



Broj: 24/1785-39

Podgorica, 31.07.2024. godine

CRNA GORA	
SKUPŠTINA CRNE GORE	
PRIMLJENO	31.07. 2024. GOD.
KLASIFIKACIONI BROJ:	00-72/24-33
VIEZA:	
EPA:	328 XXVIII
SKRACENICA:	PRILOG:

## Skupština Crne Gore

Bulevar Svetog Petra Cetinjskog 10  
Podgorica

### Predmet: Dostavljanje Izvještaja o stanju energetskog sektora Crne Gore za 2023. godinu.

U skladu sa članom 54 stav 1 Zakona o energetici („Službeni list Crne Gore”, br. 5/16, 51/17, 82/20, 29/22 i 152/22) u prilogu dostavljamo Izvještaj o stanju energetskog sektora Crne Gore za 2023. 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 2023. godinu, Odluka o određivanju predstavnika Regulatorne agencije za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti koji će učestvovati u skupštinskoj proceduri usvajanja izvještaja, kao i Procjena nezavisnosti i upravljanja Regulatorne agencije za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti Crne Gore od strane Sekretarijata Energetske zajednice.

S poštovanjem,

Predsjednik Odbora,

Branišlav Pelević

Dostaviti:

Skupštini Crne Gore,

- a/a.

**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](http://www.regagen.co.me)

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



Broj: 24/1785-36

Podgorica, 26.07.2024. godine

Na osnovu člana 54 stav 1 Zakona o energetici („Službeni list Crne Gore“, br. 5/16, 51/17, 82/20, 29/22 i 152/22) i člana 15 tačka 19 Statuta Regulatorne agencije za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti („Službeni list CG“, br. 135/21 i 8/24), Odbor Agencije, na sjednici od 26. jula 2024. godine, donio je

## ODLUKA

### O UTVRĐIVANJU IZVJEŠTAJA O STANJU ENERGETSKOG SEKTORA CRNE GORE ZA 2023. GODINU

1. Utvrđuje se Izvještaj o stanju energetskog sektora Crne Gore za 2023. godinu.
2. Izvještaj o stanju energetskog sektora Crne Gore za 2023. godinu potrebno je dostaviti Skupštini Crne Gore na usvajanje, u skladu sa zakonom.
3. Odluka stupa na snagu danom donošenja.

Predsjednik Odbora

Branislav Prelević

Dostaviti:

- Skupštini Crne Gore,
- a/a.

**REGAGEN** Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti

Bulevar Svetog Petra Cetinskog 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](http://www.regagen.co.me)

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



Broj: 24/1785-38

Podgorica, 26.07.2024. godine

Na osnovu člana 54 stav 1 Zakona o energetici („Službeni list Crne Gore“, br. 5/16, 51/17, 82/20, 29/22 i 152/22) i člana 15 tačka 19 Statuta Regulatorne agencije za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti („Službeni list CG“, br. 135/21 i 8/24), Odbor Agencije na sjednici od 26. jula 2024. godine, utvrdio je

## ODLUKU

- Za predstavnike Regulatorne agencije za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti koji će učestvovati u skupštinskoj proceduri usvajanja Izvještaja o stanju energetskog sektora Crne Gore za 2023. godinu, određuju se: Branislav Prelević, Predsjednik Odbora, Miroslav Vučević, član Odbora i Igor Telebak, Izvršni direktor.
- Odluka stupa na snagu danom donošenja.

Predsjednik Odbora

Branislav Prelević

Dostaviti:

- Skupštini Crne Gore,
- a/a.

**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](http://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 2023. GODINU**

Podgorica, jul 2024. godine



# SADRŽAJ

<b>1. ENERGETSKI RESURSI I KAPACITETI.....</b>	<b>19</b>
1.1 Energetski resursi.....	19
1.1.1 Hidropotencijal.....	20
1.1.2 Potencijal vjetra.....	21
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 .....	44
1.2.6 Gubici u prenosnom i distributivnom sistemu električne energije.....	47
Ostvareni gubici u prenosnom sistemu električne energije .....	48
Ostvareni gubici u distributivnom sistemu električne energije.....	48
1.2.7 Ostvarenje elektroenergetskog bilansa .....	49
1.3 Sektor nafte i gasa.....	50
1.3.1 Sektor nafte .....	50
1.3.1.1 Skladišni kapaciteti.....	50
1.3.1.2 Transportni kapaciteti .....	51
1.3.1.3 Prodajni kapaciteti.....	51
1.3.2 Sektor prirodnog gasa.....	53
1.3.2.1 Projekat Jonsko - jadranskog gasovoda .....	53
1.3.2.2 Tečni prirodni gas (TPG).....	54
1.3.3 Istraživanja ugljovodonika u crnogorskom podmorju .....	55
<b>2. NADZOR NAD RADOM ENERGETSKIH SUBJEKATA .....</b>	<b>60</b>
2.1 Nadzor elektroenergetskog sektora.....	60
2.1.1 Ugovorni odnosi između snabdjevača, operatora distributivnog sistema i kupaca .....	60
2.1.2 Ugovorni odnosi između snabdjevača, operatora distributivnog sistema i kupaca .....	61

2.1.3 Razgraničenje imovine između CGES-a, CEDIS-a i EPCG-a.....	61
2.1.4 Kvalitet isporuke i snabdijevanja električnom energijom .....	63
2.1.4.1 Opšti parametri kvaliteta.....	64
a) Opšti parametri kvaliteta operatora prenosnog sistema .....	64
b) Opšti parametri kvaliteta operatora distributivnog sistema.....	67
2.1.4.2 Pojedinačni parametri kvaliteta .....	74
a) Pojedinačni parametri kvaliteta operatora prenosnog sistema.....	74
b) Pojedinačni parametri kvaliteta operatora distributivnog sistema.....	74
c) Pojedinačni parametri kvaliteta snabdijevača .....	76
2.1.5 Transparentnost i dostupnost informacija u vezi sa tržištem električne energije.....	76
2.1.6 Udjeli izvora energije .....	77
2.1.7 Rad i poslovanje operatora zatvorenog distributivnog sistema.....	78
2.1.8 Ispunjenošt uslova iz sertifikata i licence.....	79
2.1.9 Priklučenje fotonaponskih sistema.....	79
2.2 Djelatnosti u oblasti nafte i gasa.....	81
2.3 Zakonska ograničenja nadzora nad radom energetskih subjekata .....	82
<b>3. INVESTICIJE U ENERGETSKOM SEKTORU .....</b>	<b>88</b>
3.1 Investicije „Elektroprivrede Crne Gore“ AD Nikšić (EPCG).....	88
3.2 Investicije „Crnogorskog elektrodistributivnog sistema“ DOO Podgorica (CEDIS) .....	91
Primarna mreža .....	93
Sekundarna mreža .....	94
Revitalizacija mreže.....	95
Mjerna mjesta i napredni sistem za mjerjenje električne energije.....	95
Ostale investicije i ostala osnovna sredstva .....	97
3.3 Investicije „Crnogorskog elektroprenosnog sistema“ AD Podgorica (CGES).....	97
3.3.1 Razvoj prenosnog sistema električne energije i njegovi efekti.....	100
3.4 Uticaj investicija operatora sistema električne energije na cijene za korišćenje sistema .....	108
<b>4. TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE .....</b>	<b>114</b>
4.1 Paket za integraciju tržišta električne energije – obaveze i uslovi za izuzeće.....	114
4.2 Veleprodajno tržište električne energije .....	117
4.2.1. Razvoj veleprodajnog tržišta električne energije .....	125

4.3 Maloprodajno tržište električne energije.....	127
4.3.1 Obim prodaje i cijene električne energije u Crnoj Gori .....	128
4.3.2 Cijene električne energije u evropskim zemljama.....	132
4.3.3 Zaštita potrošača .....	135

## **5. FINANSIJSKO POSLOVANJE ENERGETSKIH SUBJEKATA .....144**

5.1 Elektroenergetski sektor.....	144
5.1.1 Finansijsko poslovanje regulisanih elektroenergetskih subjekata .....	144
5.1.1.1 Rezultati poslovanja Operatora prenosnog sistema električne energije.....	145
5.1.1.2 Rezultati poslovanja Operatora distributivnog sistema električne energije.....	148
5.1.1.3 Rezultati poslovanja Operatora tržišta električne energije .....	153
5.1.2 Finansijsko poslovanje neregulisanih elektroenergetskih subjekata .....	153
5.2 Sektor nafte i gasa.....	154

## **6. NORMATIVNE I UPRAVNE AKTIVNOSTI AGENCIJE U 2023. GODINI .....161**

6.1 Donošenje podzakonskih akata .....	161
6.1.1 Oblast električne energije .....	161
6.1.2 Oblast gasa .....	161
6.2 Odobravanje podzakonskih akata energetskih subjekata.....	161
6.3 Utvrđivanje cijena i naknada.....	162
6.4 Davanje saglasnosti na razvojne i investicione planove operatora sistema.....	163
6.5 Izdavanje licenci za obavljanje energetskih djelatnosti.....	163
6.6 Obnovljivi izvori i visokoefikasna kogeneracija .....	163

**ANEKS – „Procjena nezavisnosti i upravljanja Regulatorne agencije za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti Crne Gore od strane Sekretarijata Energetske zajednice“**



## Popis tabela

<b>Tabela 1.1.1</b> Teoretski i tehnički iskoristivi hidropotencijal u Crnoj Gori .....	20
<b>Tabela 1.1.2</b> Ostvarena proizvodnja uglja i njegova prodaja po kategorijama potrošnje u periodu 2015 – 2023. godina .....	27
<b>Tabela 1.1.3</b> Stanje rezervi uglja u pljevaljskom području, na dan 31. decembar 2023. godine ....	29
<b>Tabela 1.1.4</b> Stanje rezervi uglja u jami Petnjik, na dan 31. decembar 2023. godine .....	30
<b>Tabela 1.2.1</b> Proizvodni kapaciteti u Crnoj Gori .....	32
<b>Tabela 1.2.2</b> Ostvarena proizvodnja elektrana u periodu 2014 - 2023. godina .....	35
<b>Tabela 1.2.3</b> Potrošnja i broj kupaca tokom 2023. godine i poređenje sa prethodnom godinom.....	43
<b>Tabela 1.2.4</b> Ostvarena potrošnja kupaca priključenih na prenosni i distributivni sistem u desetogodišnjem periodu 2014 – 2023. godina .....	43
<b>Tabela 1.2.5</b> Gubici u prenosnom i distributivnom sistemu u periodu 2014 - 2023. godina.....	48
<b>Tabela 1.2.6</b> Prikaz ostvarenja elektroenergetskih veličina planiranih Energetskim bilansom za 2023. godinu .....	49
<b>Tabela 2.1.1</b> Trajanje i vrijednosti indikatora AIT i ENS u 2023. godini .....	65
<b>Tabela 3.1.1</b> Pregled realizacije investicija EPCG u 2023. godini.....	88
<b>Tabela 3.2.1</b> Pregled realizacije odobrenih investicija za 2023. godinu i investicija planiranih za period 2012 – 2022. godina, realizovanih u 2023. godini.....	91
<b>Tabela 3.3.1</b> Pregled realizacije odobrenih investicija za 2023. godinu .....	98
<b>Tabela 4.3.1</b> Prodaja električne energije, fakturisana realizacija i ostvarene prodajne cijene električne energije distributivnih kupaca u periodu 2014 – 2023. godina .....	130
<b>Tabela 4.3.2</b> Prodaja električne energije, fakturisana realizacija i ostvarene prodajne cijene električne energije domaćinstava u periodu 2014 – 2023. godina .....	131
<b>Tabela 6.6.1</b> Proizvođači koji su u 2023. godini imali utvrđen status povlašćenog proizvođača i njihovi proizvodni objekti.....	165
<b>Tabela 6.6.2</b> Električna energija otkupljena od povlašćenih proizvođača u periodu 2014 – 2023. godine .....	168

## Popis grafika

<b>Grafik 1.2.1</b> Udio instalisanih snaga proizvodnih objekata u ukupnom instalisanom proizvodnom kapacitetu .....	34
<b>Grafik 1.2.2</b> Udio proizvodnih objekata u ukupnoj proizvodnji električne energije.....	34
<b>Grafik 1.2.3</b> Proizvodnja električne energije u periodu 2014 – 2023. godina .....	36
<b>Grafik 1.2.4</b> Učešće pojedinačnih naponskih nivoa u ukupnoj dužini prenosne mreže.....	37
<b>Grafik 1.2.5</b> Učešće dužine vodova po naponskim nivoima u ukupnoj dužini distributivnog sistema .....	39
<b>Grafik 1.2.6</b> Udio dužine nadzemnih i kablovskeih vodova po pojedinačnim regionima .....	41
<b>Grafik 1.2.7</b> Potrošnja električne energije distributivnih kupaca u periodu 2014 - 2023. godina .....	44
<b>Grafik 1.2.8</b> Prosječni dnevni dijagrami potrošnje u 2023. godini po sezonama .....	45
<b>Grafik 1.2.9</b> Pregled dnevnih dijagrama potrošnje za sezonu grijanja, sezonu hlađenja, prelaznu sezonu i rasterećenu sezonu u 2019, 2020, 2021, 2022. i 2023. godini.....	46
<b>Grafik 1.2.10</b> Pregled dnevnih dijagrama potrošnje za sezonu grijanja, sezonu hlađenja, prelaznu sezonu i rasterećenu sezonu bez KAP-a u 2020, 2021, 2022. i 2023. godini .....	46
<b>Grafik 2.1.1</b> Poređenje broja prekida u prenosnom sistemu u periodu 2019 - 2023. godina .....	65
<b>Grafik 3.1.1</b> Udjeli investicionih ulaganja EPCG .....	89
<b>Grafik 3.2.1</b> Udjeli različitih kategorija investicija u ukupnim ulaganjima CEDIS-a u 2023. godini .....	92
<b>Grafik 3.3.1</b> Poređenje količine energije koja je ušla u prenosni sistem električne energije u periodu od 2016. do 2023. godine.....	105
<b>Grafik 3.3.2</b> Poređenje količine energije koja je izašla iz prenosnog sistema električne energije u periodu od 2016. do 2023. godine .....	105
<b>Grafik 3.3.3</b> Poređenje tranzita energije preko prenosnog sistema električne energije u periodu od 2016. do 2023. godine.....	106
<b>Grafik 3.3.4</b> Prihodi od alokacije prekograničnih kapaciteta u periodu od 2016. godine do 2023. godine .....	106
<b>Grafik 3.4.1</b> Pregled ukupnih investicija CEDIS-a i CGES-a od 2011. do 2023. godine .....	109
<b>Grafik 4.2.1</b> Prosječne ponderisane cijene po kojima je CGES kupovao električnu energiju za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu u periodu 2020 - 2023. godina .....	118

<b>Grafik 4.2.2</b> Prosječne ponderisane cijene po kojima je CEDIS kupovao električnu energiju za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu u periodu 2020 - 2023. godina.....	119
<b>Grafik 4.2.3</b> Cijene bazne električne energije ostvarene u 2023. godini na crnogorskom i mađarskom dan-unaprijed tržištu .....	120
<b>Grafik 4.3.1</b> Prosječna cijena električne energije u evropskim državama u 2023. godini.....	133
<b>Grafik 4.3.2</b> Prosječna cijena električne energije za domaćinstva u glavnim gradovima evropskih država u decembru 2023. godine .....	134
<b>Grafik 4.3.3</b> Prosječne cijene električne energije po paritetu kupovne moći za domaćinstva u glavnim gradovima evropskih država u decembru 2023. godine .....	134
<b>Grafik 5.1.1</b> Rezultat poslovanja CGES-a u periodu od 2016. do 2023. godine.....	145
<b>Grafik 5.2.1</b> Rezultati poslovanja tržišnih subjekata u sektoru nafte i gasa u 2023. godini.....	157

## **Popis slika**

<b>Slika 1.2.1</b> Zamjenska šema elektroenergetskog sistema Crne Gore .....	31
<b>Slika 1.2.2</b> Prikaz elektroenergetskog sistema Crne Gore .....	39
<b>Slika 1.2.3</b> Organizacija distributivnog sistema Crne Gore po regionima .....	40
<b>Slika 1.2.4</b> Tokovi električne energije (GWh) u prenosnom i distributivnom sistemu u 2023. godini .....	49
<b>Slika 2.1.1</b> Vrijednost SAIDI indikatora po regionima .....	70
<b>Slika 2.1.2</b> Vrijednost SAIFI indikatora po regionima .....	72
<b>Slika 4.2.1</b> Vrijednosti NTC-a na granicama crnogorskog elektroprenosnog sistema i susjednih sistema u 2023. godini.....	121
<b>Slika 4.2.2</b> Fizički tokovi između crnogorskog elektroenergetskog sistema i susjednih sistema u 2023. godini .....	122

## **Popis mapa**

<b>Mapa 1.1.1</b> Karta ležišta uglja pljevaljskog područja sa objektima Rudnika i TE „Pljevlja“ .....	28
<b>Mapa 1.3.1</b> Pregled broja benzinskih i plinskih stanica i jahting servisa po opštinama.....	52



## Lista skraćenica

- ACER – Agencija za saradnju energetskih 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 energetskih 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
- 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 – Mechanizam međusobne kompenzacije OPS-ova (eng. *Inter-TSO Compensation*)
- mHE – Mala hidroelektrana
- NDC – Nacionalni dispečerski centar
- NECP – Nacionalni energetski i klimatski 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 Izveštaj o stanju energetskog sektora Crne Gore za 2023. godinu, koji saglasno Zakonu o energetici („Službeni list CG”, br. 5/16, 51/17, 82/20, 29/22 i 152/22) (u daljem tekstu: Zakon) podnosi Skupštini Crne Gore na usvajanje najkasnije do 31. jula tekuće, za prethodnu godinu.

