	4	3	1
Prigovor po osnovu neispunjavanja minimuma kvaliteta, isporuke i snabdijevanja električnom energijom	6	0	6
Prigovor na visinu računa (provjera mjernih veličina, kontrola ispravnosti brojila)	4485	1457	2765
Prigovori u drugim slučajevima u vezi snabdijevanja električnom energijom	1608	42	1525

Prema podacima EPCG, zbog neizvršavanja obaveza utvrđenih računom za utrošenu električnu energiju, u 2024. godini je bila obustavljena isporuka električne energije kod 15.466 kupaca (Izvještaj EPCG o broju kupaca kojima je obustavljeno snabdijevanje u toku 2024. godine). Od toga broja 12.699 su bili kupci iz kategorije domaćinstva.

U pogledu ispunjavanja zakonske obaveze, koja podrazumijeva izradu programa mjera pomoći krajnjim kupcima u izvršavanju dospjelih ugovornih obaveza radi sprečavanja obustave snabdijevanja, EPCG je obezbijedila popust za redovno plaćanje računa za utrošenu električnu energiju, mogućnost zaključivanja sporazuma o izvršavanju obaveza za utrošenu električnu energiju, na rate, kao i prekid obračuna kamata za kupce sa zaključenim sporazumom za izvršavanje obaveza za utrošenu električnu energiju. Uz to, kupcima je obezbijeđeno i besplatno pružanje servisnih informacija.

U 2024. godini zaključeno je ukupno 10.167 sporazuma o izvršavanju obaveza za utrošenu električnu energiju na rate od čega 9.601 sporazum sa kupcima iz kategorije „domaćinstava“, a 566 sa ostalim distributivnim kupcima. Za vrijeme trajanja akcije „Podijelimo teret“, zaključeno je 7.007 sporazuma, prema podacima EPCG, od čega su 4.791 bili kupci koji su produžili ranije utvrđeni način izvršavanja obaveza, dok je 2.216 novih kupaca. To omogućava kupcima iz kategorije „domaćinstva“ otplatu prethodnog duga ili dijela duga u jednakim mjesečnim ratama, u iznosu od po 20 eura i izuzeće od prinudnih metoda naplate dok se poštuje sporazum. Sporazum pod navedenim uslovima mogli su zaključiti i kupci kojima je bila obustavljena isporuka električne energije (isključeni sa distributivne mreže), kao i domaćinstva koja su prije početka akcije potpisali ugovore o izmirenju duga. Kupcima, koji su blagovremeno izmirivali obaveze po navedenom sporazumu, EPCG nije obračunavala zateznu kamatu na dug.

U 2024. godini zaključena su i 73 Sporazuma o izvršavanju obaveza za utrošenu električnu energiju sa kupcima iz kategorije „ostala potrošnja“, pri čemu je kod ovih kupaca maksimalan broj rata 30 i minimalna mjesečna rata 50 eura. U zavisnosti od visine duga, kupcima iz privrede je ponuđeno više opcija za otplatu duga počev od četvrtine duga (25%), trećine (33%) i polovine (50%) do ukupnog iznosa duga (100%).

U 2024. godini raskinuto je ukupno 6.100 sporazuma o izvršavanju obaveza za utrošenu električnu energiju na rate, od čega 2.021 sporazuma, koji su zaključeni u periodu 2024. godini.

U decembru 2024. godine je bilo ukupno 14.819 sporazuma o izvršavanju obaveza za utrošenu električnu energiju na rate, što obuhvata i sporazume koji su zaključeni prije 2024. godine.

U cilju stimulisanja redovnog izmirenja računa za utrošenu električnu energiju, EPCG je kupcima iz kategorije domaćinstva, koji redovno izmiruju račune za utrošenu električnu energiju, a čija je potrošnja niža od 500 kWh, u 2024. godine obračunavala popust na stavke aktivne energije i mrežnih usluga, i to: u visini od 18,5% domaćinstvima - članovima „Zlatnog tima“ tj. kupcima koji su u kontinuitetu svakog mjeseca izmirivali svoje obaveze, a 10,5% kupcima koji su izmirivali svoja dugovanja do kraja mjeseca. Kupcima iz kategorije domaćinstva koji redovno izmiruju obaveze, a čija je potrošnja preko 500 kWh obračuvat je popust od 5,5%.

U cilju smanjenja aerozagađenja, EPCG je kupcima iz Pljevalja, koji pripadaju kategoriji domaćinstva, u januaru, februaru i martu 2024. godine, obračunala popust 20 % na stavku aktivne energije.

Informisanje kupaca u 2024. godini vršeno je putem besplatne info linije - 19100, internet stranice i Facebook stranice EPCG-a.

Na osnovu člana 56 stav 1 Zakona o energetici, REGAGEN-u su u izvještajnom periodu podnijete 3 (tri) žalbe, i to dvije zbog obustave isporuke električne energije i jedna po osnovu neispunjavanja minimuma kvaliteta snabdijevanja električnom energijom, pri čemu su dvije žalbe usvojene i predmeti vraćeni na ponovni postupak i odlučivanje prvostepenom organu, dok je jedna žalba odbijena kao neosnovana.

U skladu sa Zakonom o energetici i Pravilima o minimumu kvaliteta, kupac ima pravo na finansijsku kompenzaciju ukoliko se utvrdi povreda propisanog kvaliteta usluge elektroenergetske kompanije - operatora prenosnog sistema, operatora distributivnog sistema ili snabdijevača. Ovo pravo kupac može ostvariti ako u roku od 30 dana od događaja koji je za posljedicu imao neispunjenost minimuma kvaliteta, podnese snabdjevaču prigovor po osnovu neispunjavanja minimuma kvaliteta, koji je snabdijevač dužan da riješi u roku od 15 dana.

Prema podacima EPCG, po navedenom osnovu, u 2024. godini podnijeto je 6 prigovora, i svi su odbijeni.

U 2024. godini Agenciji su dostavljena i 34 podnesaka, kojima se uglavnom osporava visina računa za utrošenu električnu energiju, odnosno postojanje duga i obračun zatezne kamate na računima za utrošenu električnu energiju vezano za taj dug, kao i obračun neovlašćeno preuzete električne

energije. Ove podneske Agencija je u skladu sa Zakonom o upravnom postupku prosljeđivala nadležnom organu na postupanje ili je donosila rješenja o odbijanju istih, zbog nenadležnosti.

U skladu sa Zakonom o zaštiti potrošača ("Službeni list CG", br. 02/14, 06/14, 43/15, 70/17, 67/19, 146/21 i 84/24) i Odlukom o utvrđivanju liste organa nadležnih za inspekcijski nadzor nad sprovođenjem zakona koji sadrže odredbe o zaštiti potrošača („Službeni list CG“, broj 53/21), u 2024. godini, u Centralnom informacionom sistemu za zaštitu potrošača – CISZP, unošeni su i podaci koji se odnose na žalbe kupaca električne energije (potrošača) i podaci o odlukama Agencije donijetim po žalbama.

REZIME:

Tokom 2024. godine trgovina električnom energijom na crnogorskom veleprodajnom tržištu se odvijala na bilateralnoj osnovi, kao i na organizovanom tržištu, tj. na dugoročnom berzanskom tržištu i dan-unaprijed tržištu električne energije.

Na berzanskom tržištu električne energije, na kraju 2024. godine, bilo je registrovano 29 učesnika, čija sjedišta se nalaze u 14 zemalja. Na dugoročnom berzanskom tržištu električne energije, kojim upravlja BELEN, vrši se trgovina električnom energijom za period koji nije kraći od sedam dana. Tokom 2024. godine na ovom tržištu vršena je samo nabavka električne energije za pokrivanje gubitaka u sistemu od strane CGES-a i CEDIS-a. Prosječna ponderisana cijena električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu u 2024. godini iznosila je 125,90 €/MWh i bila je niža za 10,58% u odnosu na 2023. godinu. Prosječna ponderisana cijena električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu u 2024. godini iznosila je 100,59 €/MWh i bila je niža za 18,93% u odnosu na cijenu u 2023. godini.

Pored dugoročnog berzanskog tržišta, tokom 2024. godine, trgovina električnom energijom se odvijala i na dan-unaprijed tržištu, koje je uspostavljeno 26. aprila 2023. godine. Ukupna količina električne energije kojom je trgovano na dan-unaprijed tržištu u 2024. godini iznosila je 343.403,5 MWh, dok je prosječna dnevna količina iznosila 938,3 MWh.

Postojanje dan-unaprijed tržišta je pretpostavka za integraciju crnogorskog tržišta u jedinstveno evropsko tržište električne energije, a integracija tržišta je jedan od uslova za dobijanje izuzeća od primjene CBAM-a do 2030. godine.

U 2024. godini, količina električne energije koja je ušla u prenosni sistem Crne Gore, prema podacima CGES-a, iznosila je 5.952.833 MWh, što je duplo više nego 2018. godine i za 48% više nego 2008. godine, dok je energija koja je izašla iz crnogorskog sistema iznosila 6.108.123 MWh, što je duplo više nego 2018. godine i četiri puta više nego 2008. godine. Tranzit preko crnogorskog elektroprenosnog sistema iznosio je 5.410.220 MWh u 2024. godini, što je duplo više nego u 2018. godini i tri i po puta više nego 2008. godine.

U narednom periodu očekuje se i uspostavljanje unutar dnevnog tržišta električne energije, a dalji razvoj crnogorskog tržišta umnogome će determinisati procesi njegovog povezivanja sa jedinstvenim evropskim tržištem električne energije (SDAC i SIDC), koje će primarno sprovoditi CGES, BELEN i Agencija. U 2024. godini ključna aktivnost Agencije je bila učešće u pripremi novog zakonskog okvira kojim će se u potpunosti transponovati paket evropskih propisa kojima se uređuje povezivanje tržišta električne energije – „Paket za integraciju tržišta električne energije“.

Vlada Crne Gore je 12. marta 2024. godine donijela Zaključke, broj 08-302/24-1195/2, kojima je usvojena informacija Ministarstva energetike i rudarstva i izvršeno opredjeljenje da se povezivanje crnogorskog dan-unaprijed tržišta sa jedinstvenim evropskim dan-unaprijed tržištem (SDAC) započne povezivanjem crnogorskog i italijanskog tržišta.

Prema informacijama dobijenim sa relevantnih evropskih adresa, za sprovođenje svih pripremnih aktivnosti za povezivanje crnogorskog dan-unaprijed tržišta sa jedinstvenim evropskim tržištem potrebno je 18 mjeseci od podnošenja zahtjeva za povezivanje. Navedeni zahtjev se može podnijeti tek nakon transponovanja Paketa za integraciju tržišta električne energije i potvrde o tome od strane Evropske komisije i Sekretarijata Energetske zajednice, te usvajanja Plana za integraciju u funkcije operatora tržišnog povezivanja od strane ACER-a. U martu 2025. godine, Skupština Crne Gore donijela Zakon o eneregtici („Službeni list Crne Gore“, broj 28/25), kojim je transponovala Direktivu 2019/944 iz Paketa za integraciju tržišta električne energije. Međutim, kako bi se transponovao i ostatak ovog paketa potrebno je donijeti zakon kojim se uređuje prekogranična razmjena električne energije i prirodnog gasa u što kraćem roku. Pitanje uticaja CBAM-a, za koji je planirano da počne da se primjenjuje od 2026. godine, na izvoz električne energije iz Crne Gore u EU i mogućnost dobijanja izuzeća nakon početka njegove primjene ostaje otvoreno.

Takođe, Vlada Crne Gore je, na predlog Ministarstva energetike i rudarstva, uz prethodno mišljenje Agencije, na sjednici održanoj 30. maja 2024. godine, donijela Odluku kojom je BELEN imenovan za NEMO-a.

Paralelno sa opisanim aktivnostima, u 2024. godini su sprovedene aktivnosti na operacionalizaciji IT-ME regiona za proračun kapaciteta (CCR), i to: formirana su radna tijela koja čine predstavnici regulatornih tijela i operatora prenosnih sistema Crne Gore i Italije (predstavnici NEMO-a učestvuju po potrebi) zadužena primarno za pripremu i usaglašavanje nacрта uslova i metodologija iz CACM Regulative (TCMs - terms and conditions or methodologies), koja se sastaju na dvonedeljnoj osnovi; i potpisan je Memorandum o saradnji između crnogorskog (REGAGEN) i italijanskog (ARERA) regulatornog tijela.

Kada je riječ o maloprodajnom tržištu električne energije, u 2024. godini je šest subjekata posjedovalo licencu za snabdijevanje električnom energijom, a EPCG je bila i dalje jedini aktivni snabdjevač. U izvještajnoj godini su prestala da važe Zakonom o energetici propisana ograničenja povećanja cijena električne energije za domaćinstva i male kupce koji ne pripadaju kategoriji domaćinstva, pa je, s tim u vezi, EPCG imala pravo da cijene električne energije za krajnje kupce formira potpuno slobodno. EPCG je odlučila da u 2024. godini zadrži iste cijene električne energije za snabdijevanje kupaca priključenih na prenosni sistem i kupaca priključenih na distributivni sistem kao u 2023. godini.