Sadržaj predmetnog izveštaja je propisan Zakonom, u kojem je normirano da izveštaj o stanju energetskog sektora Crne Gore naročito sadrži informacije o:

- energetskim resursima i kapacitetima;
- nalazima iz praćenja i kontrole energetskih subjekata;
- investicijama u energetskom sektoru sa posebnim osvrtom na realizaciju investicija u prenosni sistem;
- finansijskom poslovanju energetskih subjekata;
- stanju i aktivnostima na tržištu električne energije i gasa;
- mjerama koje je Agencija preduzela iz svoje nadležnosti i ostvarenim rezultatima;
- napretku u razvoju tržišta električne energije i tržišta gasa.

Izveštaj o stanju energetskog sektora Crne Gore za 2023. 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 poglavljje sadrži i prikaz stanja elektroenergetskog sistema Crne Gore u 2023. godini, sa pregledom postojećih proizvodnih, prenosnih i distributivnih kapaciteta i ostvarenom potrošnjom električne energije. Pored navedenog, dat je prikaz dnevног dijagrama potrošnje, gubitaka u prenosnom i distributivnom sistemu električne energije i ostvarenja energetskog 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 2023. godine u skladu sa zakonskom obavezom praćenja i kontrole energetskih subjekata. Naročito su obuhvaćene aktivnosti elektroenergetskih subjekata koje se tiču: ugovornih odnosa između energetskih subjekata, kao i energetskih subjekata 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, kao i priključenja fotonaponskih sistema. Dodatno, ovo poglavje sadrži i rezultate nadzora nad radom subjekata iz sektora nafte i gasa, u kojem se primarno kontroliše

ispunjavanje uslova utvrđenih licencom. Konačno, u ovom poglavlju je dat osvrt na zakonska ograničenja nadzora nad radom energetskih subjekata.

Sadržaj Poglavlja 3 obuhvata podatke o realizaciji investicija u energetskom 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 novi paket propisa u oblasti 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 energetskih subjekata koji se bave regulisanim i neregulisanim energetskim djelatnostima.

Poglavlje 6 se odnosi na normativnu ulogu Agencije u energetskom 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 energetskom sektoru u 2023. godini moraju se posmatrati upravo u kontekstu zaključenja na temelju tih informacija. U tom smislu, ovaj izvještaj predstavlja i odraz u ogledalu stanja energetskog sektora u 2023. godini. Ako se ogledalo polomi, činjenice će ostati iste. Filosof bi na to, kaže anegdota, rekao: „Utoliko gore po činjenice“. Izazovi koji očekuju energetski sektor u 2025. godini, obavezuju da to ne bude i stav donosilaca odluka u oblasti energetike.

U dijelu obaveza koje Crna Gora, pak, ima u okviru Pregovaračkog poglavlja 15, treba istaći da je „Regulatorna nezavisnost centralni preduslov za pravilno funkcionisanje internih tržišta električne energije i gasa. Stoga, *acquis communautaire* Energetske zajednice uspostavlja regulatorne organe („NRA“) kao nezavisne institucije. Posebno, direktive o električnoj energiji<sup>1</sup> i gasu<sup>2</sup> imaju povećan naglasak na regulatornoj nezavisnosti“. Citirani navod pripada dokumentu „Procjena nezavisnosti i upravljanja Regulatorne agencije za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti“, koji je pripremio Sekretarijat Energetske zajednice. U svjetlu ustavnog određenja o potvrđenim i objavljenim međunarodnim ugovorima kao sastavnom dijelu unutrašnjeg pravnog poretkta Crne Gore, te, s tim u vezi, obaveze ispunjavanja zahtjeva *acquis-a* Energetske zajednice, a zbog značaja zaključaka i preporuka koje daje i Skupštini u dijelu neophodnih izmjena zakonskog okvira, navedeni dokument je dat u prilogu ovog izvještaja.

---

1 <https://www.energy-community.org/dam/jcr:4dd35c70-91d7-4219-8396-7637a0cef7c7/EnC%20LF%205.0%20VOLUME%202%202019944.pdf>

2 [https://www.energy-community.org/dam/jcr:004b3ca7-fa52-4633-875e-8ac1b2cea021/Directive\\_2009\\_73\\_GAS.pdf](https://www.energy-community.org/dam/jcr:004b3ca7-fa52-4633-875e-8ac1b2cea021/Directive_2009_73_GAS.pdf)

## **1. ENERGETSKI RESURSI I KAPACITETI**



## 1. ENERGETSKI RESURSI I KAPACITETI

### 1.1 Energetski resursi

Uzimajući u obzir potrebu obezbjeđenja sigurnosti snabdijevanja koja, i pored težnje za stvaranjem jedinstvenog evropskog tržišta energije, ostaje odgovornost svake pojedinačne države, nameće se zaključak da raspoloživost velikog broja resursa na nacionalnom nivou predstavlja ogromni benefit, u slučaju njihove odgovarajuće valorizacije. U važećem nacionalnom strateškom dokumentu Crne Gore – *Strategiji razvoja energetike Crne Gore do 2030. godine* iz 2014. godine (u daljem tekstu: Strategija razvoja energetike), navedeno je da Crna Gora raspolaže značajnim rezervama uglja i potencijalima obnovljivih izvora energije, dok su eventualne rezerve nafte i gasa još uvijek u fazi istraživanja. Potvrđeni potencijali obnovljivih izvora energije obuhvataju hidroenergiju, energiju vjetra i sunčevog zračenja i biomasu.

Još od 40-ih godina prošlog vijeka, Crna Gora je bila usmjerena na iskorišćenje sopstvenih energetskih resursa u cilju proizvodnje električne energije. Prva elektrana koja koristi domaće resurse je bila mHE „Podgor“, koja je izgrađena kako bi napajala pumpe koje su dopremale vodu za Cetinje iz istoimenog sela u Crmnici. Nakon toga, u 20. vijeku je izgrađeno još osam hidroelektrana, a 1982. godine i TE u Pljevljima, koja korisiti domaće rezerve uglja za proizvodnju električne energije. U drugoj deceniji 21. vijeka nastavljeno je sa dodatnom eksploatacijom hidroenergije, a 2017. i 2019. godine energije vjetra i energije sunčevog zračenja. Pored korišćenja domaćih resursa za proizvodnju električne energije, domaći resursi neobrađene biomase (ogrijevna drva) i ugalj se koriste za grijanje.

Potpisivanjem i ratifikacijom Pariskog sporazuma 2017. godine, Crna Gora se obavezala da doprinosi smanjenju emisija gasova sa efektom staklene bašte na globalnom nivou, a u decembru 2022. godine, odlukom Ministarskog savjeta Energetske zajednice utvrđeni su nacionalni ciljevi za Crnu Goru do 2030. godine koji obuhvataju: smanjenje emisije gasova sa efektom staklene bašte za 55%, dostizanje udjela od 50% obnovljivih izbora u bruto finalnoj potrošnji energije, smanjenje primarne potrošnje energije na 0,92 Mtoe i smanjenje finalne potrošnje energije na 0,73 Mtoe. S tim u vezi, budući razvoj energetskog sektora Crne Gore treba da bude usmjerjen na povećanje korišćenja obnovljivih izvora energije i prelazak na održivija rješenja koja doprinose smanjenju emisije gasova sa efektom staklene bašte kako bi se dostigli ciljevi na koje se Crna Gora obavezala. Upravo je donošenje Nacionalnog energetskog i klimatskog plana, koji je Crna Gora u obavezi da izradi u skladu sa Zakonom, važan korak kojim se definiše strateški pravac daljeg razvoja energetskog sektora u skladu sa postavljenim ciljevima. Međutim, budući da ovaj plan nije donesen u propisanom roku, a da su se od godine usvajanja Strategije razvoja energetike dogodile velike promjene u energetskom sektoru, daljim odgađanjem donošenja navedenog strateškog dokumenta ugrozilo bi se dostizanje prethodno pomenutih ciljeva za 2030. godinu.

U sljedećim poglavljima su date detaljnije informacije o raspoloživim energetskim resursima u Crnoj Gori, njihovoj eksploataciji u prethodnom periodu, kao i planiranoj eksploataciji prema

trenutno raspoloživim podacima. Ulazne podatke i informacije dostavilo je Ministarstvo energetike i rudarstva, CGES, „Rudnik uglja“ AD Pljevlja i Rudnik Uglja Berane.

### 1.1.1 Hidropotencijal

Osim što je jedan od prvih energetskih resursa koji su se koristili za proizvodnju električne energije, hidroenergija, kao obnovljivi izvor energije, treba da igra i značajnu ulogu u zelenoj tranziciji<sup>3</sup>. Zbog svoje upravljivosti, hidroelektrane, uz adekvatnu eksploataciju, mogu da pruže potrebnu fleksibilnost elektroenergetskom sistemu kako bi se omogućila što veća integracija intermitentnih proizvodnih objekata, što je posebno značajno u uslovima postepenog izlaska iz pogona proizvodnih objekata koji koriste fosilna goriva<sup>4</sup>. Korišćenje hidroenergije za proizvodnju električne energije počelo je već 80-ih godina 19. vijeka, nakon čega je izgradnja hidroelektrana bila u fokusu tokom 20. i početkom 21. vijeka.<sup>5</sup> Međutim, iako je u skorije vrijeme stavljen primat na izgradnju elektrana iz drugih obnovljivih izvora energije, poput vjetra i sunca, hidroenergija je i dalje dominantna u energetskom miksu mnogih država. U izvještaju *Statistika kapaciteta obnovljivih izvora 2024*, Međunarodna agencija za obnovljivu energiju (eng. International Renewable Energy Agency – u daljem tekstu: IRENA) je objavila da je ukupni instalisani kapacitet hidroelektrana u svijetu<sup>6</sup> u 2023. godini iznosio 1.407.754 MW, što je oko 16% ukupnog kapaciteta elektrana na svijetu.

Kao i kod drugih obnovljivih izvora energije, postojanje energetskog potencijala na određenom području, u konkretnom slučaju hidropotencijala, diktira mogućnost valorizacije hidroenergije kroz izgradnju hidroelektrana. Prema dostupnim podacima, Crna Gora raspolaže značajnim hidroenergetskim potencijalom, što je i istaknuto u Strategiji razvoja energetike Crne Gore do 2025. godine. Teoretski i tehnički iskoristivi hidropotencijal Crne Gore, prikazan u Tabeli 1.1.1, procijenjen je 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]
<b>Glavni</b>	9,8 <sup>7</sup>	3,7 – 4,6 <sup>8</sup>
<b>Manji</b>	0,8 – 1,0	0,4
<b>Ukupno</b>	<b>10,6 - 10,8</b>	<b>4,1 – 5,0</b>

<sup>3</sup> International Hydropower association, World Hydropower Outlook 2024

<sup>4</sup> Izvor: ACER, ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design, April 2022

<sup>5</sup> <https://www.hydropower.org/aha/discover-history-of-hydropower>

<sup>6</sup> Uključujući i reverzibilne hidroelektrane

<sup>7</sup> 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).

<sup>8</sup> Tehnički iskoristivi potencijal glavnih vodotoka bez prevođenja vode iz Tare u Moraču

Do sada su izgrađene dvije velike hidroelektrane u Crnoj Gori: HE „Perućica“ i HE „Piva“, ukupne instalisane snage 649 MW, čime je tehnički potencijal glavnih vodotoka iskorišćen oko 39%. Ove elektrane su puštene u pogon 1960. odnosno 1976. godine, i imaju veliki udio u ukupnoj proizvodnji u Crnoj Gori, kao i u podržavanju adekvatnog rada crnogorskog elektroenergetskog sistema. Za HE Perućica je planirano povećanje instalisane snage za 58,5 MW ugradnjom dodatnog (osmog) agregata. Kada je riječ o planovima za dalju izgradnju velikih hidroelektrana, Strategijom razvoja energetike Crne Gore je bila predviđena izgradnja hidroelektrana na Morači i HE „Komarnica“. U pogledu izgradnje hidroelektrana na Morači već određeno vrijeme nije bilo novih aktivnosti, dok je povodom planirane HE Komarnica, 24. juna 2022. godine, između Vlade Crne Gore i EPCG, zaključen *Ugovor o koncesiji za korišćenje prirodnih bogatstava, radi izgradnje, održavanja i korišćenja energetskog objekta HE Komarnica radi proizvodnje električne energije*, kojim je predviđena izgradnja navedene hidroelektrane instalisane snage 172 MW i ukupne planirane godišnje proizvodnje oko 213 GWh. EPCG je Agenciji za zaštitu životne sredine za ovaj projekat dostavila *Elaborat o procjeni uticaja na životnu sredinu*. Predmetni postupak ocjene uticaja na životnu sredinu je još uvijek u toku.

Kada je u pitanju hidroenergetski potencijal malih rijeka, hidrološka mjerena su uglavnom sprovedena od 2007. godine, i to dominantno na pritokama velikih rijeka, a od 2010. godine na najmanjim rijekama pogodnim za izgradnju malih hidroelektrana snage do 1 MW. Izgradnja malih hidroelektrana u Crnoj Gori počela je 1939. godine, kako je navedeno u Potpoglavlju 1.1. (mHE „Podgor“ instalisane snage 270 kW), nakon čega je do kraja 1989. godine pušteno u pogon još šest malih hidroelektrana: mHE „Rijeka Crnojevića“, mHE „Slap Zete“, mHE „Glava Zete“, mHE „Rijeka Mušovića“, mHE „Šavnik“ i mHE „Ljeva Rijeka“. Nakon gotovo 24 godine pauze, 2013. je puštena u pogon mHE „Jezerštica“, čime je otpočela tzv. druga faza izgradnje malih hidroelektrana u Crnoj Gori. Tokom te faze, od 2013. godine do kraja 2023. godine, na elektrodistributivni sistem je priključena 31 mala hidroelektrana, kao i mHE „Vrelo – Manastrir Morača“, instalisane snage 12 kW, koja je u režimu kupca-proizvođača.

Dodatno, *Ugovor o koncesiji za korišćenje akumulacije Otilovići radi izgradnje male hidroelektrane u cilju proizvodnje električne energije*, kojim je predviđena izgradnja mHE „Otilovići“ instalisane snage 2,96 MW i ukupne godišnje proizvodnje 11 GWh, zaključen je 26. avgusta 2022. godine između Vlade Crne Gore i EPCG. Nakon toga, u novembru 2023. godine je zaključen Aneks 1 ovog ugovora, kojim su izmijenjeni rokovi za realizaciju ugovora. U julu 2023. godine, Vlada Crne Gore je izdala urbanističko-tehničke uslove za izgradnju mHE „Otilovići“.

### **1.1.2 Potencijal vjetra**

U cilju smanjenja emisije gasova sa efektom staklene bašte i, u konačnom, dekarbonizacije, što veće iskorišćenje potencijala održivih obnovljivih izvora energije, uključujući i energiju vjetra, stavljeno je u fokus razvoja elektroenergetskih sistema. Vjetrolelektrane omogućavaju proizvodnju tzv. „čiste“ električne energije pretvaranjem kinetičke energije vjetra u električnu energiju. U odnosu na hidroelektrane, razvoj i komercijalizacija tehnologije vjetrolelektrana je tekla sporije, tako

da je prva komercijana vjetroelektrana puštena u rad tek 1980. godine<sup>9</sup>. Početkom 21. vijeka, zahvaljujući uvođenju podsticajnih mehanizama za obnovljive izvore, napretku tehnologije i smanjenju troškova proizvodnje vjetroagregata, došlo je do značajnog povećanja broja i instalirane snage vjetroelektrana u svijetu. Prema podacima IRENA-e, ukupna instalirana snaga vjetroelektrana u svijetu iznosi 1.017.199 MW<sup>10</sup>, što je za skoro 60 puta veće u poređenju sa ukupnom instalisanom snagom na kraju 2000. godine.

Prvo istraživanje potencijala energije vjetra u Crnoj Gori sprovedeno je 2007. godine, u okviru studije „Procjena potencijala obnovljivih izvora energije u Crnoj Gori”, koju je izradila konsultantska kuća CETMA (eng. *European Research Center of Technologies, Design and Materials*). Ova studija je došla do zaključka da Crna Gora ima značajan potencijal za korišćenje energije vjetra na pojedinim djelovima svoje teritorije. Polazeći od teorijske brzine vjetra i teorijskog vjetropotencijala, stvarne brzine vjetrova i vjetropotencijal su utvrđeni primjenom korekcionog faktora, tj. koristeći izmjerene vrijednosti brzine vjetrova, nakon čega je izvršena analiza pojedinačnih lokaliteta uzimajući u obzir ograničenja za ekspolataciju energije vjetra, kao što su putna i željeznička infrastruktura, elektroenergetska mreža, nacionalni parkovi i zaštićene oblasti, itd. Na ovaj način su identifikovane dvije najpogodnije zone za eksploataciju potencijala vjetra: 1) priobalna područja sa brzinama vjetra 7 – 8 m/s, i 2) područje u okolini Nikšića sa brzinama vjetra 5,5 – 6,5 m/s<sup>11</sup>.

Pored navedene studije, u periodu od 2011. do 2015. godine je sprovedena procjena vjetropotencijala u priobalnom području u okviru međunarodnog projekta „Priobalne vjetroelektrane: istraživanje i razvoj“ – POWERED<sup>12</sup>, u kojem su, pored Crne Gore, učestvovale i Italija, Hrvatska i Albanija. Cilj ovog projekta je bio da identificuje područja sa velikim vjetropotencijalom za izgradnju priobalnih vjetroelektrana na Jadranskom moru. Sprovedene analize su ukazale da priobalno područje između Crne Gore i Albanije može biti pogodno za izgradnju vjetroelektrana<sup>13</sup>.

Procjena vjetropotencijala u Crnoj Gori bila je i predmet studije „Atlas vjetrova Balkana“ iz 2014. godine. Kao rezultat ove studije izrađena je mapa vjetrova za Balkan, i to na osnovu dva skupa istorijskih podataka: period 1979 – 2014. godina sa velikom rezolucijom i period 1961 – 2014. godina sa manjom rezolucijom<sup>14</sup>.

Korišćenje energije vjetra u cilju proizvodnje električne energije u Crnoj Gori počelo je 2017. godine, puštanjem u pogon VE „Krново“, instalirane snage 72 MW, nakon čega je 2019. godine počela sa radom i druga, VE „Možura“, instalirane snage 46 MW. U 2023. godini, učešće vjetroelektrana u ukupnoj proizvodnji električne energije je bilo oko 7%, ali u narednom periodu,

---

<sup>9</sup> <https://www.nationalgrid.com/stories/energy-explained/history-wind-energy>

<sup>10</sup> Izvor: IRENA; Renewable Capacity Statistics 2024

<sup>11</sup> Izvor: „Procjena potencijala obnovljivih izvora energije u Republici Crnoj Gori“, Ministarstvo za zaštitu životne sredine, kopna i mora Republike Italije, 2007. godina

<sup>12</sup> Izvor: <http://www.powered-ipa.it/>

<sup>13</sup> 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>

<sup>14</sup> Izvor: <https://balkan.wind-index.com/Info.html>

prema podacima dobijenim od resornog ministarstva, planirano je povećanje ukupne instalisane snage vjetroelektrana u Crnoj Gori kroz izgradnju još dvije vjetroelektrane: VE „Gvozd” i VE „Brajići”.

Nakon što je utvrđeno da je izgradnjom VE „Krново” iskorišćen samo dio vjetropotencijala na Krnovskoj visoravni, EPCG je 2018. godine izradila Lokalnu studiju lokacije kojom je planirana izgradnja VE „Gvozd” na ovoj visoravni. Planirana je ugradnja 13 vjetroagregata uz izgradnju tipskih platoa za montažu vjetroagregata i temelja za stubove, ukupne instalisane snage 54,6 MW i planirane godišnje proizvodnje oko 150 GWh. U junu 2023. godine, između Evropske banke za obnovu i razvoj (eng. *European Bank for Reconstruction and Development* – u daljem tekstu: EBRD), EPCG i projektne kompanije „Green Gvozd” DOO Podgorica, zaključen je *Ugovor o kreditnom aranžmanu za potrebe finansiranja projekta izgradnje vjetroelektrane „Gvozd”* (vrijedan 82 miliona €<sup>15</sup>). Iako je Dugoročnim energetskim bilansom Crne Gore za period od 2023. do 2025. godina („Službeni list CG”, broj 87/22) (u daljem tekstu: Dugoročni energetski bilans) predviđen ulazak u pogon ove vjetroelektrane u 2024. godini, prema navodima EPCG-a, planirano je da ova vjetroelektrana bude puštena u rad 2026. godine.

Kada je u pitanju realizacija VE „Brajići”, u avgustu 2020. godine je zaključen *Ugovor o davanju u zakup zemljišta za izgradnju vjetroelektrane na lokalitetu Brajići – opštine Budva i Bar*, između Vlade Crne Gore i prvorangiranog ponuđača – konzorcijuma kompanija WPD AG iz Bremena i „Vjetroelektrane Budva” DOO Podgorica. Ovim ugovorom je planirana izgradnja VE „Brajići” instalisane snage 100,8 MW. U maju 2023. godine je zaključen Aneks 1 ovog ugovora. Kako bi se stvorili prostorno-planski preduslovi za izgradnju ove vjetroelektrane, Vlada Crne Gore je u martu 2022. godine donijela *Odluku o izradi Detaljnog prostornog plana za prostor koncesionog područja za izgradnju vjetroelektrane na lokalitetu Brajići – opštine Budva i Bar*<sup>16</sup>.

Pored navedenog, u toku 2022. i 2023. godine, CGES-u su podnijeta dva zahtjeva za priključenje vjetroelektrana na prenosni sistem, ukupne zahtijevane priključne snage 239 MW, povodom kojih još uvijek nije došlo do zaključenja ugovora o izgradnji infrastrukture za priključenje i priključenju.

### **1.1.3 Energetski potencijal sunčevog zračenja**

Korišćenje energije sunčevog zračenja za proizvodnju električne energije je doživjelo veliki porast u posljednjih nekoliko godina, naročito zbog napretka tehnologije solarnih panela i smanjenja njihove cijene, tako da je na kraju 2023. ukupna instalisana snaga solarnih elektrana u svijetu premašila ukupnu instalisanu snagu hidroelektrana. Dakle, može se reći da solarne elektrane dominiraju u svijetu u elektroenergetskom proizvodnom miksu obnovljivih izvora po pitanju instalisane snage. Naime, prema podacima IRENA-e, ukupna instalisana snaga solarnih elektrana je iznosila 1.418.969 MW<sup>17</sup>, što je za 32,23% više od instalisane snage u 2022. godini, a za oko 0,8% veće od ukupne instalisane snage hidroelektrana<sup>18</sup>.

---

<sup>15</sup> <https://www.gov.me/clanak/potpisan-ugovor-o-kreditiranju-projekta-ve-gvozd>

<sup>16</sup> Izvor: [www.gov.me](http://www.gov.me)

<sup>17</sup> Izvor: IRENA; Renewable Capacity Statistics 2024

<sup>18</sup> Uključujući reverzibilne hidroelektrane.

Razlikuju se dvije osnovne tehnologije konverzije energije sunčevog zračenja u električnu energiju: fotonaponski paneli/elektrane i solarne termoelektrane. Kod prve tehnologije se vrši direktna konverzija u električnu energiju zahvaljujući fotoelektričnom efektu, dok se druga tehnologija bazira na konverziji solarne energije u toplotnu, pa u mehaničku, a onda u električnu energiju, koncentrisanjem sunčevih zraka sa velike površine na mali prostor u kojem se nalazi odgovarajući fluid. Od navedenih tehnologija, fotonaponske elektrane su mnogo zastupljenije, pa se od ranije pomenutih 1.418.969 MW instalise snage solarnih elektrana, 1.412.093 MW odnosi na fotonaponske elektrane, a preostalih 6.876 MW na solarne termoelektrane.

U okviru studije „*Procjena potencijala obnovljivih izvora energije u Republici Crnoj Gori*”, pomenute u prethodnom poglavlju, osim analize potencijala vjetra, izvršena je i prva procjena potencijala sunčevog zračenja u Crnoj Gori. Izrađeno je ukupno 13 mapa globalnog zračenja, od kojih se 12 odnosi na prosječne dnevne vrijednosti sunčevog zračenja na mjesecnom nivou, u cilju analize trendova u toku godine, dok se jedna mapa odnosi na prosječne vrijednosti na godišnjem nivou. Analizom ovih mapa je procijenjeno da broj časova insolacije iznosi preko 2.000 h/god za veći dio teritorije, dok za područje duž morske obale iznosi preko 2.500 h/god, pa je zaključeno da na teritoriji Crne Gore postoji veliki potencijal za korišćenje energije sunčevog zračenja. Takođe, zaključak ove studije je bio da je količina solarne energije koju prima Podgorica veća u odnosu na druge gradove jugoistočne Evrope<sup>19</sup>.

U odnosu na eksploataciju hidroenergije i energije vjetra, ulazak u pogon komercijalnih solarnih (fotonaponskih) elektrana je u Crnoj Gori počeo nešto kasnije, tačnije od 2019. godine. Do kraja 2023. godine, na elektrodistributivni sistem Crne Gore je bilo priključeno šest malih komercijalnih solarnih elektrana postavljenih na krovovima objekata: SE „DG“, SE „Bar-Kod“, SE „Invicta“, SE „Alliance“, SE „FSCG“ i SE „Milenijum“, ukupne instalise snage 2,319 MW, kao i 2.631 fotonaponskih sistema u režimu kupca-proizvođača, ukupne instalise snage 13,75 MW. Važno je naglasiti da se značajan porast broja kupaca-proizvođača desio nakon stupanja na snagu Zakona o izmjenama i dopunama Zakona o energetici („Službeni list CG“, broj 82/22), koji je, između ostalog, imao za cilj da podstakne proizvodnju iz obnovljivih izvora od strane krajnjih kupaca, kako bi postali aktivni učesnici u zelenoj tranziciji. U ovom dijelu je važno istaći da su projekti Solari 3000+ i 500+ i Solari 5000+ (70 MW), koje sprovodi EPCG, doveli do naglog skoka broja kupaca-proizvođača (više o priključenju fotonaponskih sistema se nalazi u potpoglavlju 2.1.9. Priključenje fotonaponskih sistema). Pored navedenog, u decembru 2023. godine u probni rad je ušla prva solarna elektrana u Crnoj Gori koja je postavljena na čvrstom tlu (eng. *ground mounted*) – SE „Čevo“, instalise snage 3,25 MW. Ova elektrana je, takođe, priključena na distributivni sistem, a „Čevo Solar“ DOO Podgorica je licencu za proizvodnju električne energije iz ovog proizvodnog objekta dobilo u aprilu 2024. godine.

Međutim, i pored značajnog napretka u pogledu izgradnje malih solarnih elektrana, u Crnoj Gori ne postoji nijedna velika solarna elektrana priključena na prenosni sistem. U toku 2022. i 2023. godine, CGES je primio 23 zahtjeva za priključenje solarnih elektrana, ukupne zahtijevane snage 3,395 GW, od kojih je za njih šest, ukupne snage 1,59 GW, do sada zaključen ugovor.

---

<sup>19</sup> Izvor: „*Procjena potencijala obnovljivih izvora energije u Republici Crnoj Gori*“, Ministarstvo za zaštitu životne sredine, kopna i mora Republike Italije, 2007. godina

Kada je u pitanju izgradnja solarnih elektrana na zemljištu u svojini države, Vlada Crne Gore je, nakon sprovedenog tenderskog postupka, krajem 2018. godine sa konzorcijumom kompanija Fortum i EPCG zaključila *Ugovor o zakupu zemljišta za izgradnju solarne elektrane Briska Gora u Opštini Ulcinj*. Realizacija ovog ugovora sastoji se od dvije faze:

- I faza: izgradnja solarne elektrane instalisane snage 50 MW, pratećih objekata i infrastrukture, te priključenje na sistem,
- II faza: izgradnja dodatnih 200 MW, pratećih objekata i infrastrukture, kao i priključenje na sistem.

U cilju stvaranja prostorno-planskih pretpostavki za izgradnju ove elektrane, Vlada Crne Gore je u novembru 2021. godine donijela *Odluku o izradi izmjena i dopuna prostorno-urbanističkog plana Opštine Ulcinj*. Prema navodima resornog ministarstva, odluka još uvijek nije realizovana, iako je kao rok bio 12. januar 2023. godine.

Ovdje je, takođe, važno ukazati da je tenderski postupak koji je rezultirao zaključenjem pomenutog ugovora, predmet sudske ocjene u okviru upravnog spora u kojem je donijeta presuda Upravnog suda U. br. 3925/20 od 29. septembra 2022. godine. Prema navodima resornog ministarstva, Vlada Crne Gore je krajem novembra 2023. godine donijela Zaključak kojim je predviđeno formiranje Tenderske komisije sa zadatkom da postupi po prigovoru Konzorcijuma „Montesolar“ izjavljenom protiv Odluke Tenderske komisije o utvrđivanju rang liste ponuđača 310-984/2018-11 od 18. oktobra 2018. godine, uključujući i analizu i ocjenu kompletne dokumentacije na osnovu koje je ova odluka donijeta. Navedena tenderska komisija je 14. juna 2024. godine donijela Odluku kojom se poništava Odluka o utvrđivanju rang liste ponuđača, broj 310-984/2018-11 od 18. oktobra 2018. godine i kojom se kao neispravne odbijaju ponude ponuđača Fortum i EPCG, IREDL i Montesolar.

Podsećamo da je *Dugoročnim energetskim bilansom za period 2023 - 2025. godina* bilo predviđeno da I faza SE „Briska Gora“ uđe u pogon u toku 2024. godine.

#### **1.1.4 Potencijal biomase**

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 transport<sup>20</sup>. Po pitanju proizvodnje električne energije, biomasa može da pomogne u diversifikaciji energetskog miksa, na taj način doprinoseći većoj sigurnosti snabdijevanja u okolnostima velike integracije intermitentnih obnovljivih izvora. Međutim, da bi uticala na smanjenje emisije gasova sa efektom staklene bašte, prilikom proizvodnje biomase treba voditi računa o održivosti, tako da su na nivou Evropske unije uvedeni kriterijumi za održivost korišćenja biomase. Prema podacima IRENA-e za 2023. godinu, ukupna instalisana snaga proizvodnih objekata koji koriste bioenergiju je iznosila oko 150.261 MW.

---

<sup>20</sup> [https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biomass\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biomass_en)

U odnosu na energetski potencijal biomase u Crnoj Gori, prethodno pomenutom studijom „*Procjena potencijala obnovljivih izvora energije u Republici Crnoj Gori*“ izvršena je i procjena potencijala ovog obnovljivog izvora. Ulazni podaci za analizu su bili statistički podaci za nacionalnu teritoriju, kao i podaci o globalnom vegetacionom pokrivaču. Na osnovu navedenih podataka je zaključeno da Crna Gora ima veliki energetski 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 energetskog potencijala biomase za ugovorne strane Energetske zajednice, potvrdila je da Crna Gora ima značajni energetski potencijal biomase. Procijenjeno je da bi se iskorišćenjem energetskog potencijala biomase mogla proizvesti energija u iznosu od 4.200 GWh/god.

U okviru programa ReDEWeB (eng. *Renewable District Energy in the Western Balkans*), pokrenutog 2019. godine od strane EBRD-a, u saradnji sa Vladom Republike Austrije, izrađena je Predstudija daljinskog grijanja na biomasu na Žabljaku, u kojoj je zaključeno da implementacija daljinskog grijanja na biomasu predstavlja najpovoljnije rješenje za uspostavljanje sistema grijanja na Žabljaku i da postoje dovoljne količine raspoložive biomase za nesmetano korišćenje ovog sistema. Međutim, za realizaciju ovog projekta je neophodna izmjena i dopuna prostorno-planske dokumentacije opštine Žabljak. S tim u vezi, navedene aktivnosti su obustavljene do stvaranja prostorno-planskih preduslova<sup>21</sup>.

### **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.

U periodu od 2015. do 2023. godine, prosječna godišnja proizvodnja uglja u Crnoj Gori je iznosila oko 1,6 miliona t, od kojih je za potrebe potrošnje u Crnoj Gori u prosjeku proizvedeno 1,48 miliona t. U tabeli koja slijedi dat je prikaz ostvarene proizvodnje uglja, kao i njegova prodaja po kategorijama potrošnje u periodu 2015 – 2023. godina<sup>22</sup>.