Prosječna cijena električne energije za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem u Crnoj Gori u 2024. godini iznosila je 10,04 €/kWh, uključujući sve takse i PDV, dok je prosječna cijena električne energije u zemljama EU bila 28,72 €/kWh. I kada se uzme u obzir paritet kupovne moći, dolazi se do istog zaključka - da je cijena električne energije za domaćinstva u Crnoj Gori u izvještajnoj godini bila ispod prosjeka u EU.

U decembru 2024. godine bilo je 295 ranjivih kupca i oni su, u skladu sa Uredbom o snabdijevanju ranjivih kupaca električne energije, ostvarivali pravo na subvenciju u visini od 50% mjesečnog računa za utrošenu električnu energiju za potrošnju do 600 kWh. Takođe, u izvještajnoj godini korisnici materijalnog obezbjeđenja, korisnici prava na porodični smještaj ili porodični smještaj/hraniteljstvo i korisnici novčane naknade materijalnog obezbjeđenja boraca imali su pravo na subvencije računa u iznosu od 30% i 40% za iznos računa do 60 €, dok je za račune veće od 60€ umanjenje bilo 18 € za kupce koji su imali pravo na subvencije računa u iznosu od 30%, a 24 € za kupce koji su imali pravo na subvencije računa u iznosu od 40%.

U cilju stimulisanja redovnog izmirenja računa za utrošenu električnu energiju, EPCG je u 2024. godini kupcima iz kategorije domaćinstva, čija je potrošnja ispod 500 kWh, obračunavala popust na stavke aktivne energije i mrežne usluge, i to: u visini od 18,5% domaćinstvima - članovima „Zlatnog tima“ tj. kupcima koji su u kontinuitetu svakog mjeseca u godini izmirivali svoje obaveze, i 10,5% domaćinstvima – ostali redovni kupci koji su izmirivali svoja dugovanja do kraja mjeseca, dok je kupcima iz kategorije domaćinstva koji redovno izmiruju obaveze, a čija je potrošnja preko 500 kWh obračunat popust od 5,5%.

U izvještajnoj godini, zaključeno je ukupno 10.617 sporazuma o izvršavanju obaveza za utrošenu električnu energiju na rate, od čega 7.007 sporazuma za vrijeme trajanja akcije „Podijelimo teret“.

5. FINANSIJSKO POSLOVANJE ENERGETSKIH SUBJEKATA

5. FINANSIJSKO POSLOVANJE ENERGETSKIH SUBJEKATA

5.1 Elektroenergetski sektor

Reforma elektroenergetskog sektora je započeta osnivanjem nezavisnog regulatornog tijela i razdvajanjem djelatnosti koje predstavljaju prirodne monopole, od tržišnih djelatnosti. Cilj reforme je bio da se kroz razdvajanje ovih djelatnosti obezbijede najbolji rezultati sektora kao cjeline. Djelatnosti u kojima je moguće ostvariti bolje rezultate kroz jačanje konkurencije i tržište, su deregulisane (proizvodnja, trgovina i snabdijevanje električnom energijom). Djelatnosti, koje predstavljaju prirodne monopole, su izdvojene iz vertikalno integrisane kompanije i za njih je regulacija postala supstitut za tržište (prenos i distribucija električne energije). Razdvajanjem regulisanih djelatnosti od tržišnih obezbijeđeno je da regulisani subjekti svoje usluge pružaju pod istim uslovima svim kupcima i učesnicima na tržištu (proizvođačima, trgovcima, snabdjevačima). Osnovni cilj ekonomske regulacije je obezbjeđivanje adekvatne dostupnosti usluge ili proizvoda po fer cijenama u djelatnostima u kojima to nije moguće postići kroz univerzalni mehanizam slobodne konkurencije.

Reforme i razvoj energetskog sektora u Crnoj Gori se vode po uzoru na iskustva evropskih zemalja oslikana u legislativi EU. Reforme energetskog sektora se ne smiju posmatrati samo kao obaveza koja proističe iz procesa evropskih integracija, već kao proces koji doprinosi boljem funkcionisanju elektroenergetskog sistema, povećanju prekogranične razmjene energije, povećanju sigurnosti snabdijevanja, razvoju konkurencije, i, u krajnjem, poboljšanju kvaliteta usluga koje energetski subjekti pružaju kupcima.

U elektroenergetskom sektoru Crne Gore posluju subjekti koji se bave energetskim djelatnostima koje su regulisane i subjekti koji se bave tržišnim energetskim djelatnostima. Regulisane energetske djelatnosti se obavljaju na osnovu licenci koje izdaje Agencija i one obuhvataju:

- prenos električne energije, koji obavlja CGES;
- distribuciju električne energije, koju obavlja CEDIS; i
- organizovanje i upravljanje tržištem električne energije, koje obavlja COTEE;

Saglasno zakonskim ovlašćenjima, finansijsko poslovanje regulisanih energetskih subjekata prati Agencija. Detaljna analiza njihovog poslovanja data je u potpoglavlju 5.1.1. ovog izvještaja.

U tržišne energetske djelatnosti spadaju trgovina, proizvodnja i snabdijevanje električnom energijom. Za djelatnosti proizvodnje i snabdijevanja neophodno je posjedovati licencu izdatu od strane Agencije, dok za trgovinu električnom energijom to nije slučaj. Na ovaj način olakšano je obavljanje trgovine u cilju razvoja veleprodajnog tržišta električne energije, pa se ovom djelatnošću u Crnoj Gori bave i brojne inostrane kompanije, koje nijesu registrovane u crnogorskom Centralnom registru privrednih subjekata.

Agencija nema nadležnost praćenja finansijskog poslovanja kompanija koje se bave tržišnim energetskim djelatnostima, pa je u potpoglavlju 5.1.2. ovog izvještaja dat samo pregled ostvarenih

rezultata poslovanja nereguliranih subjekata koji se bave licenciranim djelatnostima proizvodnje i snabdijevanja električnom energijom.

S obzirom na opisanu podjelu energetske djelatnosti, u nastavku ovog izvještaja je dat pregled finansijskog poslovanja subjekata u elektroenergetskom sektoru upravo prema toj podjeli – regulisani i neregulirani energetski subjekti.

5.1.1 Finansijsko poslovanje reguliranih elektroenergetskih subjekata

Agencija prema svojim zakonskim ovlaštenjima prati i analizira poslovanje energetske subjekata, koji obavljaju regulisane djelatnosti za koje se utvrđuju cijene ili naknade, a to su: CGES, CEDIS i COTTE. Agencija utvrđuje regulatorno dozvoljeni prihod, cijene i naknade za usluge koje pružaju navedeni subjekti, vodeći se principima obezbjeđenja održivosti poslovanja reguliranih subjekata i ravnoteže interesa reguliranih subjekata i korisnika njihovih usluga.

Ciljevi regulacije u proteklom periodu bili su obezbjeđenje podsticaja za povećanje ekonomske efikasnosti i podsticaja za investiranje u prenosni i distributivni sistem, kako bi se osigurala adekvatnost sistema koji može da odgovori potrebama korisnika, uz što je moguće manje operativne troškove. Da li će se postavljeni ciljevi ostvariti ili ne, u konačnom opredjeljuju poslovne odluke reguliranih kompanija.

Agencija je krajem 2022. godine, *Odlukom o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije za period 01.01.2023 - 31.12.2025. godina ("Službeni list CG", broj 131/22)*, CGES-u utvrdila regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuje u cijene za 2024. godinu, u iznosu od 23.325.626,99 €.

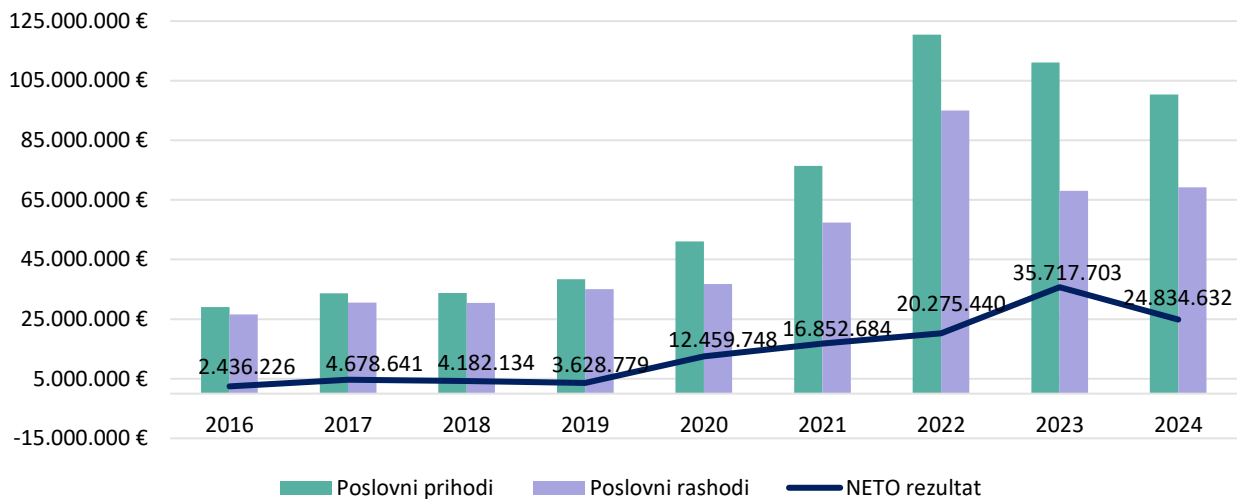
Takođe, Agencija je, *Odlukom o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i naknade za rad operatora tržišta električne energije za period 01.01.2023 - 31.12.2025. godina ("Službeni list CG", broj 131/22)*, utvrdila regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuje u naknade za rad COTEE-a za 2024. godinu, u iznosu od 850.316,15 €.

Agencija je krajem 2023. godine, *Odlukom o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije za 2024. i 2025. godinu ("Službeni list CG", broj 107/23)*, CEDIS-u utvrdila regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuje u cijene za 2024. godinu, u iznosu od 94.596.553,48 €.

5.1.1.1 Rezultati poslovanja Operatora prenosnog sistema električne energije

Prema podacima objavljenim na portalu Poreske uprave Crne Gore⁵², CGES je u 2024. godini iskazao dobit od 24.834.632 €, koja je za 10.883.071 €, odnosno za 30,47% manja u odnosu na prethodnu godinu. Na grafiku koji slijedi prikazani su poslovni prihodi i rashodi i neto rezultati ovog subjekta, ostvareni u periodu od 2016. godine do 2024. godine.

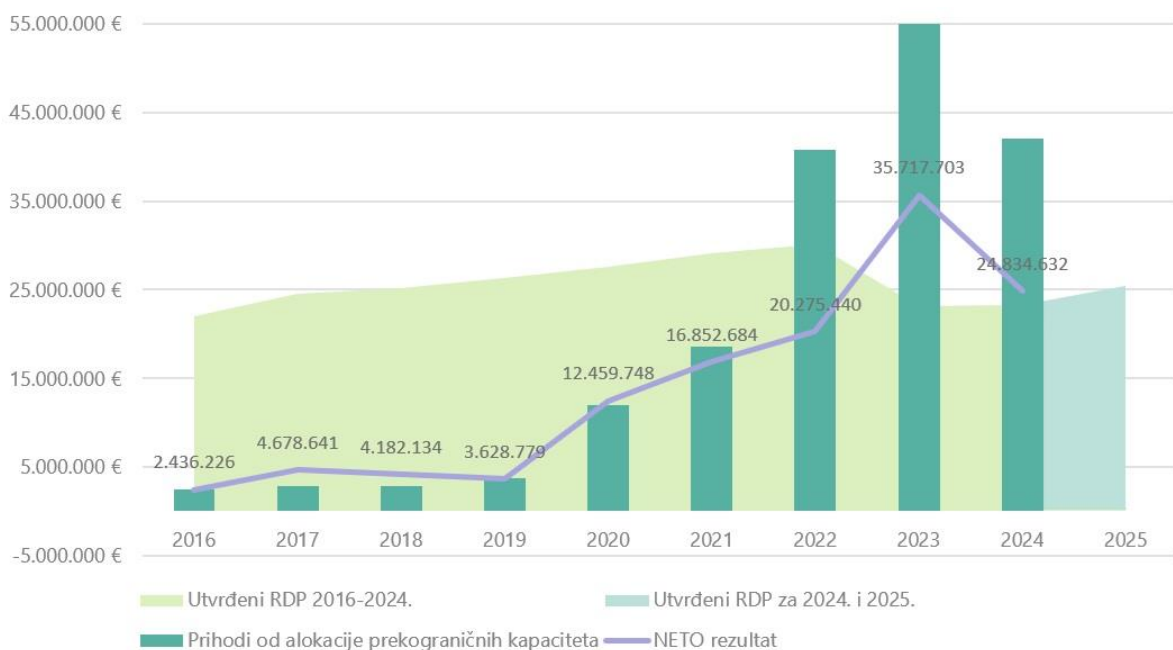
⁵² <https://eprijava.tax.gov.me/TaxisPortal>



Grafik 5.1.1 Rezultat poslovanja CGES-a u periodu od 2016. do 2024. godine

U 2024. godini ostvareni su poslovni prihodi u iznosu od 100.389.680 €, koji su za 10.698.959 €, odnosno za 9,63% manji u odnosu na 2023. godinu, dok su poslovni rashodi iznosili 69.202.900 €, što je veće za 1.121.118 €, odnosno za 1,65% u odnosu na 2023. godinu. U 2024. godini, CGES je ostvario poslovni rezultat od 31.186.780 €, koji je za 11.820.077 €, tj. za 27,48% manji u odnosu na poslovni rezultat iz prethodne godine.

Na grafiku koji slijedi prikazano je kretanje neto rezultata poslovanja i prihoda po osnovi alokacije prekograničnih kapaciteta ostvarenih u periodu od 2016. do 2024. godine, kao i regulatorno dozvoljenog prihoda utvrđenog za period od 2016. godine, zaključno sa 2025. godinom.



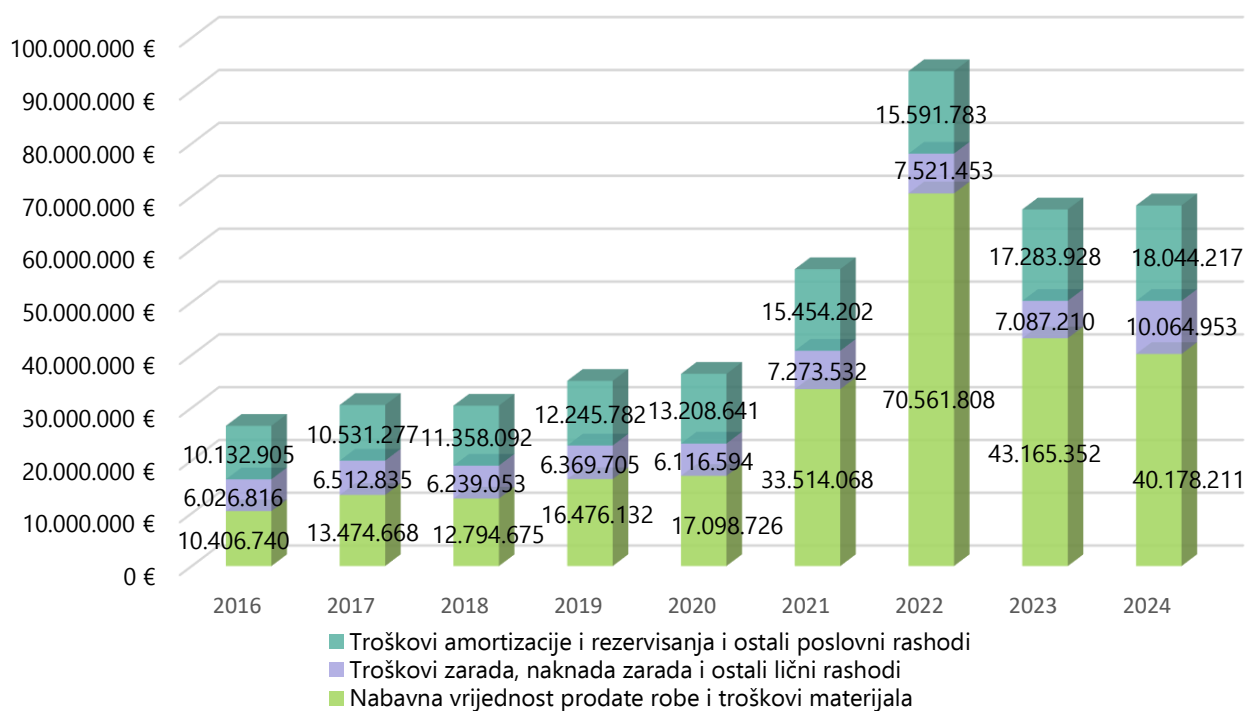
Grafik 5.1.2 Utvrđeni regulatorno dozvoljeni prihod i rezultat poslovanja CGES-a u periodu od 2016. do 2024. godine

Analizirajući devetogodišnji period (2016 – 2024. godina), uviđa se da je CGES od 2016. godine poslovao sa dobitkom, te da od puštanja u rad podmorske interkonekcije između Italije i Crne Gore, krajem 2019. godine, bilježi značajno poboljšanje rezultata poslovanja. Uspješno poslovanje rezultat je dugogodišnjih napora ove kompanije u pogledu investiranja i poboljšanja efikasnosti poslovanja.

Smanjenje profita u 2024. godini u odnosu na 2023. godinu je u najvećoj mjeri bilo posledica smanjenja prihoda od alokacije kapaciteta za 13.831.677 € u odnosu na prethodnu godinu. Naime, u 2024. godini ovi prihodi su iznosili 42.051.443 €, što je značajno manje od 2023. godine kada su prihodi od alokacije kapaciteta iznosili 55.883.120 €.

U skladu sa uspostavljenim regulatornim okvirom, ostali prihodi, koji obuhvataju i prihode od alokacije prekograničnih kapaciteta, utiču na smanjenje regulatorno dozvoljenog prihoda koji se nadoknađuje od korisnika prenosnog sistema (proizvođači električne energije priključeni na prenosni sistem i kupci). Na opisani način, ostali prihodi ostvareni u 2024. godini utićuće pozitivno na cijene za korišćenje sistema u narednom regulatornom periodu.

Na grafiku koji slijedi prikazane su najznačajnije kategorije troškova, koje je CGES ostvario u periodu od 2016. do 2024. godine.



Grafik 5.1.3 Troškovi poslovanja CGES-a u periodu od 2016. do 2024. godine

Troškovi amortizacije, rezervisanja i ostali poslovni rashodi su u 2024. godini bili veći za 760.289 €, odnosno za 4,40% u odnosu na 2023. godinu. Ovi troškovi su veći u odnosu na prethodnu godinu zbog: većeg troška amortizacije po osnovu aktivacije novih sredstava u toku 2023. i 2024. godine; većih troškova ostalih dugoročnih rezervisanja, koja se odnose na rezervisanja za pokrenute sudske sporove; kao i većih troškova po osnovu usluga obezbjeđenja usljed rasta cijena tih usluga.

S druge strane, nabavna vrijednost prodate robe i troškovi materijala su niži za 2.987.141 €, odnosno za 6,92%, u odnosu na 2023. godinu, zbog nižih troškova nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu. Nabavka električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu vršena je putem aukcija koje sprovodi BELEN. Postignuta prosječna ponderisana cijena električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu u 2024. godini je iznosila 125,90 €/MWh, što je niže u odnosu na cijene postignute u 2023. godini (140,80 €/MWh) i 2022. godini (139,87 €/MWh).

Troškovi zarada, naknada zarada i ostalih ličnih rashoda veći za 2.977.743 €, tj. za 42,02% u odnosu na prethodnu godinu. Prema podacima prikazanim u Statističkom aneksu, koji je objavljen uz finansijske iskaze za 2024. godinu na portalu Poreske uprave Crne Gore, broj zaposlenih u 2024. godini je povećan na 341, dok je u 2023. godini iznosio 324. Prosječan broj zaposlenih⁵³ u CGES-u u 2023. godini bio je za osam veći u odnosu na 2022. godinu, dok je broj zaposlenih u 2022. godini bio veći za 16 u odnosu na 2021. godinu, a broj zaposlenih u 2021. godini bio je za dva manji u odnosu na 2020. godinu.⁵⁴ Dakle, prosječan broj zaposlenih u CGES-u u 2024. godini je za 39 veći u odnosu na 2020. godinu, dok su troškovi zarada, naknada zarada i ostali lični rashodi u 2024. godini veći za 3.948.359 € u odnosu na 2020. godinu. Pri sagledavanju rasta navedenih troškova, potrebno je imati u vidu da je 2020. godine donijet *Zakon o izmjenama i dopunama Zakona o energetici ("Službeni list Crne Gore", broj 82/20)*, kojim su uvedene nove obaveze za ovog regulisanog subjekta u pogledu povezivanja crnogorskog tržišta električne energije sa jedinstvenim evropskim tržištem. Po osnovu novih zakonskih obaveza, u postupku utvrđivanja regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije za period 2023-2025. godina, CGES-u su utvrđeni veći troškovi zarada, naknada zarada i ostalih ličnih rashoda, koji odražavaju povećanje broja zaposlenih za 12. S obzirom na to da ovi troškovi pripadaju kategoriji troškova na koje operator može uticati, na koje se u regulatornom smislu primjenjuju podsticaji za poboljšanje efikasnosti, povećanje troškova zarada, naknada zarada i ostalih ličnih rashoda van okvira koje je Agencija utvrdila ne utiče na cijene za korišćenje sistema, tj. njegov teret ne snose korisnici sistema, već CGES.

Analizom troškova poslovanja CGES-a u periodu 2016 – 2024. godina primjećuje se njihov značajan rast u 2021, 2022, 2023. i 2024. godini u odnosu na period 2016 – 2020. godina, što je u najvećoj mjeri bilo uslovljeno rastom troškova nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu, usljed rasta cijena električne energije na veleprodajnom tržištu.

5.1.1.2 Rezultati poslovanja Operatora distributivnog sistema električne energije

Prema podacima objavljenim na portalu Poreske uprave Crne Gore⁵⁵, CEDIS je u 2024. godini ostvario neto dobitak od 519.328 €, što je za 882.429 €, odnosno za 62,95% manje nego prethodne godine. Neraspoređeni gubitak iskazan u bilansu stanja ove kompanije na kraju 2024. godine iznosio

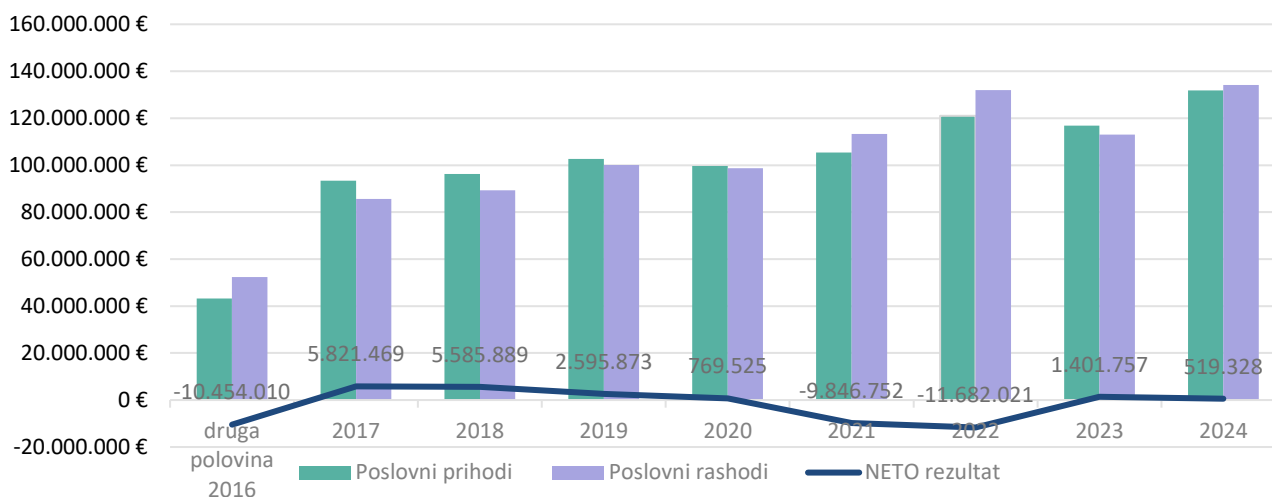
⁵³ Ukupan broj zaposlenih krajem svakog mjeseca podijeljen brojem mjeseci (Izvor: <https://eprijava.tax.gov.me/TaxisPortal>)

⁵⁴ Statistički aneksi CGES-a objavljeni na portalu Poreske uprave Crne Gore: <https://eprijava.tax.gov.me/TaxisPortal>

⁵⁵ <https://eprijava.tax.gov.me/TaxisPortal>

je 23.955.577 €, dok je na kraju 2023. godine iznosio 19.865.036 €. ⁵⁶

Na grafiku koji slijedi prikazani su poslovni prihodi i rashodi i neto rezultati CEDIS-a ostvareni u periodu od 2016. godine do 2024. godine.