---

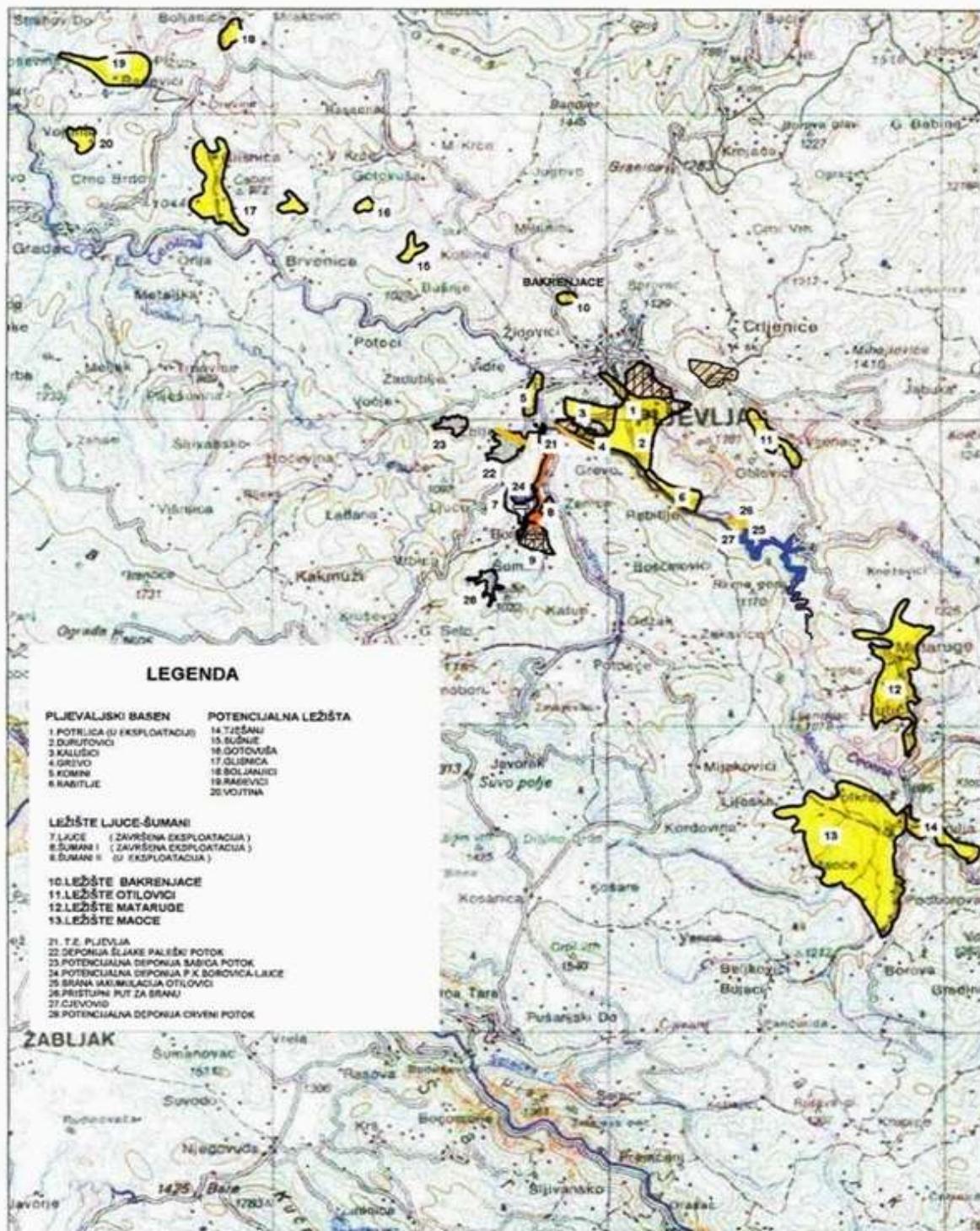
<sup>21</sup> Izvor: Ministarstvo kapitalnih investicija Crne Gore

<sup>22</sup> Izvor: „Rudnik uglja“ AD Pljevlja

**Tabela 1.1.2** Ostvarena proizvodnja uglja i njegova prodaja po kategorijama potrošnje u periodu 2015 – 2023. godina

<b>Godina</b>	<b>TE Pljevlja [t]</b>	<b>CG potrošnja [t]</b>	<b>Izvoz [t]</b>	<b>Ukupno [t]</b>
<b>2015.</b>	1.657.315,32	32.922,26	44.534,32	1.734.771,90
<b>2016.</b>	1.278.077,26	29.499,74	42.159,26	1.349.736,26
<b>2017.</b>	1.286.090,26	34.945,74	98.986,04	1.420.022,04
<b>2018.</b>	1.411.298,74	32.650,50	95.172,72	1.539.121,96
<b>2019.</b>	1.419.967,00	30.349,06	111.301,38	1.561.617,44
<b>2020.</b>	1.530.880,00	26.543,00	99.529,00	1.656.952,00
<b>2021.</b>	1.360.522,00	23.384,00	164.705,00	1.548.611,00
<b>2022.</b>	1.460.079,00	25.137,00	237.318,00	1.722.534,00
<b>2023.</b>	1.638.289,00	18.779,00	205.083,00	1.862.151,00
<b>Suma</b>	13.042.518,58	254.210,30	1.098.788,72	14.395.517,60
<b>Prosjek</b>	<b>1.449.168,73</b>	<b>28.245,59</b>	<b>122.087,64</b>	<b>1.599.501,96</b>

U 2023. godini je, prema podacima „Rudnika uglja“ AD Pljevlja, ukupna proizvodnja povećana za oko 16% u odnosu na devetogodišnji prosjek (2015 - 2023. godina). Izvoz je ostvaren u znatno većoj količini od devetogodišnjeg prosjeka, što je slučaj i sa potrošnjom TE „Pljevlja“ koja je u odnosu na 2022. godinu povećana za 12,2%. Sa druge strane, kod industrije i opšte potrošnje u Crnoj Gori je nastavljen trend smanjenja potrošnje tako da je u 2023. godini njihova potrošnja niža za oko 33% u odnosu na devetogodišnji prosjek (2015 - 2023. godina).

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

Prema stanju na dan 31. decembar 2023. godine, ukupne rezerve uglja na pljevaljskom području iznose 178.640.118 t. 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 1.1.3 dat je prikaz stanja rezervi i prosječne energetske vrijednosti uglja na pljevaljskom području na dan 31. decembar 2023. godine.

**Tabela 1.1.3** Stanje rezervi uglja u pljevaljskom području, na dan 31. decembar 2023. godine<sup>23</sup>

R.b.	Basen/ ležište	Kategorija	Rezerve [t]	Ovjera rezervi	Učešće a+b [%]	Otkrivka [m <sup>3</sup> ]	DTE [kJ/kg]	Sred. koefic. otkr. [m <sup>3</sup> /t]
<b>KONCESIJE</b>								
<b>1</b> <span style="float: right;">Pljevaljski basen</span>								
1	Potrlica	A+B+C1	24.632.033	bilansne	100	84.582.415	11.452	3,43
	Kalušići	A+B+C1	17.698.761	bilansne	100	48.304.018	8.038	2,73
	Grevo	C1	2.281.807	bilansne	0	11.722.118	12.550	5,14
	Komini	B+C1	4.958.100	bilansne	57	6.628.880	7.830	1,34
	Rabitje	B	2.903.059	bilansne	100	34.684.531	11.327	11,95
	<b>UKUPNO</b>		<b>52.473.760</b>			<b>185.921.962</b>		<b>3,54</b>
<b>2</b> <span style="float: right;">Ljuče - Šumanski basen</span>								
2	Šumani I	A+B+C1	200.000	bilansne	60	230.000	7.684	1,15
	Ljuče II	B+C1	1.056.085	bilansne	61,21	500.000	5.572	0,47
	Ljuče I	A+B	255.617	bilansne	100	569.364	8.600	2,22
	<b>UKUPNO</b>		<b>1.511.702</b>			<b>1.299.364</b>		<b>0,85</b>
3	Glisnica	B	<b>1.701.343</b>	bilansne	100	<b>4.232.019</b>	9.384	2,49
<b>UKUPNO KONSECIJE RUDNIKA</b>			<b>55.686.805</b>			<b>191.453.345</b>		<b>3,43</b>
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
<b>UKUPNO BILANSNE</b>			<b>60.440.118</b>			<b>204.491.645</b>		<b>3,38</b>
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
<b>UKUPNO SVA LEŽIŠTA</b>			<b>178.640.118</b>			<b>716.991.645</b>		<b>4,01</b>

### 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 1.1.4<sup>24</sup> dat je prikaz stanja rezervi uglja u jami Petnjik na dan 31. decembar 2023. godine, koje je nepromijenjeno u odnosu na prethodnu godinu. Energetska vrijednost uglja iz ove jame iznosi 13,643 kJ/kg.

<sup>23</sup> Izvor: „Rudnik uglja“ AD Pljevlja

**Tabela 1.1.4** Stanje rezervi uglja u jami Petnjik, na dan 31. decembar 2023. godine

Kategorija <sup>25</sup>	Ukupne rezerve prema Elaboratu o rezervama iz ugovora o koncesiji [t]			Eksploatacionali 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
<b>UKUPNO</b>	<b>21.475.023</b>	<b>13.494.051</b>	<b>34.969.075</b>	/	<b>16.596.529</b>

## 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.

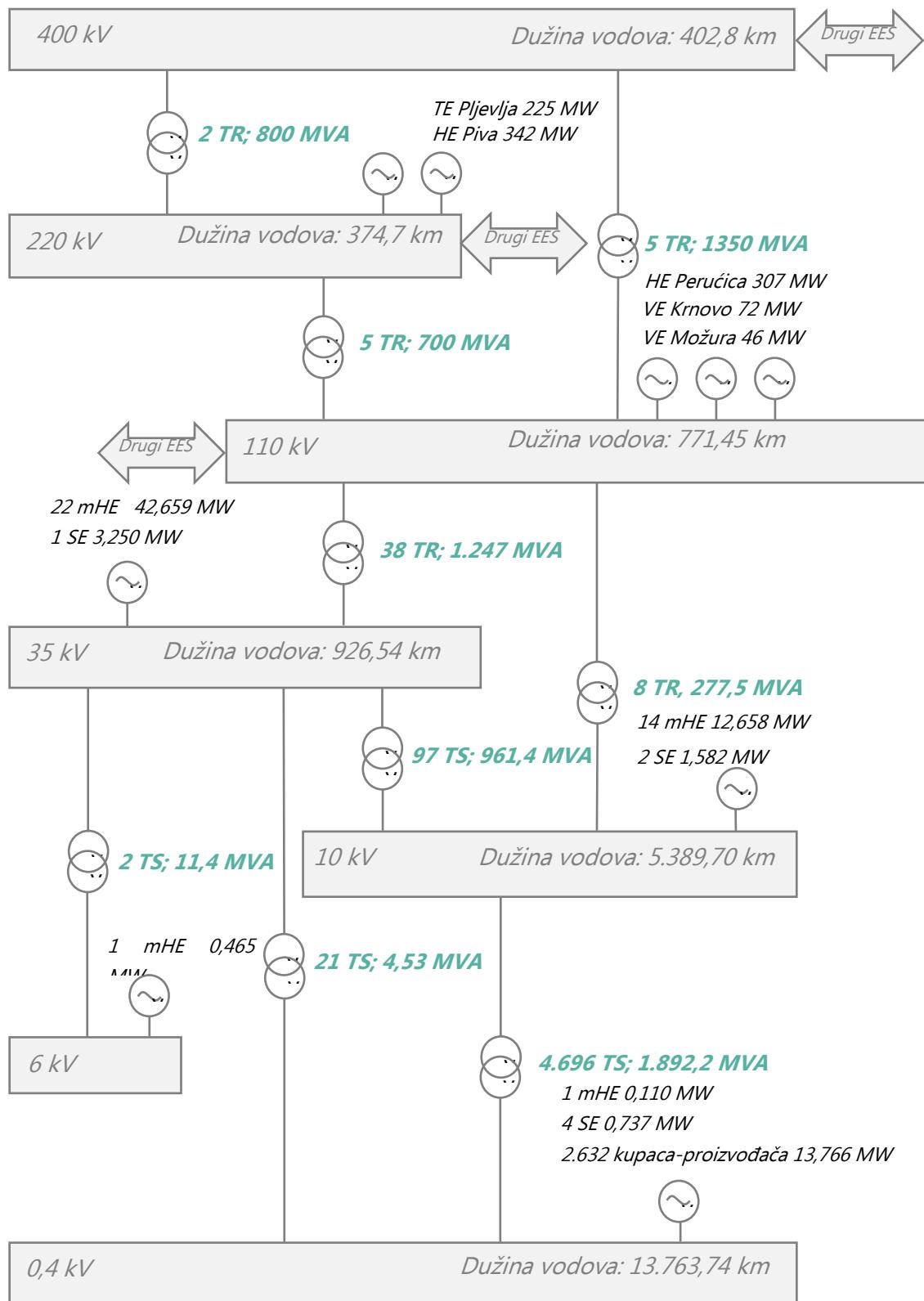
Elektroenergetski sistem obuhvata infrastrukturne objekte, kao što su elektrane, prenosne i distributivne mreže, i kupce električne energije. On se dimenziониše tako da se svim kupcima u svakom trenutku isporuči električna energija u zahtijevanim količinama, uz uvažavanje zahtjeva za ekonomičnošću, sigurnošću, 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 2023. godini, u elektroenergetskom sistemu Crne Gore bilo je 50 elektrana, dok se električne energije prenosila preko 21.628,94 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.

<sup>24</sup> Izvor: Rudnik uglja Berane

<sup>25</sup> Prema stepenu istraženosti rezervi uglja, ležišta se klasifikuju u kategorije: A – dokazane rezerve uglja, B – istražene rezerve uglja i C1 – nedovoljno istražene rezerve uglja.



**Slika 1.2.1** Zamjenska šema elektroenergetskog sistema Crne Gore

### 1.2.1 Proizvodni kapaciteti

U 2023. godini u probni rad puštena je SE „Čevo“ instalirane snage 3,25 MW, priključena na 35 kV naponski nivo distributivnog sistema. Agencija je za ovu elektranu izdala licencu za obavljanje djelatnosti proizvodnje električne energije u 2024. godini, čime je ona postala jedini proizvodni objekat priključen na elektroenergetski sistem Crne Gore nakon 2021. godine.

Dodatno, u izvještajnoj godini na distributivni sistem priključeno je 2.386 novih kupaca – proizvođača, čime ova kategorija dostiže ukupan broj od 2.632 kupca – proizvođača instalirane snage od 13,77 MW.

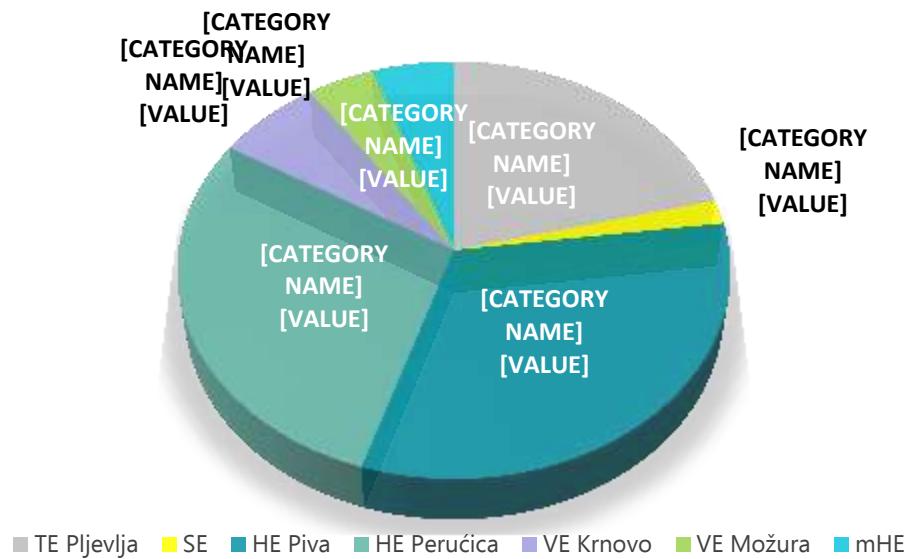
Na kraju 2023. godine, ukupna instalirana snaga svih elektrana u Crnoj Gori, uključujući kupce – proizvođače, iznosila je 1.067,238 MW. Pregled instaliranih snaga po energetskim subjektima i elektranama je prikazan u Tabeli 1.2.1.

**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 „Ljeva 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“ Andrijevica	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

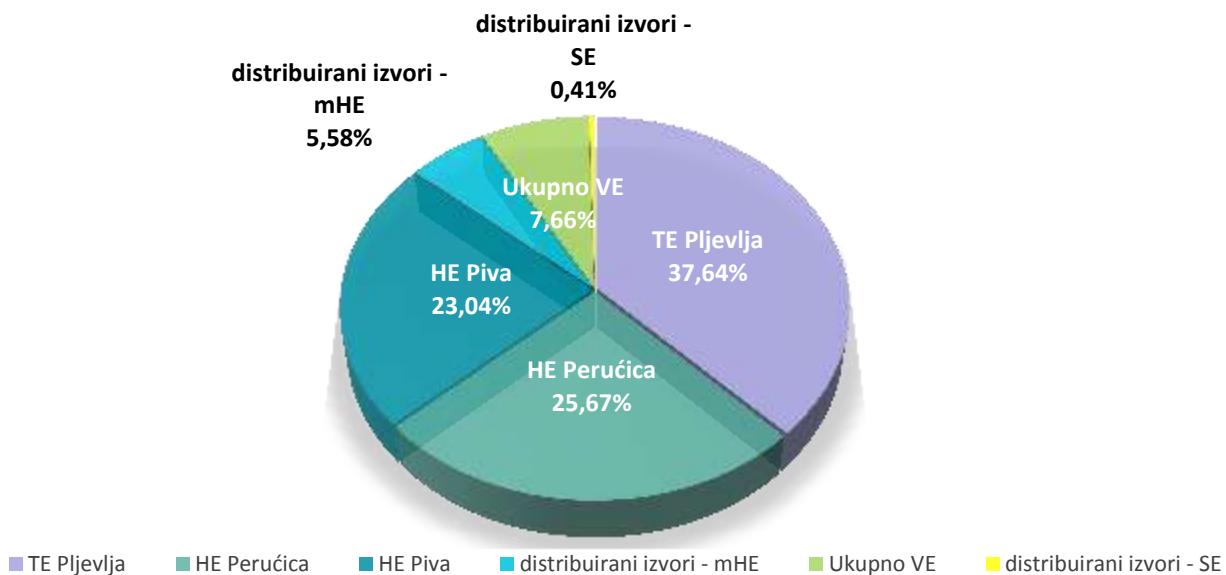
DOO „Simes Inžinjering” Podgorica	mHE „Ljevak”	0,551
DOO „Viridi Progressum” Kolašin	mHE „Paljevinska”	0,553
DOO „Power AB Group” Kolašin	mHE „Bukovica”	0,282
DOO „BB Hidro” Podgorica	mHE „Lipovska Bistrica”	0,993
DOO „Small Power Plants Kutska” Andrijevica	mHE „Kutska 1”	1,800
	mHE „Kutska 2”	0,810
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 „Benergo” 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 „Knovo Green Energy” Podgorica	VE „Knovo”	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 (probni rad)	SE „Čevo”	3,250
kupci-proizvođači	SE	13,766
	mHE	0,012
<b>UKUPNO</b>		<b>1.067,238</b>

Proizvodne kapacitete u Crnoj Gori čine hidroelektrane, termoelektrane, vjetroelektrane i solarne elektrane. U elektroenergetskom miksu Crne Gore, u ukupnom instalisanom proizvodnom kapacitetu, hidroelektrane uzimaju učešće od 66,05% (704,904 MW), termoelektrane – 21,08% (225 MW), vjetroelektrane – 11,06% (118 MW), a solarne elektrane – 1,81% (19,334 MW) (Grafik 1.2.1).