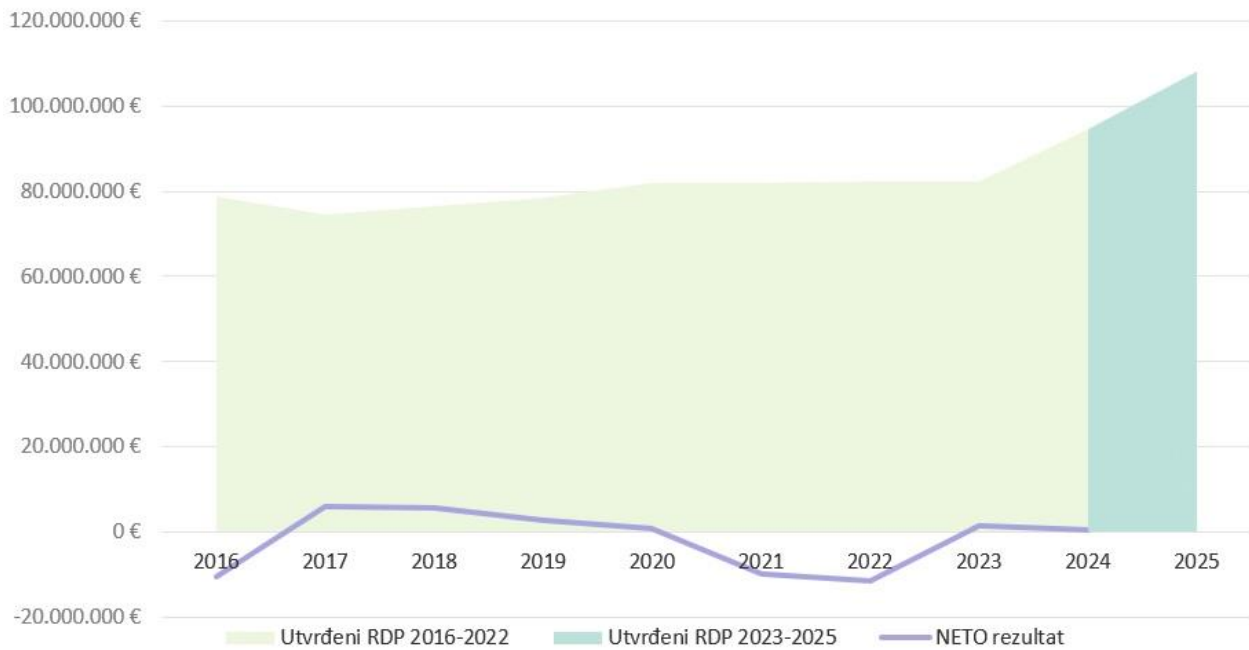
Grafik 5.1.4 Rezultat poslovanja CEDIS-a u periodu od 2016. do 2024. godine

U 2024. godini ostvareni su poslovni prihodi od 131.857.933 €, koji su za 15.055.668 €, odnosno za 12,89% veći u odnosu na 2023. godinu dok su poslovni rashodi ostvareni u iznosu od 134.144.294 € i veći su za 21.060.963 €, odnosno za 18,62% u odnosu na 2023. godinu, što je prikazano na grafiku 5.1.6. Ostvaren je negativan poslovni rezultat u 2024. godini (2.286.361 €), za razliku od 2023. godine kada je poslovni rezultat ove kompanije iznosio 3.718.934 €. U 2024. godini, ostvaren je finansijski rezultat od 354.347 €, tako da je rezultat iz redovnog poslovanja prije oporezivanja iznosio (1.932.014 €), dok su odloženi poreski rashodi i prihodi perioda iznosili 2.451.342 €, pa je godina završena uz neto dobitak od 519.328 €.

Agencija je, *Odlukom o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije za 2024. i 2025. godinu („Službeni list CG”, broj 107/23)*, za 2024. godinu, utvrdila regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuje u cijene za korišćenje sistema od 94.596.553,48 €, što je za 12.210.172 € više od utvrđenog prihoda za 2022. godinu, koji se zbog primjene privremenih cijena prenio i u 2023. godinu. Ostvareni poslovni prihodi CEDIS-a u 2024. godini veći su od utvrđenog regulatorno dozvoljenog prihoda zbog ostvarenih energetske veličina po kojima naplaćuje korišćenje sistema koje su veće od planiranih, korišćenih prilikom utvrđivanja cijena, kao i zbog činjenice da cijene po kojima CEDIS naplaćuje korišćenje sistema odražavaju i utvrđene troškove prenosa koje snose kupci priključeni na distributivni sistem.

Na grafiku koji slijedi prikazano je kretanje neto rezultata CEDIS-a u periodu od 2016. do 2024. godine i regulatorno dozvoljenog prihoda utvrđenog za period od 2016. godine, zaključno sa 2025. godinom.

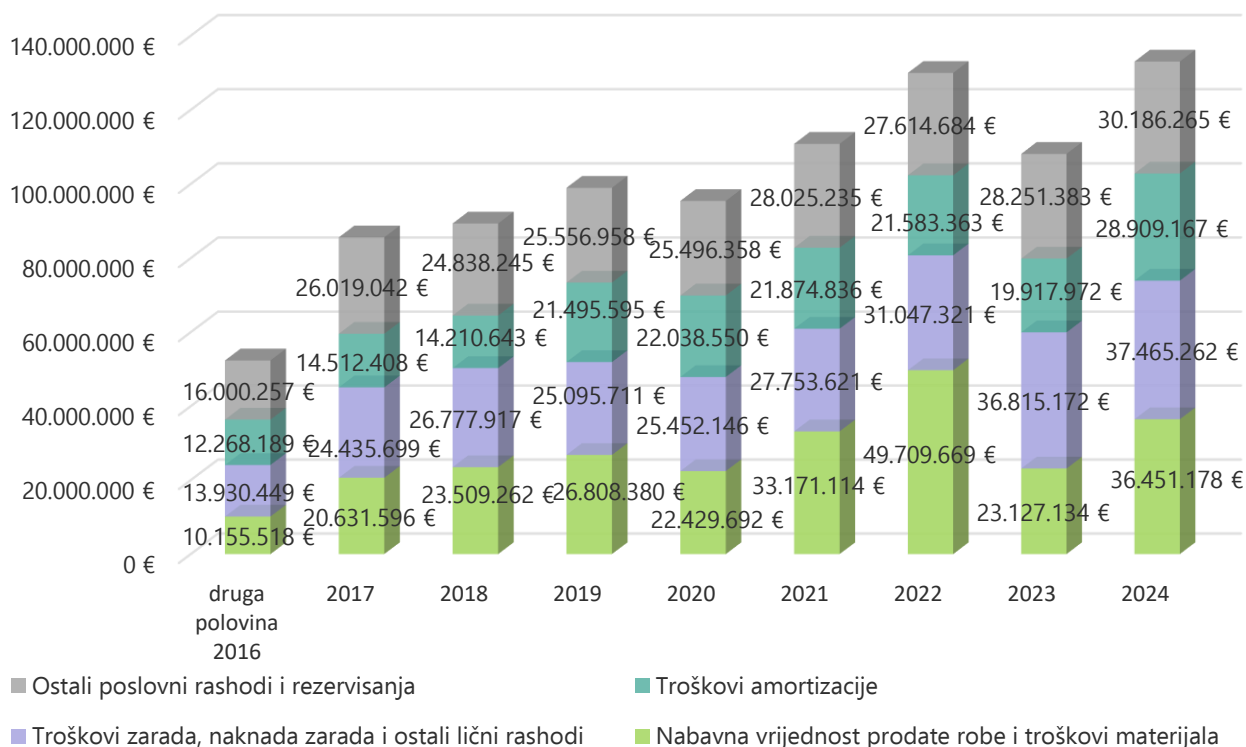
⁵⁶ U napomenama objavljenim uz finansijske iskaze na portalu Poreske uprave Crne Gore, konstatovano je da je, počev od 1. januara 2024. godine, došlo do prve primjene novih/prevedenih standarda, što je rezultiralo u korekcijama neraspoređenog dobitka/gubitka na dan 1. januar 2024. godine.



Grafik 5.1.5 Utvrđeni regulatorno dozvoljeni prihod i rezultat poslovanja CEDIS-a u periodu od 2016. do 2024. godine

Analizirajući devetogodišnji period (2016 – 2024. godina), zaključuje se da je CEDIS poslovao sa gubitkom u godini osnivanja (jul 2016. godine), u 2021. i 2022. godini, dok je sa dobitkom završio 2017, 2018, 2019, 2020, 2023. i 2024. godinu. U posmatranom periodu 2020. godina je bila karakteristična zbog uticaja pandemije COVID-19 na usporavanje ekonomskih aktivnosti, a time i na smanjenje poslovnih prihoda i rashoda CEDIS-a. Naredne dvije godine su bile obilježene ekonomskim oporavkom i rastom poslovnih prihoda, i, istovremeno, rastom poslovnih rashoda usljed rasta troškova nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu (zbog značajnog skoka cijena električne energije na veleprodajnom tržištu) i troškova zarada, naknada zarada i ostalih ličnih rashoda (zbog rasta broja zaposlenih).

Struktura najznačajnijih kategorija ostvarenih rashoda u periodu od 2016. do 2024. godine prikazana je na grafiku koji slijedi.



Grafik 5.1.6 Troškovi poslovanja CEDIS-a u periodu od 2016. do 2024. godine

Podaci prikazani na Grafiku 5.1.6 ukazuju na rast svih navedenih troškova poslovanja u 2024. godini.

Najznačajni rast troškova zabilježen je u okviru kategorije nabavna vrijednost prodane robe i troškovi materijala, koji su u 2024. godini iznosili 36.451.178 €, što je veće za 13.324.044 €, odnosno za 57,61% u odnosu na prethodnu godinu. Do rasta ove kategorije troškova došlo je usljed rasta troškova za nabavku električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu. U 2023. godini ovi troškovi su odražavali cijenu od 52,91 €/MWh, zbog primjene knjižnih odobrenja, dok je cijena po kojoj je nabavljena električna energija za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu u 2024. godini iznosila 100,59 €/MWh.

Troškovi zarada, naknada zarada i ostali lični rashodi su u 2024. godini bili veći za 650.090 €, odnosno za 1,77% u odnosu na prethodnu godinu. Prosječan broj zaposlenih⁵⁷ u CEDIS-u je u 2024. godini iznosio 1.772 zaposlenih, prema podacima iz Statističkog aneksa, objavljenog na portalu Poreske uprave Crne Gore, što je za 51 više u odnosu na 2023. godinu kada je broj zaposlenih iznosio 1.721. Iako u manjoj mjeri, nastavljen je trend zapošljavanja karakterističan za prethodni period. Naime, prosječan broj zaposlenih u CEDIS-u u 2023. godini bio je za 98 veći u odnosu na 2022. godinu, dok je broj zaposlenih u 2022. godini bio veći za 195 u odnosu na 2021. godinu, a broj zaposlenih u 2021. godini bio je za 68 veći u odnosu na 2020. godinu.⁵⁸ Dakle, prosječan broj zaposlenih u CEDIS-u u 2024. godini je za 412 veći u odnosu na 2020. godinu, dok su troškovi zarada, naknada zarada i ostali lični rashodi u 2024. godini veći za 12.013.116 € u odnosu na 2020. godinu. Uzimajući u obzir

⁵⁷ Ukupan broj zaposlenih krajem svakog mjeseca podijeljen brojem mjeseci (Izvor: <https://eprijava.tax.gov.me/TaxisPortal>)

⁵⁸ Statistički aneksi CEDIS-a objavljeni na portalu Poreske uprave Crne Gore: <https://eprijava.tax.gov.me/TaxisPortal>)

dinamiku realizacije investicija ovog subjekta i činjenicu da u proteklom periodu nije bilo izmjena zakonskog okvira kojim bi se obim djelatnosti i način funkcionisanja ovog subjekta promijenio, dovodi se u pitanje opravdanost povećanja broja zaposlenih i, posljedično, rasta troška zarada, kao troška koji se može kontrolisati i koji se kao takav ne pokriva u cjelosti kroz utvrđene cijene za korišćenje distributivnog sistema. Ovakvim poslovnim odlukama se finansijsko poslovanje CEDIS-a dodatno opterećuje, iako je funkcionisanje sistema bilo obezbijeđeno i sa mnogo manjim brojem zaposlenih.

Pored navedenog, troškovi amortizacije su u 2024. godini za 8.991.195 €, odnosno za 45,14% veći u odnosu na prethodnu godinu. CEDIS je izvršio procjenu fer vrijednosti nekretnina, postrojenja i opreme sa stanjem na 31. decembar 2023. godine, kojom je povećana vrijednost imovine i došlo je do povećanja troškova amortizacije. Agencija je u skladu sa svojim zakonskim ovlaštenjima započela postupak kontrole procjene, odnosno utvrđivanja vrijednosti imovine CEDIS-a za regulatorne potrebe, angažovanjem nezavisnog procjenitelja.

Kada je riječ o ostalim poslovnim rashodima i rezervisanjima, ova kategorija je veća za 1.934.882 €, odnosno za 6,85% u odnosu na prethodnu godinu, u najvećoj mjeri zbog rasta troškova za korišćenje prenosne mreže.

5.1.1.3 Rezultati poslovanja Operatora tržišta električne energije

Prema podacima objavljenim na portalu Poreske uprave Crne Gore⁵⁹, COTEE je 2024. godinu završio sa neto dobitkom od 11.216 €.

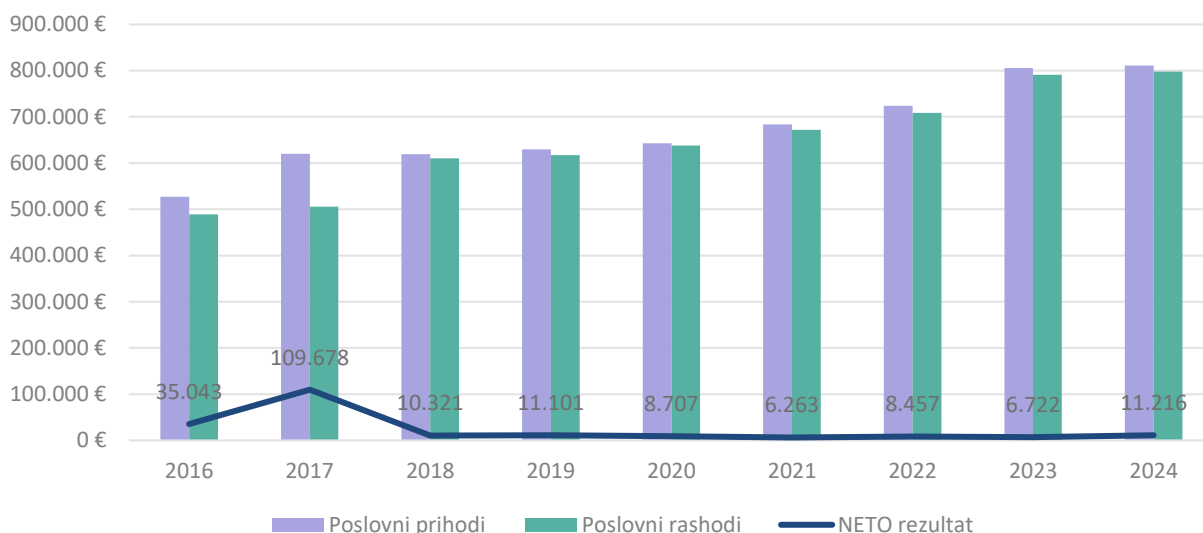
Kao energetska subjekat koji obavlja djelatnost organizovanja i upravljanja tržištem električne energije – izuzev balansnog i berzanskog tržišta, COTEE posluje kao regulisani subjekat izdvojen iz CGES-a počev od 2011. godine. Za razliku od CGES-a i CEDIS-a koji se bave kapitalno-intenzivnim djelatnostima, COTEE se bavi radno-intenzivnom djelatnošću.

Odlukom o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i naknade za rad operatora tržišta električne energije za period 01.01.2023 - 31.12.2025. godina ("Službeni list CG", broj 131/22), COTEE-u je utvrđen regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuje u naknade za 2024. godinu, u iznosu od 850.316,15 €. Regulatorno dozvoljeni prihod, saglasno Zakonu o energetici, pokriva opravdane troškove poslovanja, nabavku osnovnih sredstava, amortizaciju i razumnu dobit.

Sprovedene reforme elektroenergetskog sektora dovele su do razvoja veleprodajnog tržišta električne energije i većeg broja učesnika na tržištu, što je omogućilo izmjene regulatornog okvira kojim se uređuju naknade za rad ovog regulisanog subjekta. Naime, počev od 2020. godine, naknade za rad COTEE-a više ne plaćaju krajnji kupci priključeni na prenosni, distributivni i zatvoreni distributivni sistem, već isključivo učesnici na tržištu – proizvođači, trgovci, snabdjevači i operatori sistema.

Na grafiku koji slijedi prikazani su poslovni prihodi, poslovni rashodi i neto rezultati COTEE-a ostvareni u periodu od 2016. godine do 2024. godine.

⁵⁹ <https://eprijava.tax.gov.me/TaxisPortal>



Grafik 5.1.7 Rezultat poslovanja COTEE-a u periodu od 2016. do 2024. godine

Veći dio rashoda ove kompanije čine troškovi zarada, naknada zarada i ostali lični rashodi. Navedeni troškovi za 19 zaposlenih činili su 70,43% poslovnih rashoda u 2024. godini. Prosječan udio ovih troškova u poslovnim rashodima COTEE-a u periodu od 2016. do 2024. godine iznosio je 74,44%. Troškovi zarada, naknada zarada i ostali lični rashodi u 2024. godini su porasli za 212.019 € u odnosu na 2016. godinu, dok je broj zaposlenih povećan sa 16 na 19.

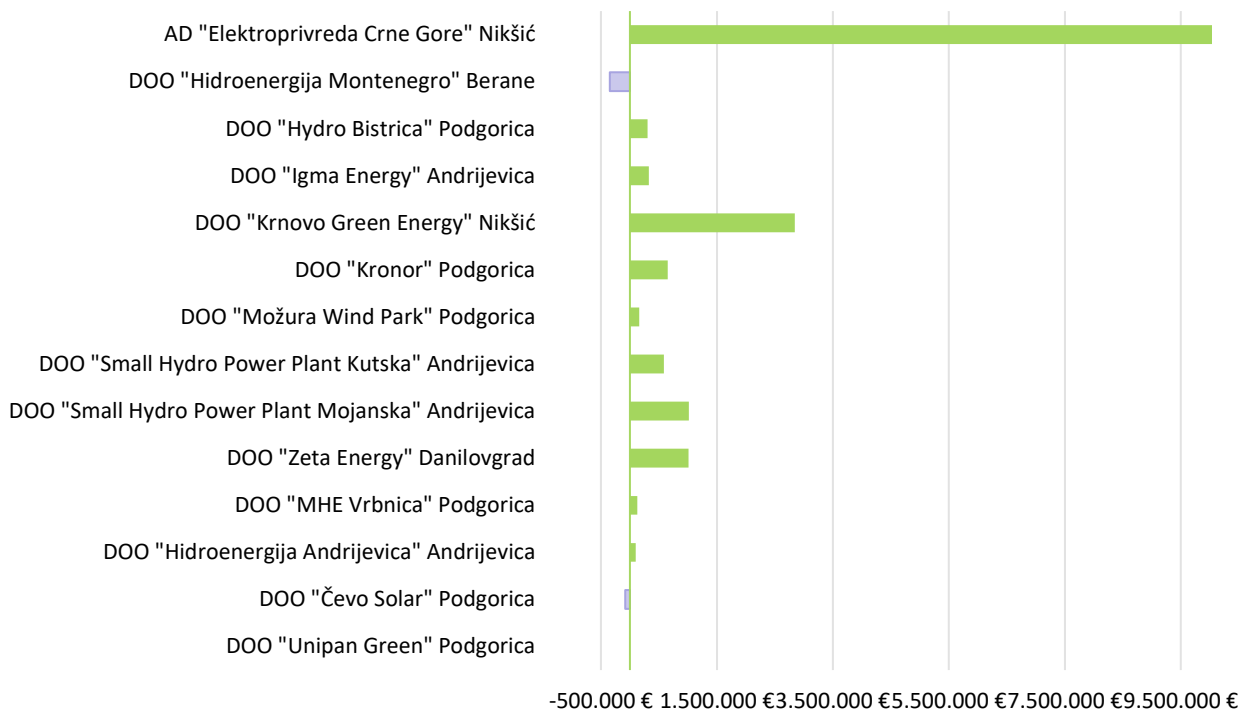
5.1.2 Finansijsko poslovanje neregulisanih elektroenergetskih subjekata

U elektroenergetskom sektoru je tokom 2024. godine, poslovalo 19 kompanija koje se bave neregulisanim djelatnostima. Ove kompanije se bave djelatnostima proizvodnje i snabdijevanja električnom energijom. Licencu za snabdijevanje električnom energijom je u toku 2024. godine posjedovalo šest subjekata, i to: EPCG, „Energia Gas and Power“ DOO Podgorica, „Uniprom“ DOO Nikšić, „Petrol Crna Gora MNE“ DOO Podgorica, „Montenegro Bonus“ DOO Cetinje i „Twinfin Tesla“ DOO Podgorica. Međutim, samo EPCG je tokom 2024. godine bila aktivni snabdjevač, te stoga rezultati poslovanja ostalih pet subjekata nijesu prikazani na Grafiku 5.1.7.

EPCG pored djelatnosti snabdijevanja, obavlja i djelatnost proizvodnje električne energije i učestvuje na veleprodajnom tržištu električne energije. Od povlašćenih proizvođača samo je DOO „Hidroenergija Montenegro“ Podgorica tokom cijele 2024. godine prodavalo električnu energiju na veleprodajnom tržištu bez prava na podsticajne mjere.

U nastavku je dat prikaz rezultata u 2024. godini, prema podacima tržišnih energetske subjekata koji posjeduju licencu za snabdijevanje i/ili proizvodnju električne energije, iz kojih se može zaključiti da je 11 kompanija imalo pozitivan rezultat poslovanja.⁶⁰ Finansijsko poslovanje ovih kompanija nije predmet nadzora koji vrši Agencija u skladu sa Zakonom.

⁶⁰ Izvor: <https://eprijava.tax.gov.me/TaxisPortal>



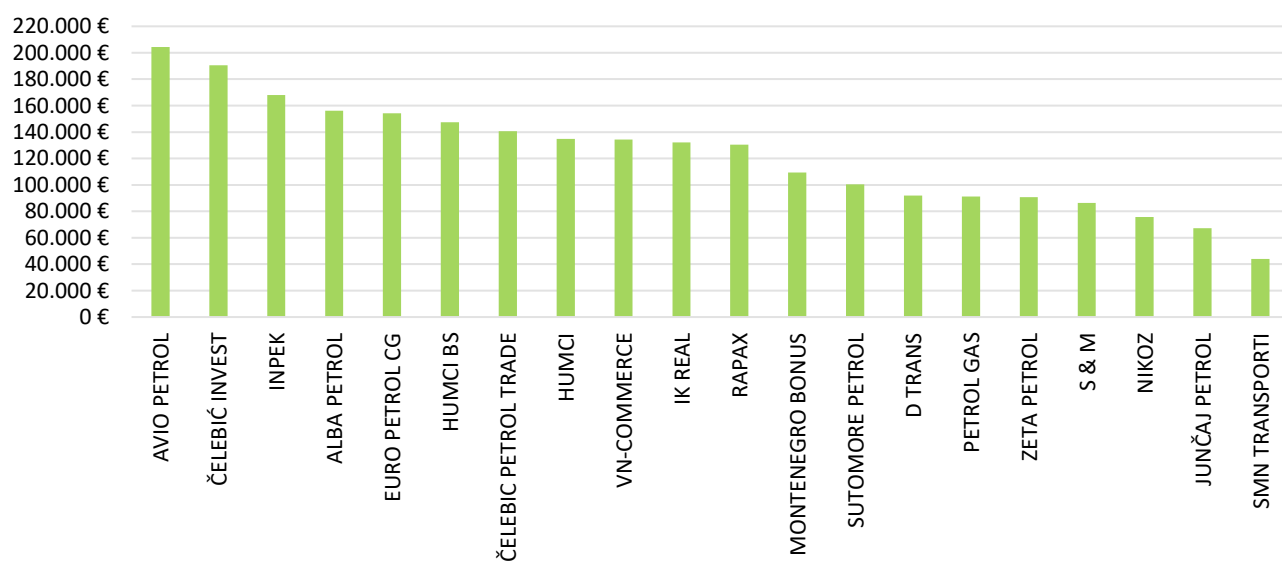
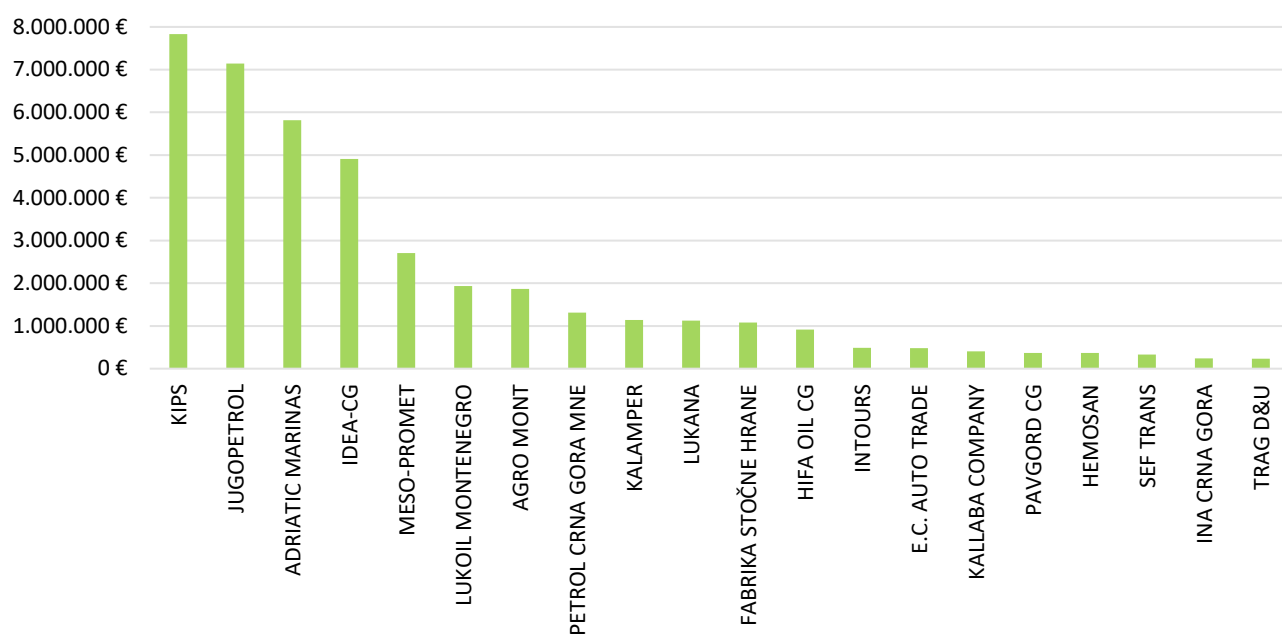
Grafik 5.1.8 Rezultat poslovanja tržišnih elektroenergetskih subjekata u 2024. Godini