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

U 2023. godini, u Crnoj Gori proizvedeno je 4.046,71 GWh električne energije. Posmatrajući Grafik 1.2.2, koji prikazuje ostvarenje proizvodnje po proizvodnim objektima, uočava se da je u 2023. godini proizvodnja TE „Pljevlja“ dominantna u energetskom miksu i predstavlja 37,64% ukupno ostvarene proizvodnje. Udio obnovljivih izvora energije i visokoefikasne kogeneracije u ukupnoj proizvodnji električne energije u 2023. godini iznosio je 62,36%.

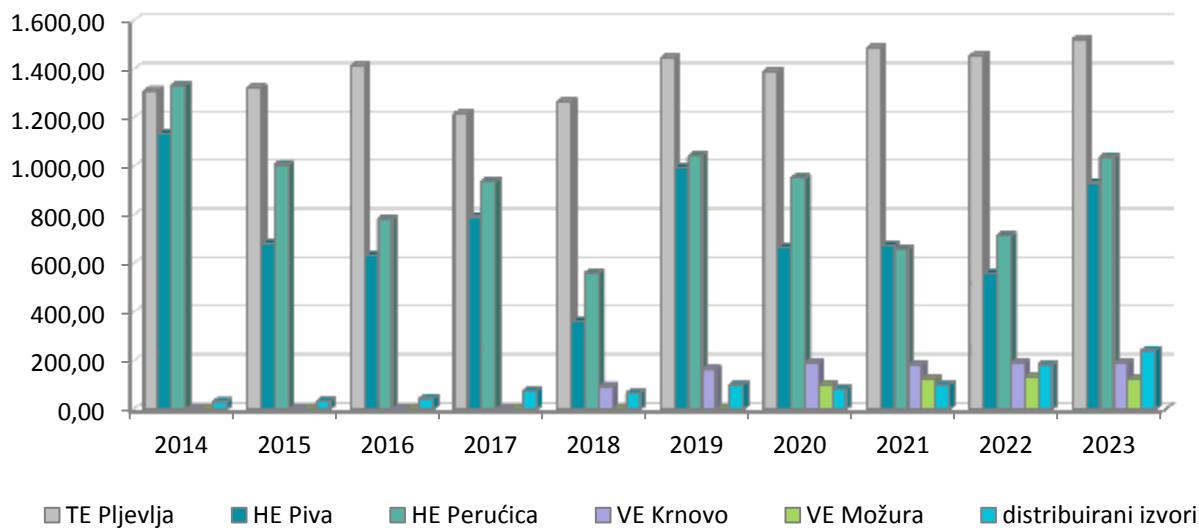


**Grafik 1.2.2** Udio proizvodnih objekata u ukupnoj proizvodnji električne energije

**Tabela 1.2.2** Ostvarena proizvodnja elektrana u periodu 2014 - 2023. godina

	Proizvodnja elektrana (GWh)									
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
HE Piva	679,34	631,04	792,46	360,45	993,90	665,09	672,08	838,48	558,77	932,55
HE Perućica	1.006,68	783,36	938,73	561,25	1.042,26	951,97	657,32	989,01	715,67	1.038,96
distribuirani izvori – mHE	31,78	45,55	76,05	66,88	101,71	80,34	98,87	172,11	180,01	225,70
Ukupno HE	<b>1.717,80</b>	<b>1.459,94</b>	<b>1.807,24</b>	<b>988,58</b>	<b>2.137,87</b>	<b>1.697,40</b>	<b>1.428,27</b>	<b>1.999,60</b>	<b>1.454,45</b>	<b>2.197,21</b>
VE Krnov	0,00	0,00	0,00	94,98	161,63	193,02	180,69	192,19	190,77	187,40
VE Možura	0,00	0,00	0,00	0,00	0,64	101,29	126,18	128,28	131,89	122,56
Ukupno VE	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>94,98</b>	<b>162,27</b>	<b>294,31</b>	<b>306,87</b>	<b>320,46</b>	<b>322,65</b>	<b>309,96</b>
TE Pljevlja	1.322,06	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
distribuirani izvori – SE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,05	2,59	2,98	3,85	16,55
<b>UKUPNO</b>	<b>3.039,86</b>	<b>2.871,56</b>	<b>3.023,39</b>	<b>2.348,61</b>	<b>3.743,90</b>	<b>3.382,86</b>	<b>3.225,20</b>	<b>3.655,66</b>	<b>3.235,09</b>	<b>4.046,71</b>
Prosječna proizvodnja 2014 - 2023 (GWh)										<b>3.257,28</b>
Prosjek 2014 - 2022 bez ekstrema (GWh)										<b>3.272,19</b>

U Crnoj Gori, proizvodnja električne energije prvenstveno zavisi od hidroelektrana, kod kojih je tokom 2023. godine zabilježen rast proizvodnje. Pregled proizvodnje po kategorijama izvora, za period 2014 - 2023. godina dat je u Tabeli 1.2.2, iz koje se zaključuje da je proizvodnja električne energije u Crnoj Gori u 2023. godini bila veća za 25,09% u odnosu na 2022. godinu, odnosno za 10,70% u odnosu na 2021. godinu. Količina električne energije proizvedene u 2023. godini veća je za 23,67% u odnosu na prosjek za period 2014 - 2022. godina, iz kojeg su izuzete godine u kojima je dostignuta maksimalna i minimalna proizvodnja.



**Grafik 1.2.3** Proizvodnja električne energije u periodu 2014 – 2023. godina

## 1.2.2 Prenosni kapaciteti

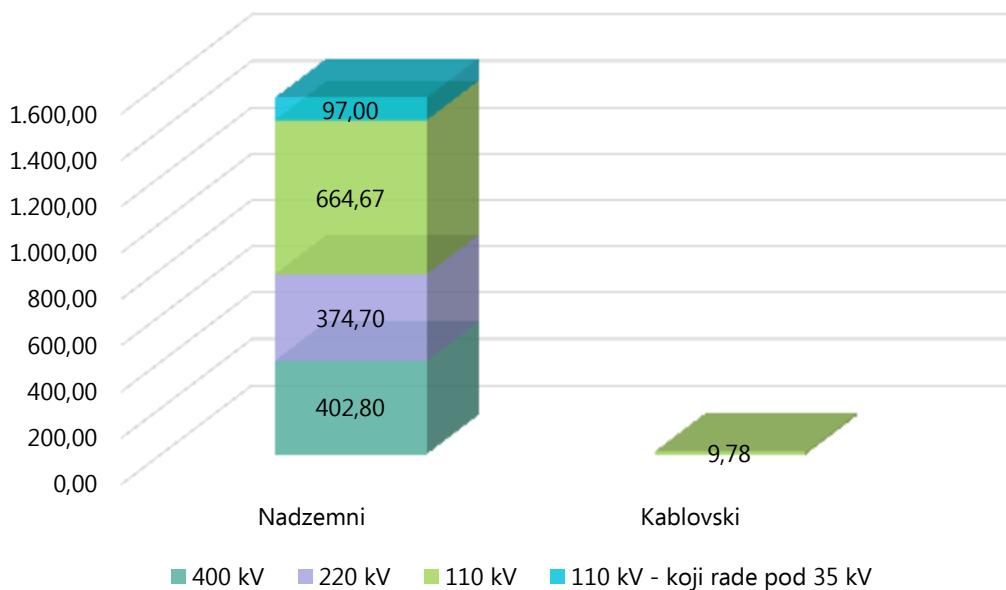
Elektroprenosni sistem je dio elektroenergetskog sistema koji se bavi prenosom električne energije na velike udaljenosti od proizvođača do drugih prenosnih sistema, distributivnih sistema i kupaca električne energije. On obuhvata mrežu visokonaponskih prenosnih vodova, transformatorske stanice, prekidače, 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 2023. 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 4.454,50 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 obezbeđenje sigurnog pogona elektroenergetskih sistema na evropskom nivou i optimalnog funkcionsanja i razvoja jedinstvenog evropskog tržišta električne energije kroz uvažavanje energetskih i klimatskih ciljeva<sup>26</sup>. Među 39 punopravnih članova ovog udruženja iz 35 zemalja, nalazi se i CGES.

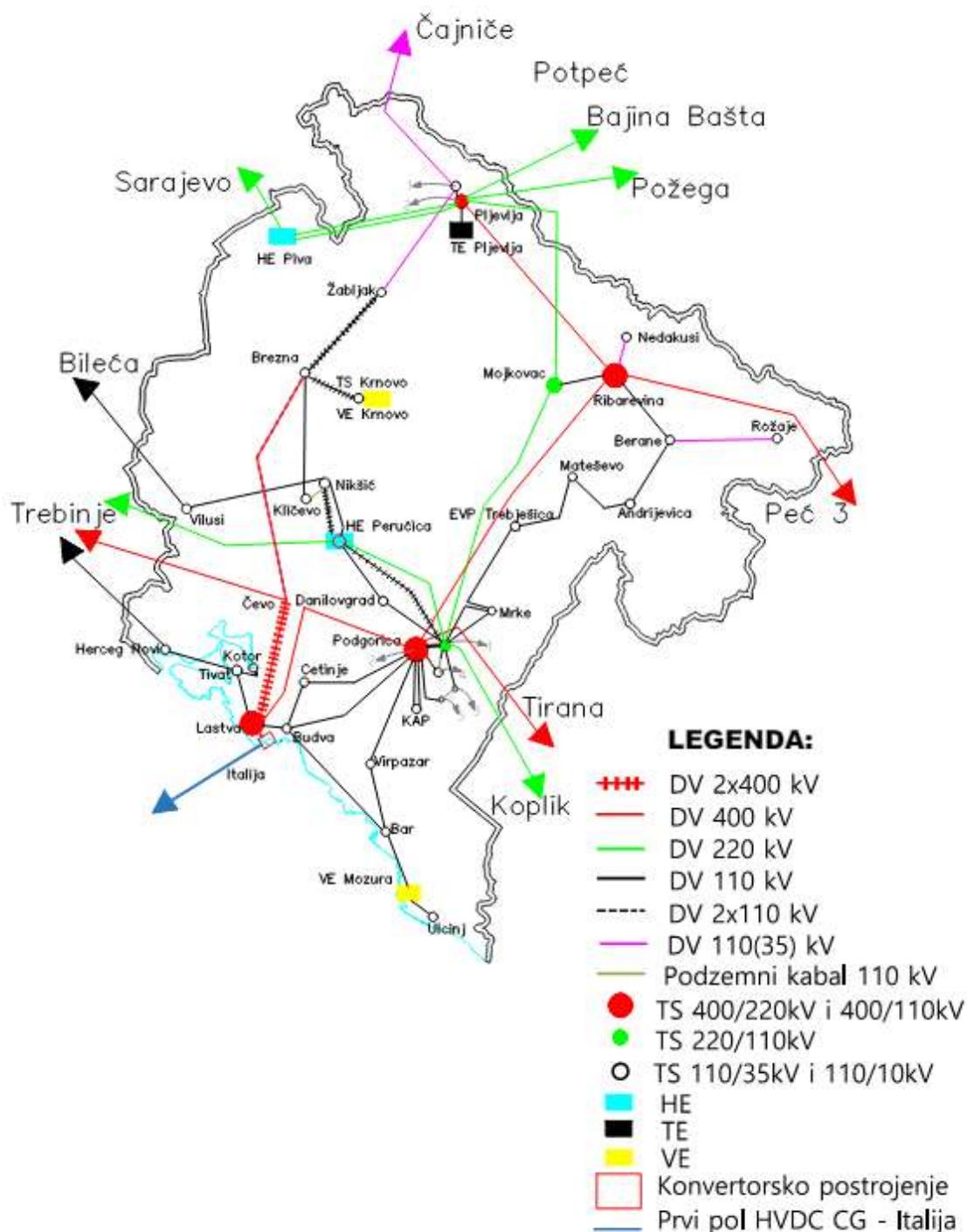
U interkonekciji, crnogorski prenosni sistem ostvaruje važnu ulogu zbog velike povezanosti sa susjednim sistemima, i to sa:

- 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,

<sup>26</sup> <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 „Bačina Bašta – Pjevlja 2” i DV „Pjevlja 2 – Požega”), kao i jednog dalekovoda 110 kV (DV „Pjevlja 1 - Potpeć”).

Prikaz elektroenergetskog sistema Crne Gore sa stanjem na 31. decembar 2023. godine je dat na Slici 1.2.2.

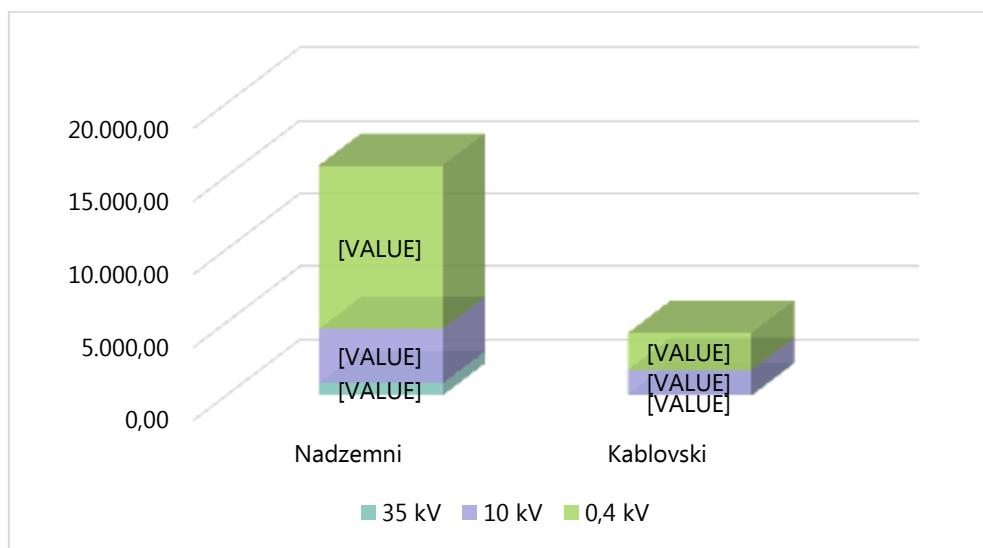


*Slika 1.2.2 Prikaz elektroenergetskog sistema Crne Gore<sup>27</sup>*

### 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 sistem<sup>28</sup> čine elektroenergetski vodovi ukupne dužine 20.079,99 km, naponskog nivoa 35 kV, 10 kV i 0,4 kV, kao i 4.816 trafostanica prenosnog odnosa 35/10 kV, 35/6 kV, 35/0,4 kV i 10/0,4 kV, ukupne snage transformacije 2.869,53 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 (15.770,50 km), sa učešćem u ukupnoj dužini distributivnog sistema od 79%.

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

<sup>27</sup> Izvor: CGES

<sup>28</sup> Ovi podaci se odnose na dio distributivnog sistema koji se nalazi u vlasništvu CEDIS-a.

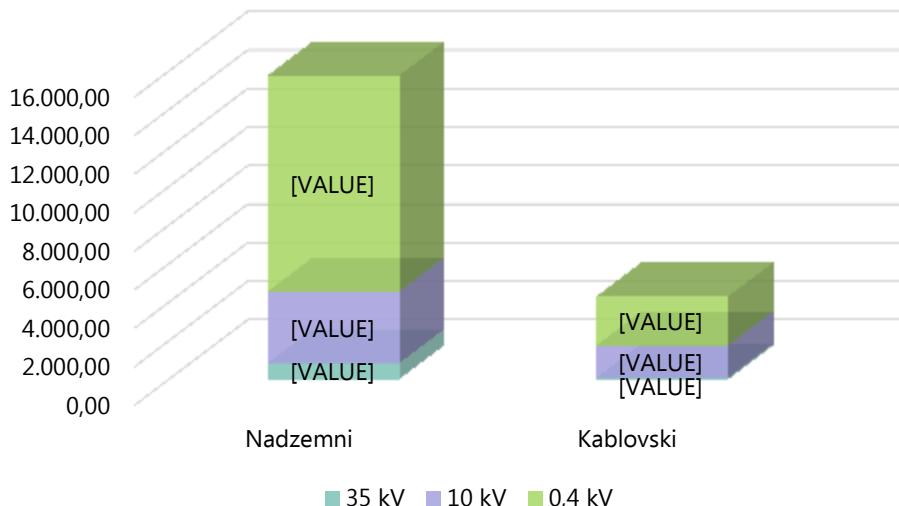
obuhvata sve opštine u Crnoj Gori. Naime, 16 distribucija kojima je nekad raspolagao, organizovao je, vodeći računa o geografskoj pripadnosti konzuma, u sljedeće regije:

- 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 kablovske vodova u ukupnoj dužini po pojedinačnim regionima.



**Grafik 1.2.6** Udio dužine nadzemnih i kablovske vodova po pojedinačnim regionima

Značajna zastupljenost kablovske vodove 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 2023. 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 izveštajnoj godini iznosila je 2.694.513.522 kWh električne energije. U 2023. godini kupci direktno priključeni na prenosni sistem električne energije potrošili su 88.065.846 kWh (3,27%), dok su distributivni kupci potrošili 2.606.447.676 kWh (96,73%) električne energije.

Kod kupaca priključenih na prenosni sistem, u odnosu na 2022. godinu, bilježi se pad potrošnje električne energije od 36,57%, dok se kod kupaca priključenih na distributivni sistem bilježi rast

potrošnje električne energije za 4,9%. Na nivou elektroenergetskog sistema, bilježi se rast potrošnje električne energije od 2,71% u odnosu na 2022. godinu.

U izvještajnoj godini, najveći rast potrošnje električne energije zabilježen je kod kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo (5,51% u odnosu na 2022. godinu), a potom kod kupaca priključenih na 10 kV naponski nivo (3,31% u odnosu na 2022. godinu). Pad potrošnje električne energije zabilježen je kod kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo (0,66% u odnosu na 2022. godinu).