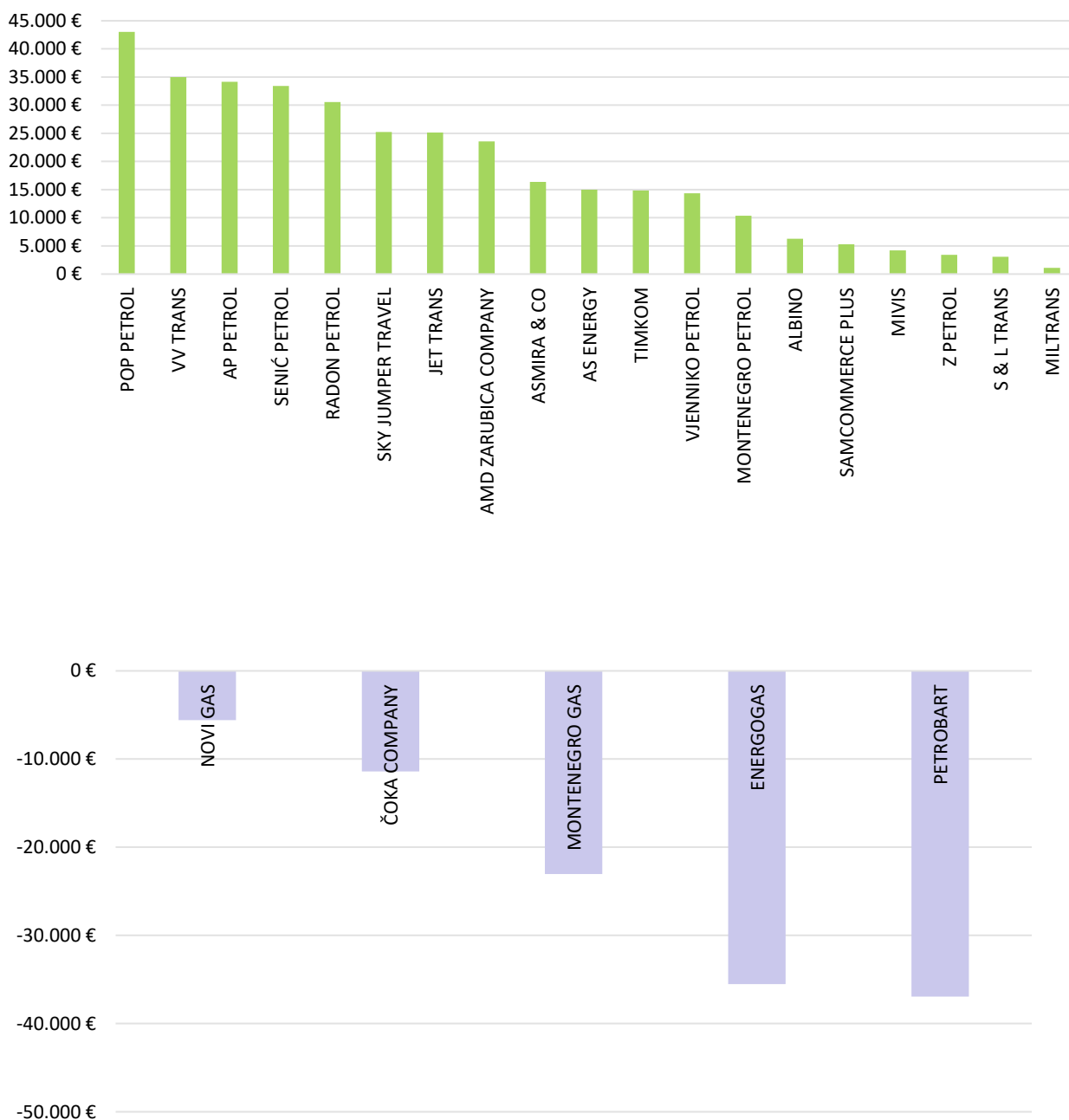
5.2 Sektor nafte i gasa

U sektoru nafte i gasa na kraju 2024. godine poslovalo je 65 subjekata koja se bave trgovinom, skladištenjem i/ili transportom naftnih derivata, TNG i prirodnog gasa. Osim navedenim djelatnostima, neki od ovih subjekata se bave i drugim tržišnim djelatnostima, koje nijesu licencirane od strane Agencije.

U nastavku je dat prikaz poslovanja za 2024. godinu onih subjekata koji, između ostalog, obavljaju i djelatnosti iz sektora nafte i gasa, iz kog se može zaključiti da je 59 kompanija imalo pozitivan, a pet kompanija negativan rezultat poslovanja. Za jednog subjekta, podaci za 2024. godinu nijesu bili dostupni na portalu Poreske uprave Crne Gore⁶¹.

⁶¹ Izvor: <https://eprijava.tax.gov.me/TaxisPortal>





Grafik 5.2.1 Rezultati poslovanja tržišnih subjekata u sektoru nafte i gasa u 2024. godini

REZIME:

CGES je u 2024. godini iskazao dobit od 24.834.632 €, koja je za 10.883.071 €, odnosno za 30,47% manja u odnosu na prethodnu godinu. Ovaj regulisani subjekat je od 2016. godine poslovao sa dobitkom, koji od momenta puštanja u rad podmorske interkonekcije između Italije i Crne Gore, krajem 2019. godine, bilježi značajno poboljšanje rezultata poslovanja. Uspješno poslovanje rezultat je dugogodišnjih napora ove kompanije u pogledu investiranja i poboljšanja efikasnosti poslovanja.

CEDIS je u 2024. godini ostvario neto dobitak od 519.328 €, što je za 882,429 €, odnosno za 62,95% manje nego prethodne godine. Neraspoređeni gubitak iskazan u bilansu stanja ove kompanije na kraju 2024. godine iznosio je 23.955.577 €, dok je na kraju 2023. godine iznosio 19.865.036 €.

COTEE je 2024. godinu završio sa neto dobitkom od 11.216 €, što je veće za 4.494 €, odnosno za 66,86% u odnosu na ostvarenu dobit u 2023. godini. Od osnivanja do danas, operatoru tržišta je obezbijedena stabilnost poslovanja kroz primjenu regulatornog okvira utvrđenog od strane Agencije i ova kompanija je u kontinuitetu ostvarivala pozitivne neto rezultate.

U elektroenergetskom sektoru je tokom 2024. godine poslovalo 19 kompanija koje se bave neregulisanim licenciranim djelatnostima (proizvodnja i snabdijevanje električnom energijom), od čega je 11 kompanija imalo pozitivan rezultat poslovanja.

U sektoru nafte i gasa na kraju 2024. godine poslovalo je 65 subjekata koji se bave trgovinom, skladištenjem i/ili transportom naftnih derivata, TNG i prirodnog gasa, od čega je 59 kompanija imalo pozitivan, a pet kompanija negativan rezultat poslovanja. Za jednog subjekta, podaci za 2024. godinu nijesu bili dostupni na portalu Poreske uprave Crne Gore.

6. NORMATIVNE I UPRAVNE AKTIVNOSTI AGENCIJE U 2024. GODINI

6. NORMATIVNE I UPRAVNE AKTIVNOSTI AGENCIJE U 2024. GODINI

6.1 Donošenje podzakonskih akata

Normativna djelatnost Agencije obuhvata izradu teksta nacrtu i predloga podzakonskih akata iz okvira njenih nadležnosti utvrđenih Zakonom, zaključno sa njihovim donošenjem, odnosno utvrđivanjem, kao i odobravanje, odnosno davanje saglasnosti na podzakonska akta energetske subjekata.

6.1.1 Oblast električne energije

Fokus normativne aktivnosti Agencije tokom 2024. godine bio je na učešću u izradi velikog broja novih zakonskih rješenja, u okviru međuresorskih radnih grupa koje je obrazovalo nadležno ministarstvo, sa zadatkom utvrđivanja teksta nacrtu *Zakona o energetici*, *Zakona o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa*, *Zakona o korišćenju energije iz obnovljivih izvora i Zakona o prekograničnim energetskim infrastrukturnim projektima*. U nastavku je predložen okvir evropskih direktiva i regulativa koje je trebalo transponovati u crnogorsko zakonodavstvo.

Zakon o energetici

Odlukom Savjeta ministara Energetske zajednice D/2021/13/MC-EnC iz novembra 2021. godine, članicama Energetske zajednice je utvrđena obaveza da izvrše transponovanje i implementaciju Direktive (EU) 2019/944 o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije i izmjene Direktive 2012/27/EU. Polazeći od navedenog, a imajući u vidu broj i obim neophodnih izmjena važećeg Zakona o energetici, došlo se do zaključka da je potrebno donijeti novi zakon. Zakon o energetici je donijet u martu 2025. godine ("Službeni list CG", broj 28/25). Navedeni zakon predviđa normiranje brojnih instituta, koji do sada nijesu postojali u Crnoj Gori. Sprovođenje navedenog zakonskog okvira podrazumijeva obavezu donošenja brojnih podzakonskih akata. S tim u vezi, 2025. i 2026. će biti godine intenzivne normativne aktivnosti Agencije, što će podrazumijevati donošenje podzakonske regulative za sprovođenje novog Zakona o energetici, sa ciljem stvaranja pretpostavki za primjenu novih instituta koji će biti od uticaja na obezbjeđenje novih prava potrošača i razvoj energetskog sektora (olakšavanje učešća potrošača na tržištu električne energije; formiranje energetskih zajednica građana; razvoj novih djelatnosti - agregacija, skladištenje električne energije; razvoj novih usluga - usluge fleksibilnosti, nefrekvencijske usluge; pojavu novih energetskih i privrednih subjekata - agregatori, operatori skladišta, pružaoci usluga fleksibilnosti i nefrekvencijskih usluga), a time i intenziviranja ekonomskih aktivnosti u zemlji. Naredni period obilježiće i postupak odobravanja podzakonskih akata čiji su donosioci energetski subjekti, kojima je Zakonom o energetici propisao obavezu da ih donesu i dostave Agenciji na odobravanje u roku od 12 mjeseci od dana stupanja na snagu zakona.

Zakon o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa

Odlukom Savjeta ministara Energetske zajednice D/2021/13/MC-EnC iz novembra 2021. godine, članicama Energetske zajednice je utvrđena obaveza transponovanja Regulative (EU) 2019/941 Evropskog parlamenta i Savjeta o pripravnosti za rizike u sektoru električne energije i stavljanju van snage Direktive 2005/89/EZ. Takođe, Odlukom Savjeta ministara Energetske zajednice D/2022/03/MC-EnC iz decembra 2022. godine, članicama Energetske zajednice je utvrđena obaveza transponovanja EU propisa iz oblasti energetike i to: Regulative (EU) 2019/942, Regulative (EU) 2019/943, Regulative (EU) 2015/1222, Regulative (EU) 2016/1719, Regulative (EU) 2017/2195, Regulative (EU) 2017/2196 i Regulative (EU) 2017/1485. U vezi sa navedenim, Crna Gora ima obavezu da donese novi zakon kojim će se uspostaviti pravni okvir u ovoj oblasti. Navedenim propisom će se omogućiti dalja integracija crnogorskog tržišta električne energije u jedinstveno evropsko tržište. Podsjećamo da je povezivanje tržišta jedan od preduslova za dobijanje izuzeća do 2030. godine od primjene "karbonskih taksi" na električnu energiju koja se iz Crne Gore uvozi u Evropsku uniju u skladu sa Regulativom (EU) 2023/956 Evropskog parlamenta i Savjeta EU o uspostavljanju mehanizma za prilagođavanje emisija ugljen-dioksida na granicama (eng. Carbon Border Adjustment Mechanism – CBAM). U trenutku sačinjavanja ovog izvještaja završena je javna rasprava i tekst nacrtu predmetnog zakona je u postupku pripreme predloga za Vladu od strane nadležnog ministarstva.

Zakon o prekograničnim energetske infrastrukturnim projektima

Crna Gora kao članica Energetske zajednice i kandidat za članstvo u Evropskoj uniji, kao jednu od obaveza usaglašavanja zakonodavstva sa propisima Evropske unije u dijelu koji se odnosi na pitanja iz oblasti energetike ima i transponovanje Regulative (EU) 2022/869 o smjernicama za trans-evropsku energetske infrastrukturu, kojom je ukinuta ranija Regulativa (EU) 347/2013. Regulativa (EU) 2022/869 prilagođena na nivou Energetske zajednice, kao i odluka o obavezi njenog transponovanja i implementacije, donijeta je na sastanku Savjeta ministara Energetske zajednice u decembru 2023. godine. U trenutku sačinjavanja ovog izvještaja završena je javna rasprava i tekst nacrtu predmetnog zakona je u postupku pripreme predloga za Vladu od strane nadležnog ministarstva.