U Tabeli 1.2.3 je dat pregled ostvarene potrošnje električne energije, broja kupaca, udjela u ukupnoj potrošnji električne energije u 2023. godini, kao i trend potrošnje električne energije u odnosu na 2022. godinu, dok je u Tabeli 1.2.4 dat pregled potrošnje u desetogodišnjem periodu (2014 - 2023. godina).

**Tabela 1.2.3** Potrošnja i broj kupaca tokom 2023. godine i poređenje sa prethodnom godinom

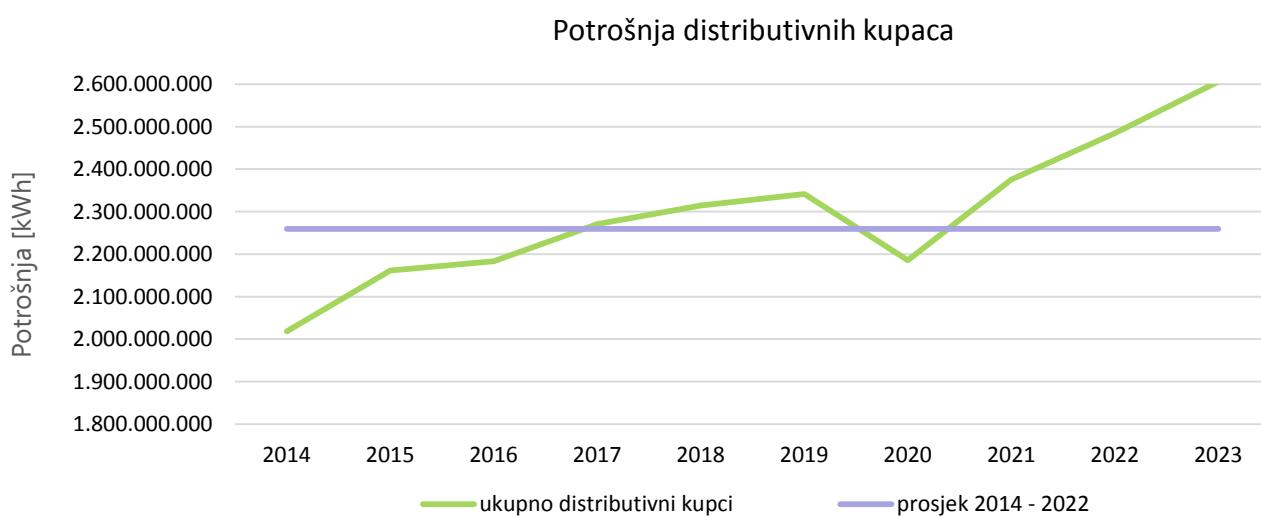
Kategorija potrošnje	Ostvarena potrošnja 2023. (kWh)	Broj kupaca na 31.12.2023. godine	Prosječna potrošnja (kWh/kupcu)	Udio u ukupnoj potrošnji (%)	Ostvarena potrošnja 2022. (kWh)	Trend (2023/2022)
<b>1. Kupci na 110 kV</b>	<b>88.065.846</b>	<b>10</b>	<b>8.806.585</b>	<b>3,27%</b>	<b>138.846.309</b>	<b>-36,57%</b>
2.1. Kupci na 35 kV	108.599.492	37	2.935.121	4,03%	109.318.514	-0,66%
2.2. Kupci na 10 kV	397.726.084	591	672.971	14,76%	384.968.175	3,31%
2.3. Kupci na 0,4 kV	2.100.122.100	434.980	4.828	77,94%	1.990.402.192	5,51%
<b>2. Ukupno distributivni kupci</b>	<b>2.606.447.676</b>	<b>435.608</b>	<b>5.983</b>	<b>96,73%</b>	<b>2.484.688.881</b>	<b>4,90%</b>
<b>UKUPNO</b>	<b>2.694.513.522</b>	<b>435.618</b>	<b>6.185</b>	<b>100,00%</b>	<b>2.623.535.191</b>	<b>2,71%</b>

**Tabela 1.2.4** Ostvarena potrošnja kupaca priključenih na prenosni i distributivni sistem u desetogodišnjem periodu 2014 – 2023. godina

Kategorija potrošnje	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.
<b>1. Kupci na 110 kV</b>	<b>707,00</b>	<b>714,00</b>	<b>606,21</b>	<b>674,59</b>	<b>676,74</b>	<b>625,68</b>	<b>633,76</b>	<b>606,89</b>	<b>138,85</b>	<b>88,07</b>
2.1. Kupci na 35 kV	82,67	91,00	87,37	92,43	117,87	96,50	99,20	104,17	109,32	108,60
2.2. Kupci na 10 kV	292,56	321,55	328,69	348,61	361,87	375,13	328,63	359,81	384,97	397,73
2.3. Kupci na 0,4 kV	1.642,71	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
<b>2. Ukupno distributivni kupci</b>	<b>2.017,94</b>	<b>2.161,42</b>	<b>2.183,28</b>	<b>2.270,76</b>	<b>2.314,55</b>	<b>2.341,31</b>	<b>2.185,24</b>	<b>2.375,37</b>	<b>2.484,69</b>	<b>2.606,45</b>
<b>UKUPNO</b>	<b>2.724,94</b>	<b>2.875,42</b>	<b>2.789,49</b>	<b>2.945,35</b>	<b>2.991,29</b>	<b>2.966,99</b>	<b>2.819,00</b>	<b>2.982,26</b>	<b>2.623,54</b>	<b>2.694,51</b>
<b>Prosječna potrošnja 2014 - 2022 (GWh)</b>										<b>2.858</b>
<b>Projek 2014 - 2023 bez ekstrema (GWh)</b>										<b>2.850</b>

Istoriski pregled ostvarene potrošnje električne energije kupaca priključenih na distributivni sistem električne energije u periodu 2014 – 2023. 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 - 2023. godina nastavlja se rast potrošnje, kada je i ostvarena maksimalna potrošnja u posmatranom periodu (2023. godina).

Potrošnja distributivnih kupaca ostvarena tokom 2023. godine je veća za 4,9% u odnosu na potrošnju ostvarenu tokom 2022. godine, dok je za 15,36% veća od prosječno ostvarene potrošnje u periodu 2014 – 2022. godina (2.259.394.339 kWh).



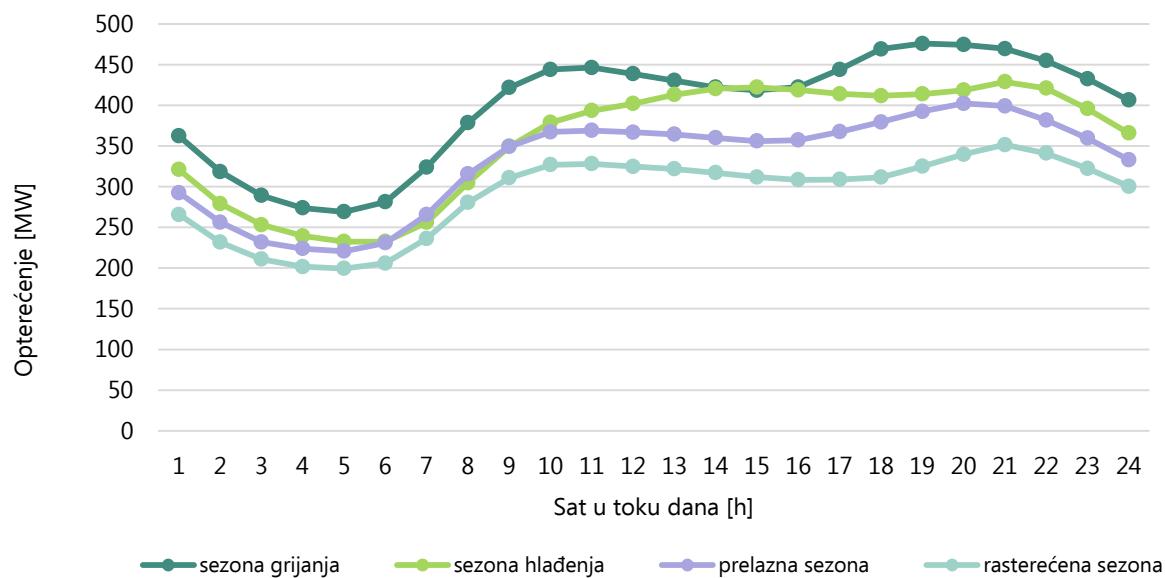
**Grafik 1.2.7** Potrošnja električne energije distributivnih kupaca u periodu 2014 - 2023. godina

## 1.2.5 Dnevni dijagram potrošnje i sezonalnost bruto konzuma električne energije

Iako ukupna godišnja potrošnja predstavlja važan podatak koji govori o kumulativnim potrebama konzuma, u cilju razumijevanja njegovih karakteristika neophodno je ispitati kako se angažovana snaga mijenja tokom dana. Naime, u određenim periodima dana snaga konzuma je veoma niska, dok je u drugim periodima opterećenje visoko – vršna snaga. Ove varijacije snage opisuju se dnevnim dijagrame potrošnje, pri čemu je važno naglasiti da potrebe konzuma, koje su uslovljene različitim faktorima, diktiraju oblik ovog dijagrama i vrijednosti opterećenja. Poznavanje dnevnih dijagrama potrošnje je veoma važno za operatore sistema, kako zbog toga da bi se u svakom trenutku obezbijedila izbalansiranost sistema i dobro planiranje gubitaka u sistemu, tako i zbog planiranja razvoja sistema na način da bi mogao da podrži različite nivoje opterećenja. Pored navedenog, snabdjevači moraju da poznaju potrebe svojih kupaca u cilju izrade voznih redova i obezbijedivanja potrebne električne energije u odgovarajućim satima.

Kada je u pitanju crnogorski konzum, analizom promjene dnevnih potreba bruto konzuma tokom godine, može se uočiti sličnost dnevnih dijagrama potrošnje u određenim periodima, tj. moguće je uočiti četiri tipične sezone: sezona grijanja (decembar, januar i februar), sezona hlađenja (jun, jul i avgust), prelazna sezona (mart, septembar i novembar) i rasterećena sezona (april, maj i oktobar).

Crnogorski konzum dominantno čine kupci priključeni na distributivni sistem kojima potrošnja značajno varira tokom dana i perioda godine, naročito imajući u vidu da se za grijanje i hlađenje dominatno koristi električna energija. Sljedeći grafik ilustruje razliku prosječnih dnevnih dijagrama potrošnje tokom navedenih sezona i jasno ukazuje da je prosječna snaga konzuma najveća u toku sezone grijanja.



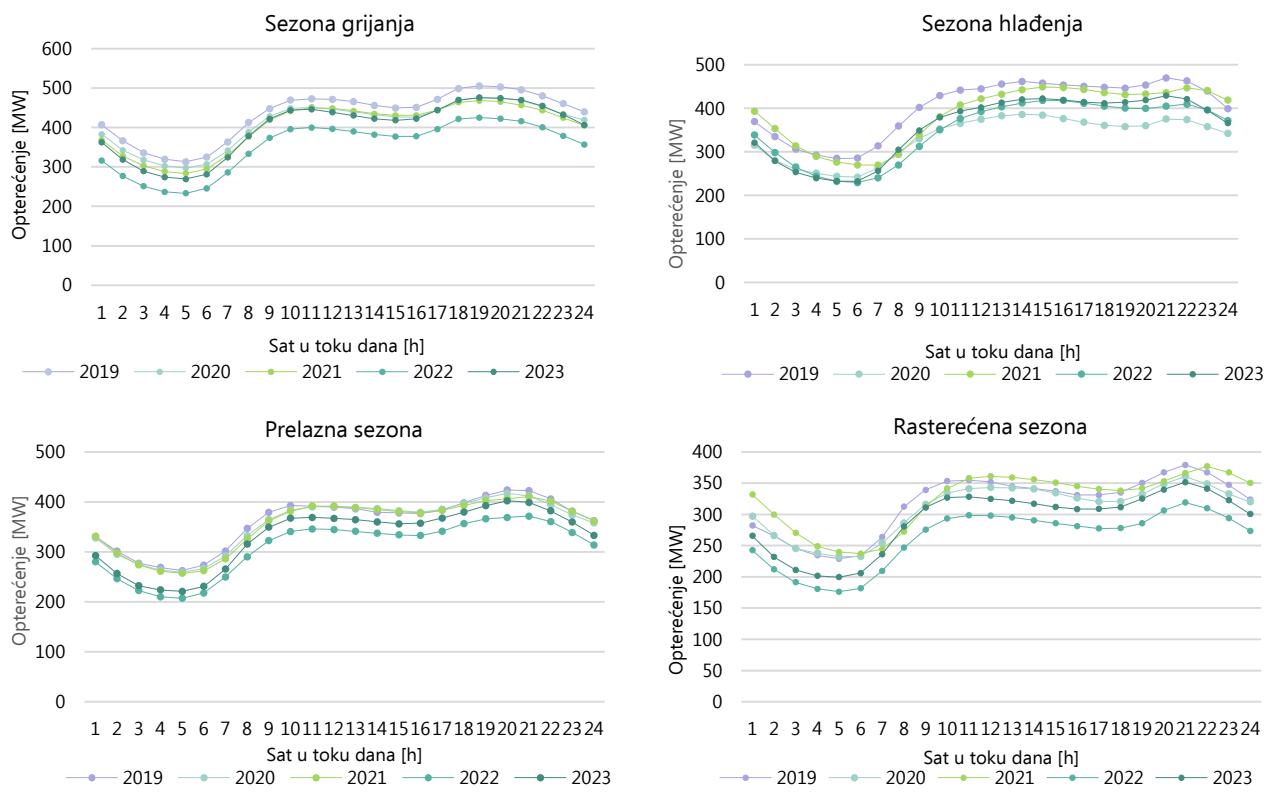
**Grafik 1.2.8** Prosječni dnevni dijagrami potrošnje u 2023. godini po sezonom

Posmatrajući oblike dijagrama potrošnje u različitim sezonomama, evidentno je da sezoni grijanja, prelaznu i rasterećenu sezonu karakteriše sličan oblik, tj. nisko opterećenje u toku ranih jutarnjih časova i dva lokalna maksimuma u periodu od 10-11h i 19-21h, naravno različitih vrijednosti, dok se tokom sezone hlađenja javljaju lokalni maksimumi u 15h i u 21h.

Na Grafiku 1.2.9 su prikazani prosječni sezonski dijagrami potrošnje u periodu od 2019. do 2023. godine. Ovaj grafik jasno ilustruje promjene opterećenja crnogorskog konzuma u prethodnom periodu:

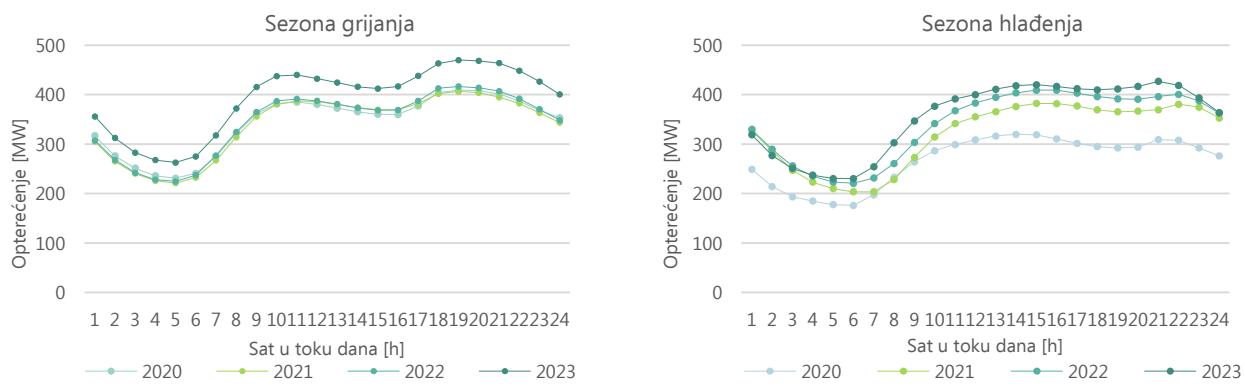
- 2019. godina: godina koja je prethodila pandemiji COVID-19, koju je karakterisalo „normalno“ opterećenje;
- 2020. godina: naglo smanjenje snage konzuma tokom pandemije COVID-19;
- 2021. godina: postepeni oporavak konzuma i početak energetske krize;
- 2022. godina: energetska kriza, tj. rekordno povećanje cijena na tržištu u Evropi, i naglo smanjenje snage angažovane od strane industrijskog potrošača (Kombinat aluminijuma Podgorica (u daljem tekstu: KAP));
- 2023. godina: smanjenje cijena na tržištu, iako su one i dalje veće u odnosu na prethodni period, i povećanje snage konzuma u odnosu na 2022. godinu.