U okviru aktivnosti koje se odnose na postupak odobravanja podzakonskih akata čiji su donosioci, saglasno Zakonu o energetici, energetske subjekti, u 2024. godini su donijete sljedeće odluke:

- *Odluka, broj 24/339-5 od 21.02.2024. godine* ("Službeni list CG", broj 16/24), kojom su odobrena Pravila o izmjeni Pravila za odlučivanje po prigovorima kupaca priključenih na distributivni sistem, donijeta u postupku po zahtjevu AD „Elektroprivreda Crne Gore“ Nikšić,
- *Odluka, broj 24/1260-4 od 14.05.2024. godine* ("Službeni list CG", broj 46/24), kojom se odobrava DOO „Crnogorski elektrodistributivni sistem" Podgorica imenovanje ovlašćenog lica za praćenje realizacije programa mjera primjene nediskriminatorskih uslova za pristup distributivnom sistemu električne energije,

- *Odluka, broj 24/2332-9 od 31.07.2024. godine* ("Službeni list CG", br. 74/24 i 88/24), kojom se odobrava Cjenovnik usluga korišćenja registra garancija porijekla, donijeta u postupku po zahtjevu DOO „Crnogorski operator tržišta električne energije“ Podgorica.

Takođe, Agencija je donijela Odluku o utvrđivanju korekcija regulatorno dozvoljenog prihoda Operatora prenosnog sistema električne energije i cijena za korišćenje sistema električne energije u toku regulatornog perioda 2023-2025. godina ("Službeni list CG", broj 116/24). Navedenom odlukom je utvrđena korekcija regulatorno dozvoljenog prihoda Operatora prenosnog sistema električne energije, utvrđenog Odlukom o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije za period 01.01.2023-31.12.2025. godina ("Službeni list CG", broj 131/22), u iznosu od 35.715.706,85 €, u korist korisnika prenosnog sistema električne energije.

Osim toga, postupajući po Zahtjevu Ministarstva energetike i rudarstva, broj 02/1-302/24-656/6 od 29.04.2024. godine, a na osnovu odredaba Zakona o energetici, dato je Mišljenje, broj 24/1672-5 od 15.05.2024. godine, o ispunjavanju uslova od strane DOO „Berza električne energije“ Podgorica za imenovanje za nominovanog operatora tržišta električne energije.

6.1.2 Oblast gasa

U skladu sa obavezama preuzetim potpisivanjem *Sporazuma o formiranju Energetske zajednice*, Crna Gora se obavezala da u nacionalnom zakonodavstvu obezbijedi pravni okvir za regulisanje djelatnosti u oblasti gasa. S tim u vezi, kroz Zakon o energetici i Zakon o prekograničnoj razmjeni električne energije i gasa, transponovana je EU Regulativa koja se odnosi na regulaciju tržišta gasa. Ovim zakonima je propisana obaveza da Crna Gora donese više podzakonskih akata, čijim će se usvajanjem obezbijediti kvalitetan pravni okvir za regulisanje ove oblasti, a ostavljen je rok za njihovo donošenje od „*najkasnije tri mjeseca prije puštanja u rad odgovarajuće infrastrukture*“.

6.2 Odobravanje podzakonskih akata energetske subjektata

Pored navedenog, a u okviru postupaka davanja saglasnosti na akta energetske subjektata, propisanih Zakonom o energetici, u 2024. godini Agencija je po zahtjevu:

- AD „Crnogorski elektroprenosni sistem“ Podgorica (u daljem tekstu: CGES) donijela Odluku, broj 24/2811-10 od 27.12.2024. godine, o davanju saglasnosti na „Ažurirani investicioni plan CGES-a za period 2023-2025. godina“, koji je utvrđen Odlukom Odbora direktora „Crnogorskog elektroprenosnog sistema“ AD Podgorica, broj 1-1-D/24-3341/4 od 17.12.2024. godine, u dijelu koji se odnosi na investicije u iznosu od 12.618.000 € za 2025. godinu i davanju saglasnosti na „Program otkupa infrastrukture Crnogorskog elektroprenosnog sistema AD za ažurirani period 2023-2025. godina“, u dijelu koji se odnosi na infrastrukturu u iznosu od 3.430.000 € u 2025. godini,

- DOO „Crnogorski elektrodistributivni sistem“ Podgorica donijela Odluku, broj 24/3059-12 od 27.12.2024. godine, o davanju saglasnosti na Ažurirani investicioni plan CEDIS-a za 2025. godinu, utvrđen Odlukom Odbora direktora „Crnogorskog elektrodistributivnog sistema“ DOO Podgorica, broj 10-01-39859 od 16.12.2024. godine, koji obuhvata sredstva za investicije u vrijednosti od 33.025.323 € u 2025. godini, davanju saglasnosti na Program otkupa elektroenergetske infrastrukture u vlasništvu trećih lica za period 2025-2027. godina, u vrijednosti od 17.388.383,42 € u 2025. godini i odobravanju Plana zamjene i izmještanja brojila za 2025. godinu.

6.3 Utvrđivanje cijena i naknada

Zakonom o energetici propisana je nadležnost Agencije u pogledu donošenja odluke o trajanju regulatornog perioda i odluka o utvrđivanju regulatorno dozvoljenih prihoda, cijena ili naknada za operatora prenosnog sistema, operatora distributivnog sistema i operatora tržišta električne energije, koje se primjenjuju tokom regulatornog perioda. Takođe je propisana nadležnost utvrđivanja korekcija regulatorno dozvoljenih prihoda, cijena ili naknada tokom regulatornog perioda ako se ispune Zakonom propisani uslovi.

Izveštajna godina predstavlja drugu godinu trogodišnjeg regulatornog perioda koji je utvrđen *Odlukom Agencije o trajanju regulatornog perioda za regulisane elektroenergetske subjekte, broj 22/840-2 od 24.02.2022. godine*. U 2024. godini su primjenjivane cijene za korišćenje prenosnog i distributivnog sistema električne energije, kao i naknade za rad operatora tržišta električne energije utvrđene:

- *Odlukom o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije za period 01.01.2023-31.12.2025. godina ("Službeni list Crne Gore", broj 131/22);*
- *Odlukom o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije za 2024. i 2025. godinu ("Službeni list Crne Gore", broj 107/23); i*
- *Odlukom o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i naknade za rad operatora tržišta električne energije za period 01.01.2023-31.12.2025. godina ("Službeni list Crne Gore", broj 131/22).*

Tokom 2024. godine Agencija je, saglasno ovlašćenju iz člana 48 stav 1 tačka 1 Zakona o energetici, izvršila kontrolu poslovanja regulisanih energetske subjekata u odnosu na stvarne troškove i prihode. Kontrolom je utvrđeno da su ispunjeni uslovi za vršenje korekcija u toku regulatornog perioda, pa je sproveden postupak po službenoj dužnosti i donijeta je *Odluka o utvrđivanju korekcija regulatorno dozvoljenog prihoda operatora prenosnog sistema električne energije i cijena za korišćenje sistema električne energije u toku regulatornog perioda 2023-2025. godina ("Službeni list Crne Gore", broj 116/24)*, kojom su utvrđene korekcije za 2023. godinu, u korist korisnika prenosnog sistema, i korekcije cijena za korišćenje sistema koje se primjenjuju tokom 2025. godine.

6.4 Davanje saglasnosti na razvojne i investicione planove operatora sistema

Zakonom je data mogućnost da operator prenosnog sistema i operator distributivnog sistema ažuriraju desetogodišnje planove razvoja prenosnog, odnosno distributivnog sistema, kao i investicione planove, ukoliko se za tim ukaže potreba. Ažurirani planovi se dostavljaju Agenciji na davanje saglasnosti u skladu sa pravilima za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjih razvojnih planova prenosnog, odnosno distributivnog sistema električne energije.

Polazeći od navedenog, CGES je u 2024. godini dostavio *Zahtjev, broj 7012/5-D/24-1930/1 od 26. jula 2024. godine, za davanje saglasnosti na „Ažurirani investicioni plan CGES-a za period 2023 - 2025. godina” i „Program otkupa infrastrukture Crnogorskog elektroprenosnog sistema AD za ažurirani period 2023 - 2025. godina”, po osnovu koga je Agencija donijela Odluku o davanju saglasnosti, broj 24/2811-10 od 27. decembra 2024. godine.* Navedenom odlukom data je saglasnost na investicije u vrijednosti od 12.618.000 € u 2025. godini, kao i na otkup infrastrukture u vrijednosti od 3.430.000 € u 2025. godini.

CEDIS je, takođe, dostavio *Zahtjev, broj 10-10-27021 od 29. avgusta 2024. godine, za davanje saglasnosti na „Ažurirani investicioni plan CEDIS-a za 2025. godinu” i „Program otkupa elektroenergetske infrastrukture u vlasništvu trećih lica za period 2025-2027. godina”, po osnovu koga je Agencija donijela Odluku o davanju saglasnosti, broj 24/3059-12 od 27. decembra 2024. godine.* Navedenom odlukom data je saglasnost na investicije u vrijednosti od 33.025.323 € u 2025. godini, kao i na otkup elektroenergetske infrastrukture u vlasništvu trećih lica u vrijednosti od 17.388.383,42 € u 2025. godini.

6.5 Izdavanje licenci za obavljanje energetske djelatnosti

Licenciranje energetske djelatnosti propisano je Zakonom o energetici, a bliže razrađeno Pravilima o licencama za obavljanje energetske djelatnosti („Službeni list CG”, br. 50/16, 30/18, 75/18, 61/19, 31/21 i 48/21) koje je donijela REGAGEN.

Za obavljanje energetske djelatnosti u oblasti naftnih derivata i tečnog naftnog gasa, REGAGEN je tokom 2024. godine izdala 23, a u elektro-energetskom sektoru 3 nove licence. Pored izdavanja novih licenci, tokom 2024. godine je zbog promjene obima obavljanja energetske djelatnosti izvršeno 47 izmjena licenci. Takođe, dominantno zbog prodaje benzinskih stanica i/ili transportnih sredstava drugim subjektima, kao i zbog prestanka obavljanja djelatnosti za koju je licenca izdata, oduzeto je 5 licenci. Pored toga, produžena su četiri licence, odbijen je jedan zahtjev za izdavanje licence, a u mirovanje stavljene 2 licence.

6.6 Obnovljivi izvori i visokoefikasna kogeneracija

Donošenjem Zakona o korišćenju energije iz obnovljivih izvora („Službeni list CG”, broj 82/24), kojim je transponovana Direktiva 2018/2001/EU Evropskog parlamenta o promociji korišćenja energije iz

obnovljivih izvora, i Zakona o izmjenama i dopunama Zakona o energetici („Službeni list CG“, broj 84/24, dovelo je do promjena po pitanju podsticajnog sistema i nadležnosti u dijelu obnovljivih izvora. Fid-in tarifa, kao vrsta podsticaja kojom se proizvođaču garantuje otkupna cijena po kWh neto količine električne energije iz elektrana koje koriste obnovljive izvore da isporuči u elektroenergetsku mrežu, zamijenjena je sa podsticajem koji se zasniva na tržišnoj premiji koja predstavlja finansijski doprinos koji se plaća kao razlika između referentne tržišne cijene i ostvarene cijene za proizvedenu električnu energiju, kada je referentna tržišna cijena niža od ostvarene cijene, za električnu energiju koju isporučuje povlašćeni proizvođač u šemi tržišne premije i koja se utvrđuje u eurocentima po kWh isporučene električne energije, osim za mala postrojenja i demonstracione projekte. Pored toga, podsticaji za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora dodjeljuju se u otvorenom, transparentnom, konkurentnom, nediskriminatornom i ekonomičnom postupku.

Ponuđači čije su ponude izabrane kao najpovoljnije na aukciji i kojima je rješenjem Ministarstva priznato pravo na tržišnu premiju, stiču status privremenog povlašćenog proizvođača od dana u kome je rješenje postalo pravnosnažno. Nakon završene izgradnje proizvodnog objekta i ispunjavanja ostalih uslova propisanih Zakonom o korišćenju energije iz obnovljivih izvora, privremeni povlašćeni proizvođač, rješenjem Ministarstva nadležnog za poslove energetike, stiče status povlašćenog proizvođača odnosno pravo na podsticaj.

Vlada Crne Gore donosi trogodišnji plan sistema podsticaja na osnovu opštih smjernica energetske politike, Nacionalnog energetskog i klimatskog plana i obaveza preuzetih potvrđenim međunarodnim ugovorima, u okviru kojeg se utvrđuju kvote za projekte obnovljivih izvora energije, tehnologije kvalifikovane za podsticaje i raspored aukcija za tržišnu premiju, kao i posebne kvote za fid-in tarifu za mala postrojenja i demonstracione projekte, prihvatljive tehnologije i raspored za dodjelu kvota za fid-in tarifu.

Promjenom zakonodavnog okvira, prestale su nadležnosti Agencije da odobrava, mijenja i oduzima statuse povlašćenih proizvođača i privremeni status povlašćenih proizvođača, vodi registar povlašćenih proizvođača, kao i da vrši godišnju analizu i objavljuje podatke o udjelu obnovljivih izvora energije i visokoefikasne kogeneracije u ukupnoj proizvodnji i potrošnji električne energije.