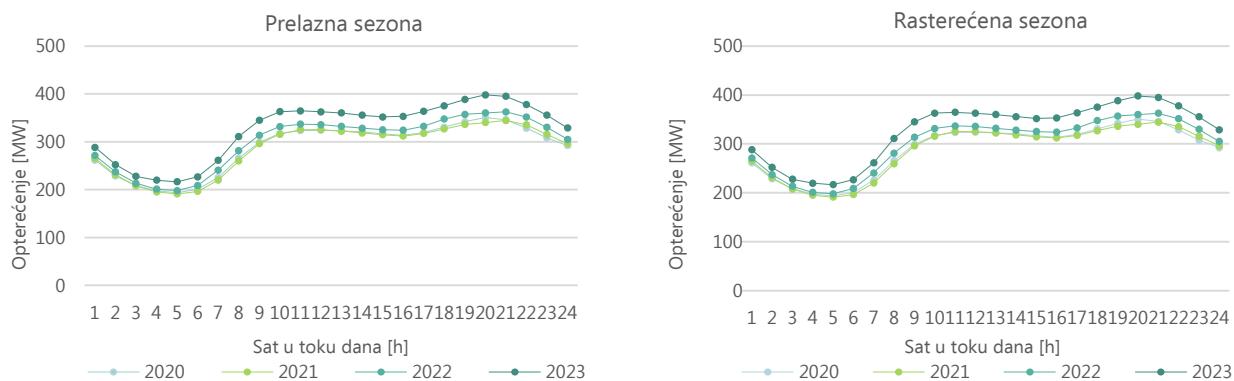
Karakteristično je da je u sezoni grijanja, porast opterećenja konzuma u 2023. godini doveo prosječni dijagram potrošnje gotovo na nivo iz 2021. godine, pri čemu je u 2021. godini KAP još uvijek imao visoku snagu potrošnje.



**Grafik 1.2.9** Pregled dnevnih dijagrama potrošnje za sezonu grijanja, sezonu hlađenja, prelaznu sezonu i rasterećenu sezonu u 2019., 2020., 2021., 2022. i 2023. godini

Imajući u vidu da je veliko smanjenje angažovane snage KAP-a, kao najvećeg potrošača priključenog na prenosni sistem, na kraju 2021. godine značajno uticalo na dijagram potrošnje crnogorskog konzuma, na sljedećem grafiku su prikazani prosječni dijagrami potrošnje crnogorskog konzuma, bez snage potrošnje KAP-a u periodu 2020 - 2023. godina. Navedeni grafik omogućava analizu promjena prosječnog dijagrama potrošnje ostalih kupaca priključenih na prenosni i distributivni sistem, pa se može zaključiti da je u 2023. godini došlo do povećanja snage opterećenja ostalih kupaca priključenih na prenosni i distributivni sistem u odnosu na prethodne godine.





Grafik 1.2.10 Pregled dnevnih dijagrama potrošnje za sezonu grijanja, sezonu hlađenja, prelaznu sezonu i rasterećenu sezonu bez KAP-a u 2020., 2021., 2022. i 2023. godini

### 1.2.6 Gubici u prenosnom i distributivnom sistemu električne energije

Prilikom prenosa i distribucije električne energije od proizvodnih objekata do krajnjih potrošača, kao neizbjegna 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 mjerjenja, koji redukuju greške u mjerenu 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 uslijed tranzita električne energije preko crnogorskog elektroprenosnog sistema. Korisnici prenosnog sistema u Crnoj Gori plaćaju samo pravopomenute gubitke, dok se gubici nastali uslijed 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 2023. godini iznosili su 1,57%, u odnosu na ukupnu energiju koja je ušla u prenosni sistem, i niži su od gubitaka ostvarenih tokom 2022. godine (1,68%). Prema posljednjoj dostupnoj uporednoj analizi CEER<sup>29</sup> iz 2020. godine, stepen ukupnih gubitaka na prenosnom nivou u Evropi se u 2018. godini kretao između 0,5% do skoro 3%. Može se konstatovati da se stepen ukupnih gubitaka u prenosnom sistemu Crne Gore kreće u opsegu vrijednosti gubitaka u Evropi i da su niži stepeni ukupnih gubitaka karakteristični za sisteme u čijem je sastavu i 750 kV naponski nivo, koji nije prisutan u Crnoj Gori. 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 2023. godini. Ukupni gubici u distributivnom sistemu smanjeni su sa 22,76%, koliko su iznosili 2007. godine, na 10,83%, koliko su iznosili u 2023. 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

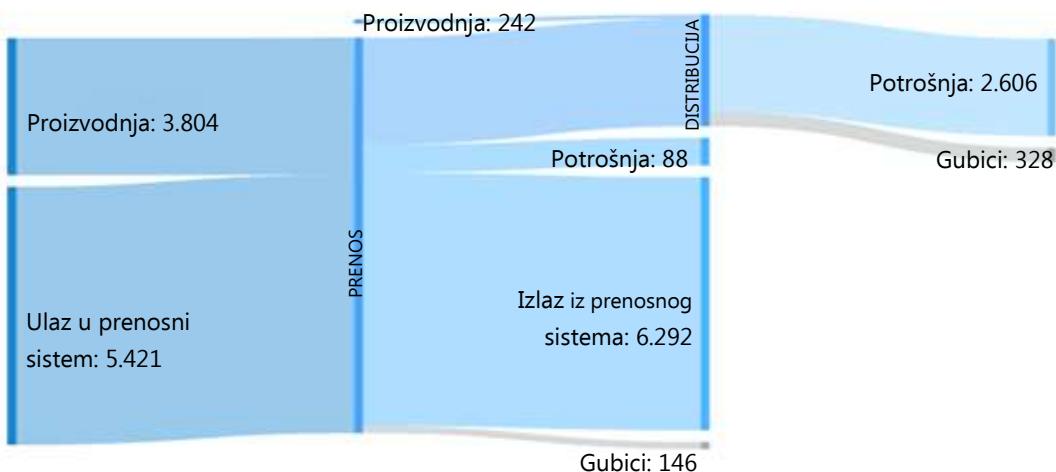
Dok je neminovnost pojave tehničkih gubitaka potvrđena fizičkim zakonom, za distributivne sisteme je karakteristična i pojava netehničkih gubitaka. Kupci električne energije u Crnoj Gori snose isključivo troškove dozvoljenih (tehničkih) gubitaka, čime je pojačan motiv CEDIS-a da eliminiše postojanje netehničkih gubitaka, odnosno da ukupne gubitke svede na nivo dozvoljenih. Konkretno, studijom gubitaka CEDIS projektovan je stepen opravdanih gubitaka u distributivnom sistemu od 8,39% za 2023. godinu.

**Tabela 1.2.5** Gubici u prenosnom i distributivnom sistemu u periodu 2014 - 2023. godina

Godina		2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.
<b>Prenosni sistem</b>	<b>GWh</b>	122,13	135,17	118,98	126,92	142,18	146,46	163,59	158,41	142,25	146,22
	<b>%</b>	1,77	2,28	2,03	2,26	2,21	2,13	1,82	1,79	1,68	1,57
<b>Distributivni sistem</b>	<b>GWh</b>	432,00	446,00	404,00	399,56	371,61	356,06	328,85	345,53	334,96	327,77
	<b>%</b>	17,65	17,11	15,61	14,96	13,83	13,10	12,93	12,39	11,62	10,83
<b>UKUPNO</b>	<b>GWh</b>	<b>554,13</b>	<b>581,17</b>	<b>522,98</b>	<b>526,48</b>	<b>513,78</b>	<b>502,52</b>	<b>492,44</b>	<b>503,95</b>	<b>477,21</b>	<b>473,99</b>

<sup>29</sup> Report on Power Losses, CEER, mart 2020. godine

Na Slici 1.2.4 su prikazani tokovi električne energije u elektroenergetskom sistemu Crne Gore u 2023. godini.



**Slika 1.2.4** Tokovi električne energije (GWh) u prenosnom i distributivnom sistemu u 2023. godini

### 1.2.7 Ostvarenje elektroenergetskog bilansa

U skladu sa Zakonom, Vlada Crne Gore je donijela Odluku o Energetskom bilansu Crne Gore za 2023. godinu („Službeni list CG”, broj 137/22). Bilansom je planirana proizvodnja električne energije za 2023. godinu u iznosu od 3.598,26 GWh, a ostvarena je u iznosu od 4.046,71 GWh, tj. više za 448,45 GWh. Potrebe za električnom energijom za 2023. godinu planirane su u iznosu od 3.112,14 GWh, a ostvarene u iznosu od 3.168,50 GWh, tj. više za 56,36 GWh. Detaljan prikaz ostvarenja elektroenergetskih veličina planiranih Energetskim bilansom za 2023. godinu prikazan je u Tabeli 1.2.6.

**Tabela 1.2.6** Prikaz ostvarenja elektroenergetskih veličina planiranih Energetskim bilansom za 2023. godinu

2023. godina	Bilans [GWh]	Ostvarenje [GWh]	Ostvarenje - Bilans [GWh]
<b>1. Proizvodnja</b>	<b>3.598,26</b>	<b>4.046,71</b>	<b>448,45</b>
1.1. Hidroelektrne	1.842,39	2.197,21	354,82
1.2. Vjetroelektrane	328,00	309,96	-18,04
1.3. Solarne elektrane	40,87	16,55	-24,32
1.4. Termoelektrane	1.387,00	1.522,98	135,98
<b>2. Potrebe</b>	<b>3.112,14</b>	<b>3.168,50</b>	<b>56,36</b>
2.1. Direktni kupci	115,78	88,07	-27,71
2.2. Distributivni kupci	2.533,00	2.606,45	73,45
2.3. Gubici distribucija	322,50	327,77	5,27

2.4. Gubici prenos	140,86	146,22	5,36
<b>3. Saldo (1-2)</b>	<b>486,12</b>	<b>878,20</b>	<b>392,08</b>

Značajna odstupanja u proizvodnji električne energije u odnosu na planiranu bilježe se kod hidroelektrana, čije ostvarenje je više za 354,82 GWh u odnosu na planirano, dok je TE „Pljevlja“ proizvela 135,98 GWh električne energije više nego što je planirano. Vjetroelektrane i solarne elektrane proizvele su manje u odnosu na planirano za 18,04 GWh i 24,32 GWh, respektivno.

Sa druge strane, kod kategorije distributivni kupci bilježi se veća potrošnja u odnosu na planiranu za 73,45 GWh, dok je kod kategorije direktni kupci potrošnja manja za 27,71 GWh u odnosu na planiranu.

## 1.3 Sektor nafte i gasa

### 1.3.1 Sektor nafte

Na tržištu naftnih derivata Crne Gore, na kraju 2023. godine poslova 61 energetski subjekat, na osnovu licenci izdatih od strane Agencije. 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 konkurenčije 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 2023. godine obavljao 31 subjekt, od toga je 21 subjekt vršio skladištenje i naftnih derivata i TNG-a, djelatnost skladištenja samo naftnih derivata obavljalo je sedam subjekata, dok su djelatnost skladištenja samo TNG-a obavljala tri subjekta.

Ukupni skladišni kapaciteti naftnih derivata i TNG-a na kraju 2023. godine, iznosili su 97.143 m<sup>3</sup>, od toga kapaciteti za skladištenje naftnih derivata su iznosili 93.978 m<sup>3</sup>, dok su kapaciteti za skladištenje TNG-a iznosili 3.165 m<sup>3</sup>. Ukupni skladišni kapacitet je u 2023. godini smanjen za 85 m<sup>3</sup> t.j. 0,09% u odnosu na 2022. godinu.

Od ukupnog skladišnog kapaciteta (97.143 m<sup>3</sup>), AD „Jugopetrol“ Podgorica pripada 80.000 m<sup>3</sup>, od toga instalaciji u Baru 64.439 m<sup>3</sup>, benzinskim stanicama 7.294 m<sup>3</sup>, avioservisima u Podgorici i Tivtu 8.107 m<sup>3</sup>, dok se na tri jahting servisa, u Budvi, Herceg Novom i Kotoru, odnosi 160 m<sup>3</sup>. Ostatak skladišnih kapaciteta (17.143 m<sup>3</sup>) 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 m<sup>3</sup>.

### 1.3.1.2 Transportni kapaciteti

U Crnoj Gori u 2023. godini djelatnost transporta naftnih derivata i TNG-a transportnim sredstvima obavljalo je 29 subjekata, od toga se 23 subjekta 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 Agencije na kraju 2023. godine iznosi 129. Od ukupnog broja transportnih sredstava, 27 pripada AD „Jugopetrol“ Podgorica, dok 102 transportna sredstva pripadaju ostalim energetskim subjektima koji obavljaju djelatnost transporta naftnih derivata i TNG-a. Od ukupno 129 transportnih sredstava, 108 se koriste za obavljanje djelatnosti transporta naftnih derivata, dok se 21 transportno sredstvo koristi za transport TNG-a.

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

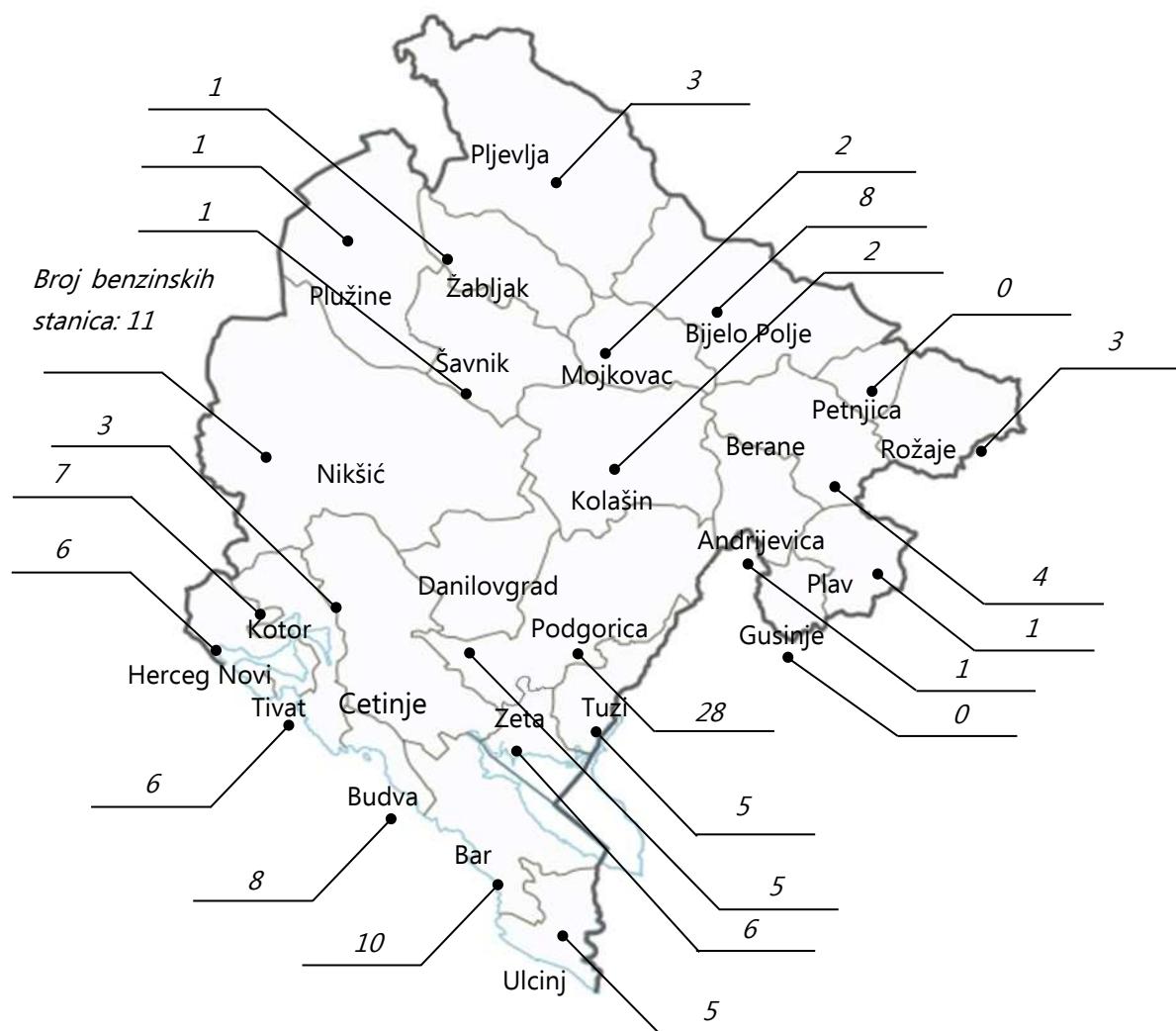
**Tabela 1.3.1 Pregled energetskih subjekata koji posjeduju pet i više transportnih sredstava**

R.b.	Energetski subjekat	Broj transportnih sredstava
1.	AD „Jugopetrol“ Podgorica	27
2.	DOO „Lukana“ Podgorica	11
3.	DOO „D trans“ Cetinje	11
4.	DOO „Samcommerce plus“ Tivat	10
5.	DOO „Humci“ Cetinje	10
6.	DOO „VV Trans“ Podgorica	8
7.	DOO „SMN Transporti“ Kotor	6
8.	DOO „Euro Petrol CG“ Podgorica	5
9.	DOO „HIFA OIL CG“ Podgorica	5
10.	DOO „JET Trans“ Podgorica	5

### 1.3.1.3 Prodajni kapaciteti

Na kraju 2023. godine djelatnost trgovine na malo naftnim derivatima i TNG-om obavljana je na 126 objekata u Crnoj Gori, i to na šest jahting servisa i 120 benzinskih i plinskih stanica. Prodaja na veliko se obavljala na ukupno šest objekata (instalacija u Baru, dva avio servisa i tri skladišta). U vlasništvu AD „Jugopetrol“ Podgorica je ukupno 49 maloprodajnih objekata (46 benzinskih stanica i tri jahting servisa: Budva, Kotor i Herceg Novi) i tri objekta za veleprodaju (avioservisi Podgorica i Tivat i instalacija u Baru). Preostalih 77 maloprodajnih objekata je u vlasništvu drugih licenciranih subjekata, kao i tri veleprodajna objekta.