Nova nadležnost Agencije po pitanju obnovljivih izvora odnose se na utvrđivanje zamjenske cijene, na osnovu metodologije kojom se propisuje utvrđivanje zamjenske cijene, u slučaju da referentna tržišna cijena nije dostupna za obračunski period tokom trajanja ugovora o tržišnoj premiji. Dodatno, Agencija vrši procjenu uticaja sistema podsticaja na tržište električne energije, krajnje kupce, kao i na ulaganja u elektroenergetski sektor jednom u četiri godine vrši Agencija nakon donošenja Nacionalnog energetskog i klimatskog plana

Podaci o svim važećim statusima povlašćenog proizvođača i privremenim statusima povlašćenog proizvođača u 2024. godini, utvrđenim od strane Agencije u prethodnom periodu, prikazani su u Tabeli 6.6.1.

Tabela 6.6.1 *Proizvođači koji su u 2024. godini imali utvrđen status povlašćenog proizvođača i njihovi proizvodni objekti*

POVLAŠĆENI PROIZVOĐAČI			
R.b.	Naziv i sjedište proizvođača	Naziv i lokacija postrojenja	Datum prestanka statusa
1.	DOO „Hydroenergija Montenegro“, Berane	mHE „Jezerštica“, Berane	27.11.2025
		mHE „Bistrica“, Berane	18.05.2027
		mHE „Orah“, Berane	18.05.2027
		mHE „Rmuš“, Berane	18.05.2027
		mHE „Spaljevići 1“, Berane	18.05.2027
		mHE „Šekular“, Berane	11.04.2028
		mHE „Jelovica 2“, Berane	02.12.2031
		mHE „Jelovica 1“, Berane	30.11.2032
2.	DOO „Synergy“, Podgorica	mHE „Vrelo“, Bijelo Polje	09.07.2027
3.	DOO „Igma Energy“, Andrijevica	mHE „Bradavec“, Andrijevica	08.11.2027
		mHE „Piševska rijeka“, Andrijevica	21.06.2029
4.	DOO „Kronor“, Podgorica	mHE „Jara“, Plav	23.11.2028
		mHE „Babino polje“, Plav	01.11.2029
5.	DOO „Krnovo Green Energy“, Podgorica	VE „Krnovo“, Nikšić	02.11.2029
6.	DOO „Hydro Bistrica“, Podgorica	mHE „Bistrica Majstorovina“, Bijelo Polje	12.01.2030
7.	DOO „Nord Energy“, Andrijevica	mHE „Šeremet Potok“, Andrijevica	05.08.2030
8.	DOO „Invicta“, Podgorica	SE „Invicta“, Podgorica	29.05.2031
9.	DOO „Eco Solar System“, Danilovgrad	SE „DG“, Danilovgrad	04.08.2031
10.	DOO „Bar-Kod“, Podgorica	SE „Bar-Kod“, Danilovgrad	17.11.2031
11.	DOO „Možura Wind Park“, Ulcinj	VE „Možura“, Ulcinj i Bar	29.12.2031
12.	DOO „Simes Inženjering“, Mojkovac	mHE „Ljevak“, Bijelo Polje	23.02.2032

13.	DOO „Small Hydro Power Plant Kutska“, Andrijevica	mHE „Kutska 1“, Andrijevica	23.04.2032
		mHE „Kutska 2“, Andrijevica	23.04.2032
14.	DOO „Small Hydro Power Plant Mojanska“, Andrijevica	mHE „Mojanska 1“, Andrijevica	23.04.2032
		mHE „Mojanska 2“, Andrijevica	23.04.2032
		mHE „Mojanska 3“, Andrijevica	23.04.2032
15.	DOO „BB Hidro“, Podgorica	mHE „Bistrica Lipovska“, Kolašin	23.04.2032
16.	DOO „Power AB Group“, Kolašin	mHE „Bukovica“, Kolašin	07.06.2032
17.	DOO „Viridi Progressum“, Kolašin	mHE „Paljevinska“, Kolašin	27.07.2032
18.	DOO „Alliance“, Podgorica	SE „Alliance“, Podgorica	27.07.2032
19.	DOO „Fudbalski savez Crne Gore“, Podgorica	SE „FSCG“, Podgorica	10.08.2032
20.	DOO „Zeta Energy“, Danilovgrad	mHE „Slap Zete“, Danilovgrad	21.09.2032
21.	DOO „Đekić“, Podgorica	mHE „Pecka“, Kolašin	24.12.2032
22.	DOO „Vrbnica“, Podgorica	mHE „Vrbnica“, Plužine	21.01.2033
23.	DOO „Manira Hydro“, Mojkovac	mHE „Elektrana Mišnica“, Mojkovac	15.03.2033
24.	DOO „Hidroenergija Andrijevica“, Andrijevica	mHE „Štitska“, Andrijevica	24.05.2033
		mHE „Umska“, Andrijevica	24.05.2033
25.	DOO „Vodovod i kanalizacija“, Andrijevica	mHE „Krkori“, Andrijevica	24.05.2033
26.	DOO „Benergo“, Berane	mHE „Miolje Polje“, Berane	24.05.2033

U 2024. godini, 26 povlašćenih proizvođača je posjedovalo status povlašćenog proizvođača za 39 proizvodnih objekata, ali je njih 25 koristilo pravo na podsticajne mjere i sa COTEE imalo zaključen ugovor o otkupu proizvedene električne energije iz 31 proizvodnih objekata. Naime, u 2024. godini povlašćeni proizvođač DOO „Hidroenergija Montenegro“ Berane nije koristilo podsticajne mjere i električnu energiju proizvedenu iz svojih 8 malih hidroelektrana je prodavalo na tržištu.

U Tabeli 6.6.2 prikazane su količine električne energije koje je COTEE po osnovu ugovora o otkupu otkupio od povlašćenih proizvođača u periodu od 2014. do 2024. godine.

Tabela 6.6.2 Električna energija otkupljena od povlašćenih proizvođača u periodu 2014 – 2024. godine

Otkupljena količina električne energije proizvedena od strane povlašćenih proizvođača												
Povlašćeni proizvođač	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	Ukupna proizvedena električna energija period 2014 - 2024. [kWh]
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
DOO „Hidroenergija Montenegro” Berane	1.171.455	9.299.115	36.282.456	26.502.944	35.273.081	28.484.183	24.254.456	48.779.988	44.719.131	0	0	254.766.809
DOO „Igma Energy” Andrijevića		336.435	3.209.475	3.628.845	7.214.079	5.778.267	4.890.797	6.546.536	6.749.575	8.168.049	5.437.239	51.959.297
DOO „Synergy” Podgorica		847.722	3.117.450	2.479.354	2.626.908	2.486.142	2.315.135	2.648.478	2.289.692	3.148.699	1.910.027	23.869.607
DOO „Kronor” Podgorica			1.076.180	13.882.337	27.793.617	24.688.568	21.554.605	21.870.466	23.751.552	26.195.298	18.525.137	179.337.760
DOO „Hydro Bistrica” Podgorica					9.524.544	10.236.322	10.352.052	12.336.984	12.854.796	17.170.640	8.777.797	81.253.135
DOO „Nord Energy” Andrijevića					570.527	2.950.578	2.620.246	2.911.519	3.200.503	3.718.776	2.914.703	18.886.852
DOO „Krnovo Green Energy” Podgorica				37.981.318	161.625.588	193.016.095	180.685.133	192.186.311	190.768.166	187.398.884	172.762.806	1.316.424.301
DOO „Možura Wind Park” Podgorica						807.782	126.183.248	128.278.328	131.885.343	122.562.727	118.701.148	628.418.576
DOO „Bar-Kod” Podgorica						35.261	799.323	771.615	822.507	789.973	779.628	3.998.307
DOO „Eco Solar System” Danilovgrad						345.384	1.050.885	921.554	1.134.548	1.155.043	1.278.149	5.885.563
DOO „Invicta” Podgorica						333.140	510.702	455.286	416.373	423.042	411.008	2.549.551
DOO „Simes Inženjering” Podgorica							1.327.621	2.265.197	1.810.744	2.654.335	1.910.466	9.968.363
DOO „Small Hidro Power Plants Mojanska” Andrijevića							10.953.511	19.180.825	18.959.973	22.392.180	16.727.482	88.213.971
DOO „Small Hidro Power Plants Kutska” Andrijevića							5.254.776	10.563.424	7.935.694	10.226.964	9.888.123	43.868.981
DOO „BB Hidro” Podgorica							853.795	3.220.125	2.585.443	0	193.4928	8.594.291
DOO „AB Power Group” Kolašin							353.543	1.091.358	924.751	1.106.577	815.896	4.292.125

DOO „Đekić“ Podgorica							0	2.529.713	2.772.777	3.234.355	2.460.798	10.997.643
DOO „Zeta Energy“ Danilovgrad							1.802.497	4.782.311	5.019.065	6.113.086	6.494.426	24.211.385
DOO „Viridi Progressum“ Kolašin							440.450	2.035.274	2.019.355	0	716.492	5.211.571
DOO „Alliance“ Podgorica							113.905	265.498	291.108	221.375	189.586	1.081.472
„Fudbalski savez Crne Gore“ Podgorica							9.447	35.987	37.095	31.555	34.871	148.955
DOO „Vrbnica“ Podgorica								18.184.617	17.084.339	21.526.482	13.894.796	70.690.234
DOO „Manira Hydro“ Mojkovac								654.585	928.798	1.320.311	917.841	3.821.535
DOO „Hidroenergija Andrijevice“ Andrijevice								1.462.835	4.454.906	4.859.623	3.241.461	14.018.825
DOO „Vodovod i kanalizacija Andrijevice“ Andrijevice								1.042.711	2.224.994	2.283.515	1.961.189	7.512.409
DOO „Benergo“ Berane								947.696	1.897.719	2.001.143	1.944.491	6.791.049
UKUPNO	1.171.455	10.483.272	43.685.561	84.474.798	244.628.344	269.161.722	396.326.127	485.969.221	487.538.947	448.702.632	394.630.488	2.866.772.567

Na osnovu podataka iz Tabele 6.6.2 proizilazi da je u 2024. godini u odnosu na 2023. godinu, proizvodnja povlašćenih proizvođača koja je otkupljena od strane COTEE niža za oko 12%, što je u najvećoj mjeri posljedica lošije hidrologije tokom čitave godine.

REZIME:

Fokus normativne aktivnosti Agencije tokom 2024. godine bio je na učešću u izradi velikog broja novih zakonskih rješenja, u okviru međuresorskih radnih grupa koje je obrazovalo nadležno ministarstvo, sa zadatkom utvrđivanja teksta nacrtu Zakona o energetici, Zakona o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa, Zakona o korišćenju energije iz obnovljivih izvora i Zakona o prekograničnim energetske infrastrukturnim projektima.

Tokom 2024. godine Agencija je, saglasno svojim zakonskim ovlaštenjima, izvršila kontrolu poslovanja regulisanih energetske subjekata u odnosu na stvarne troškove i prihode. Kontrolom je utvrđeno da su ispunjeni uslovi za vršenje korekcija u toku regulatornog perioda, pa je sproveden postupak po službenoj dužnosti i donijeta je Odluka o utvrđivanju korekcija regulatorno dozvoljenog prihoda operatora prenosnog sistema električne energije i cijena za korišćenje sistema električne energije u toku regulatornog perioda 2023-2025. godina ("Službeni list Crne Gore", broj 116/24), kojom su utvrđene korekcije za 2023. godinu, u korist korisnika prenosnog sistema, i korekcije cijena za korišćenje sistema koje se primjenjuju tokom 2025. godine.

Agencija je tokom 2024. godine dala saglasnost CGES-u na „Ažurirani investicioni plan CGES-a za period 2023 - 2025. godina“ i „Program otkupa infrastrukture Crnogorskog elektroprenosnog sistema AD za ažurirani period 2023 - 2025. godina“, odnosno data je saglasnost na investicije u vrijednosti od 12.618.000 € u 2025. godini, kao i na otkup infrastrukture u vrijednosti od 3.430.000 € u 2025. godini.

Takođe je data saglasnost CEDIS-u na „Ažurirani investicioni plan CEDIS-a za 2025. godinu“ i „Program otkupa elektroenergetske infrastrukture u vlasništvu trećih lica za period 2025-2027. godina“, odnosno data je saglasnost na investicije u vrijednosti od 33.025.323 € u 2025. godini, kao i na otkup elektroenergetske infrastrukture u vlasništvu trećih lica u vrijednosti od 17.388.383,42 € u 2025. godini.

Agencija je u 2024. godini za obavljanje elektro-energetskih djelatnosti izdala tri nove licence dok je za obavljanje energetske djelatnosti u oblasti naftnih derivata i tečnog naftnog gasa izdala 23 nove licence, izvršila izmjenu 47, oduzela pet i produžila četiri licence.

U izvještajnoj godini, COTEE je po osnovu zaključenih ugovora otkupio električnu energiju proizvedenu od strane 25 povlašćena proizvođača iz 31 proizvodnih objekata, dok jedan povlašćeni proizvođač nije koristio pravo na podsticajne mjere u smislu obaveznog otkupa proizvedene električne energije po podsticajnim cijenama. U skladu sa Zakonom i zaključkom Vlade Crne Gore, Agencija u 2024. godini nije utvrđivala status povlašćenih proizvođača.

Broj: 25/1599-21

Podgorica, 28. jul 2025. godine

Predsjednik Odbora Agencije**Dr Veljko Vasiljević**