Na Mapi 1.3.1 dat je pregled broja benzinskih i plinskih stanica po opština 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 opština

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

R.b.	Energetski subjekat	Broj benzinskih i plinskih stanica
1.	AD „Jugopetrol“ Podgorica	46
2.	DOO „Petrol Crna Gora MNE“ Podgorica	16
3.	DOO „INA Crna Gora“ Podgorica	13
4.	DOO „Lukoil Montenegro“ Podgorica	10

U 2023. godini otvorena je jedna nova benzinska stanica, i to u Rožajama, u vlasništvu DOO „Sef trans“ Rožaje.

Licencu za obavljanje djelatnosti trgovine na veliko naftnim derivatima na kraju 2023. godine posjedovala su 33 subjekta, što je za jedan manje nego na kraju 2022. godine, dok je djelatnost trgovine na veliko TNG-om obavljalo 17 subjekata, što je isti broj kao i na kraju prethodne godine.

### **1.3.2 Sektor prirodnog gasa**

#### **1.3.2.1 Projekat Jonsko - jadranskog gasovoda**

Crna Gora trenutno nema pristup izvorima prirodnog gasa, ni infrastrukturu koja bi podržala njegovo korišćenje. Strategija razvoja energetike jasno prepoznaće prirodni gas kao važan emergent, koji bi doprinio diversifikaciji crnogorskog energetskog miksa. Planirano je da se prirodni gas koristi kao supstitucija za druge oblike energije, a posebno za upotrebu električne energije i uglja za grijanje i hlađenje. Prirodni gas se smatra ekološki najprihvatljivijim gorivom jer u poređenju sa ostalim fosilnim gorivima ima najmanji koeficijent emisije ugljendioksida po jedinici oslobođene energije. Kao takav, u odnosu na ostala fosilna goriva, manje zagađuje okolinu i lako se koristi, te zbog toga sve više dobija na važnosti kako se zalihe postojećih fosilnih energetika smanjuju.

Vlada Crne Gore je 2017. godine usvojila Master plan gasifikacije Crne Gore koji, zajedno sa Izveštajem o strateškoj procjeni uticaja na životnu sredinu i Smjernicama za planiranje prioritetnih investicija u projekte gasovoda, čini krovni dokument za sektor prirodnog gasa u Crnoj Gori. Pomenuti master plan razmatra moguće scenarije snabdijevanja Crne Gore gasom i u njemu se zaključuje da je najrealnije da se Crna Gora snabdijeva prirodnim gasom izgradnjom Jonsko-jadranskog gasovoda (u daljem tekstu: IAP) i valorizacijom svojih gasnih rezervi iz jadranskog podmorja.

IAP je već godinama predmet interesovanja vlada zemalja regiona. Još 2007. godine su vlade Crne Gore, Hrvatske i Albanije potpisale Ministarsku deklaraciju o podršci realizaciji projekta IAP (naknadno je deklaraciju potpisala i Vlada Bosne i Hercegovine). Pod okriljem Energetske zajednice je 2010. godine osnovan Međudržavni odbor za koordinaciju i podršku aktivnostima na projektu IAP. Nakon toga je Investicioni okvir za Zapadni Balkan odobrio finansiranje sveobuhvatne studije izvodljivosti za cijelokupni IAP projekat, master planova gasifikacije Crne Gore i Albanije, uključujući prateće dokumente, kao i idejnog projekta Jonsko - jadranskog gasovoda na teritoriji Crne Gore i Albanije.

Osnovna namjena IAP-a je da poveže postojeći i planirane sisteme prenosa gase Republike Hrvatske sa gasom koji potiče iz Kaspijskog basena. Gas iz Azerbejdžana stiže u Evropu takozvanim Južnim gasnim koridorom, dugim 3.500 km, kojeg, pored gasovoda Južni Kavkaz, sačinjavaju i 2.000 km dugi TANAP gasovod (eng. *Trans Anatolia Natural Gas Pipeline*) i 867 km dugi Trans - jadranski gasovod (eng. *Trans - Adriatic Pipeline* – u daljem tekstu: TAP). Planirano je da se IAP poveže sa TAP-om u blizini Fijera u Albaniji i, idući na sjever uz jadransku obalu, završi u Splitu. Vrlo je važno to što je predviđeno da IAP bude dvosmjeran, tako da linija snabdijevanja može biti i sjever - jug, sa LNG terminala na ostrvu Krk u Hrvatskoj ili iz nekih drugih izvora. Izgradnja gasovoda će omogućiti gasifikaciju Albanije i Crne Gore, južne Hrvatske i Bosne i Hercegovine i obezbijediti diversifikovano i pouzdano snabdijevanje prirodnim gasom. Planirana dužina Jonsko -

jadranskog gasovoda je 511 km i on stvara preduslove za razvoj tržišta prirodnog gasa Albanije, Crne Gore, Bosne i Hercegovine i Hrvatske na nivou od oko 5 - 7 milijardi m<sup>3</sup>.

U 2016. godini je osnovana Jedinica za upravljanje projektom IAP (eng. *Project Management Unit* – u daljem tekstu: PMU), koja se sastoji od po jednog predstavnika državnog organa nadležnog za energetiku i po jednog predstavnika operatora prenosnog sistema prirodnog gasa iz sve četiri zemlje potpisnice Memoranduma o razumijevanju i saradnji na implementaciji projekta IAP. Status posmatrača u PMU, bez prava glasa, imaju azerbejdžanska kompanija SOCAR i Sekretarijat Energetske zajednice. Ministarstvo nadležno za poslove energetike Crne Gore je zaduženo za koordinaciju svih aktivnosti i predstavlja stalni Sekretarijat PMU-a.

Vlada Crne Gore je 26. januara 2023. godine usvojila Informaciju o određivanju „Montenegro Bonus“ DOO za učešće u osnivanju regionalne kompanije „Jonsko - jadranski plinovod“ DOO i zadužila Odbor direktora „Montenegro Bonus“ DOO da preduzme aktivnosti u cilju osnivanja navedene kompanije. Takođe, Vlada je zadužila i Ministarstvo finansija da iz tekuće budžetske rezerve obezbijedi sredstva u iznosu od 20.000,00 €, na ime osnivačkog kapitala društva.

### **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 potpisani 12. maja 2023. godine. 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 preliminarnih informacija i u zavisnosti od daljeg razvoja front-end inženjeringu, američka strana procjenjuje da bi cijena projekta terminala bila u rasponu od 130 do 250 miliona €, 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 i 500 miliona €, 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 zavisiće 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.

### **1.3.3 Istraživanja ugljovodonika u crnogorskom podmorju**

Crna Gora je do sada zaključila dva ugovora o koncesiji za proizvodnju ugljovodonika u podmorju Crne Gore na osnovu Zakona o istraživanju i proizvodnji ugljovodonika („Službeni list CG”, br. 41/10, 40/11 i 62/13), i to:

- Ugovor o koncesiji za proizvodnju ugljovodonika za blokove 4118-4; 4118-5; 4118-9; 4118-10, ukupne površine 1.228 km, koji je 14. septembra 2016. zaključen sa kompanijama Eni Montenegro, BV Holandija i Novatek Montenegro. Izbušena je prva istražna bušotina do dubine od 5.954 metra. Sve formacije prognozirane seizmičkom interpretacijom za sad su nabušene, što je dobar pokazatelj kvalitetnog pristupa obradi seizmičkih podataka. Rezervoar formacija je probušen, ali je bušotina dala negativne rezultate. Koncesionari su po osnovu ugovora o koncesiji bili u obavezi da u toku prvog perioda istraživanja izbuše još jednu bušotinu čija je planirana dubina 1.045 metara. Do izvođenja predmetnih radova nije došlo iz razloga što su koncesionari u pisanoj formi obavijestili Ministarstvo kapitalnih investicija da odustaju od izvođenja radova, kao i od dalje realizacije ugovora o koncesiji. Koncesionari su u skladu sa ugovorom o koncesiji izvršili uplatu sredstava predviđenih za bušenje druge istražne bušotine i ostalih obaveza i time su se stekli uslovi za prestanak važenja ugovora o koncesiji;
- Ugovor o koncesiji za proizvodnju ugljovodonika u podmorju Crne Gore za blokove 4219-26 i 4218-30, koji je 15. marta 2017. zaključen s kompanijom Energean Montenegro Limited, Kipar. Ugovorom o koncesiji je bilo predviđeno da faza istraživanja traje ukupno sedam godina, sa dva perioda istraživanja (podfaze) od tri i četiri godine. Na zahtjev koncesionara Vlada Crne Gore je, u skladu sa Zakonom o istraživanju i proizvodnji ugljovodonika i ugovorom o koncesiji, dva puta odobrila produženje faze istraživanja, odnosno prvog perioda istraživanja, za period od godinu dana, tj. ukupno za dvije godine. Saglasno navedenim produženjima, prvi period istraživanja trajao je ukupno pet godina, do 15. marta 2022. godine, dok je faza istraživanja trebalo da traje ukupno devet godina, do 15. marta 2026. godine. Koncesionar je, u skladu sa Ugovorom o koncesiji, u toku prvog perioda faze istraživanja realizovao obaveze predviđene u okviru obaveznog radnog programa. U skladu sa Zakonom o istraživanju i proizvodnji ugljovodonika i Ugovorom o koncesiji, Energean je bio dužan da obezbijedi novog partnera koji će biti prihvatljiv za Vladu Crne Gore, kako bi ušao u drugi period faze istraživanja. Kako navedena obaveza nije ispunjena, kompanija Energean je dopisom od 17. maja 2023. godine obavijestila resorno Ministarstvo o prestanku važenja Ugovora o koncesiji za proizvodnju ugljovodonika.

**REZIME:**

Prema podacima dostupnim u zvaničnim dokumentima, Crna Gora raspolaze raznovrsnim energetskim resursima koji uključuju obnovljive izvore energije (hidroenergija, energija vjetra i sunca i biomasa) i rezerve uglja. Imajući u vidu ciljeve na koje se Crna Gora obavezala, budući razvoj energetskog sektora Crne Gore treba da bude usmjeren na povećanje korišćenja obnovljivih izvora energije i prelazak na održivija rješenja koja doprinose smanjenju emisije gasova sa efektom staklene baštice, što je potrebno na adekvatan način uvažiti u strateškom dokumentu koji je u izradi – Nacionalnom energetskom i klimatskom planu. Kako se sadašnja strategija razvoja energetike bazira na dokumentu iz 2014. godine, Nacionalni energetski i klimatski plan je potrebno donijeti u što kraćem roku.

Kada je u pitanju izgradnja solarnih elektrana na zemljištu u svojini države, Vlade Crne Gore je, nakon sprovedenog tenderskog postupka, krajem 2018. godine sa konzorcijumom kompanija Fortum i EPCG zaključila Ugovor o zakupu zemljišta za izgradnju solarne elektrane Briska Gora u Opštini Ulcinj. Međutim, u postupku po Presudi Upravnog suda Crne Gore od 29. septembra 2022. godine, Tenderska komisija - koja je formirana u skladu sa Zaključkom Vlade Crne Gore iz novembra 2023. godine - je 14. juna 2024. godine donijela Odluku kojom se poništava Odluka o utvrđivanju rang liste ponuđača, broj 310-984/2018-11 od 18. oktobra 2018. godine i kao neispravne se odbijaju „ponude ponuđača Fortum i EPCG, IREDL i Montesolar. Navedenu činjenicu je, pored ostalog, potrebno posmatrati u kontekstu Dugoročnog energetskog bilansa, kojim je bio planiran ulazak u pogon I faze ove elektrane 2024. godine.

Eksplotacija uglja u Crnoj Gori se isključivo vršila u basenima na teritoriji Opštine Pljevlja. „Rudnik uglja“ AD Pljevlja je u 2023. godini ostvario proizvodnju veću za oko 16% u odnosu na prosjek ostvaren u periodu 2015-2023. godina.

Nakon 2021. godine, izveštajna godina predstavlja prvu godinu u kojoj je u pogon ušao proizvodni objekat u komercijalnom režimu (probni rad), i to SE "Čevo" instalise snage 3,25 MW, za koju je Agencija izdala licencu za obavljanje djelatnosti proizvodnje električne energije u 2024. godini. U 2023. godini 2.386 kupaca priključenih na distributivni sistem je promijenilo status u kupca-proizvođača, čime ova kategorija dostiže ukupan broj od 2.632 kupca – proizvođača instalise snage od 13,77 MW, što čini 1,29% od ukupne instalise snage svih elektrana u Crnoj Gori. Izveštajnu godinu je obilježio značajan rast proizvodnje iz hidroelektrana u odnosu na prosjek proizvodnje hidroelektrana u periodu 2014-2022. godina (za 27,67%), dok je proizvodnja TE „Pljevlja“ bila za 11,23% veća u odnosu na prosječnu proizvodnju termoelektrane u periodu 2014-2022. godina.

*Elektroenergetski sistem Crne Gore na kraju 2023. godine obuhvatao je 50 elektrana i 21.628,94 kilometara prenosne i distributivne mreže rasprostranjenih preko čitave teritorije Crne Gore, koji opslužuje ukupno 435.618 kupaca. Kada je riječ o prosječnim potrebama konzuma tokom dana, nakon naglog pada u 2022. godini uslijed smanjenja snage najvećeg industrijskog kupca – KAP-a, prosječne snage crnogorskog bruto konzuma su se tokom sezone grijanja u 2023. godini gotovo vratile na nivo iz 2021. godine, kada je KAP još uvijek imao visoku snagu potrošnje.*

*U 2023. godini se bilježi rast potrošnje električne energije kod kupaca priključenih na distributivni sistem za 4,90%, dok se, sa druge strane, bilježi pad potrošnje kupaca priključenih na prenosni sistem (36,57%).*

*Gubici u prenosnom sistemu Crne Gore u 2023. godini su iznosili 1,57% i niži su od gubitaka ostvarenih u 2022. godini (1,68%). U distributivnom sistemu, nastavljen je trend smanjenja gubitaka i u izvještajnoj godini, kada su gubici smanjeni sa 11,62% koliko su iznosili 2022. godine, na 10,83% u 2023. godini.*

*Na tržištu naftnih derivata Crne Gore, na kraju 2023. godine poslova je 61 energetski subjekat; ukupni skladišni kapaciteti naftnih derivata i TNG-a iznosili su 97.143 m<sup>3</sup>; ukupan broj transportnih sredstava koja su licencirana od strane Agencije iznosio je 129; dok se djelatnost trgovine na malo naftnim derivatima i TNG-om obavljala u 127 objekata u Crnoj Gori, od toga na 121 benzinskoj i plinskoj stanici i šest jahting servisa.*

*Koncesionari za proizvodnju ugljovodonika Eni Montenegro, BV Holandija i Novatek Montenegro, BV Holandija, su u pisanoj formi obavijestili Ministarstvo kapitalnih investicija da odustaju od izvođenja radova, kao i od dalje realizacije Ugovora o koncesiji. Koncesionari su u skladu sa Ugovorom o koncesiji izvršili uplatu sredstava predviđenih za bušenje druge istražne bušotine i ostalih obaveza i time su se stekli uslovi za prestanak Ugovora o koncesiji.*

*Koncesionar za druge blokove, Energean Montenegro Limited, Kipar, je, u skladu sa Ugovorom o koncesiji, u toku prvog perioda faze istraživanja realizovao obaveze predviđene u okviru obaveznog radnog programa, ali okolnost da nijesu pronašli partnera za nastavak istraživanja, što je bio i uslov za ulazak u drugi period istraživanja, dovela je do prestanka važenja predmetnog Ugovora.*

## **2. NADZOR NAD RADOM ENERGETSKIH SUBJEKATA**



## **2. NADZOR NAD RADOM ENERGETSKIH SUBJEKATA**

Agencija, u vršenju javnih ovlašćenja 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 energetsku 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 između snabdjevača, operatora distributivnog sistema i kupaca**

U 2023. 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 2023. 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: „Toščelik Alloyed Engineering Steel“ DOO Nikšić, „EPCG Željezara Nikšić“ DOO Nikšić, „Željeznička infrastruktura Crne Gore“ AD Podgorica, „Rudnik uglja“ AD Pljevlja – Drobilično postrojenje, CGES – Razvodno postrojenje u okviru TE „Pljevlja“, „Krnov 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 2023. godine na snazi je bila Odluka za snabdijevanje električnom energijom TE „Pljevlja“ za sopstvene potrebe kao direktnog kupca.

CGES je u 2023. 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 2023. godinu. Pored navedenog, CGES je sa DOO „Krnov 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 2023. 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 2023. godinu.

## **2.1.2 Ugovorni odnosi između snabdjevača, operatora distributivnog sistema i kupaca**

Prema podacima EPCG, na kraju 2023. godine u Crnoj Gori je bilo ukupno 435.608 kupaca priključenih na distributivni sistem električne energije. U odnosu na 2022. godinu, to je porast od 2,3%. Po naponskim nivoima broj kupaca je iznosio: 37 kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo, 591 kupac priključen na 10 kV naponski nivo, 43.478 kupaca iz kategorije ostali kupci priključenih na 0,4 kV naponski nivo i 391.502 kupca iz kategorije domaćinstva, priključenih na 0,4 kV naponski nivo.

Na kraju 2023. godine EPCG je imala zaključene ugovore o snabdijevanju sa 204.891 kupcem priključenim na distributivni sistem električne energije (47% od ukupnog broja kupaca priključenih na distributivni sistem električne energije (435.608)). Po naponskim nivoima broj kupaca sa zaključenim ugovorima o snabdijevanju je iznosio: na srednjem naponu 35 kV, 22 kupca (što je 59% u odnosu na ukupan broj ovih kupaca (37)), na srednjem naponu 10 kV, 306 kupaca (što je 52% u odnosu na ukupan broj ovih kupaca (591)), na niskom naponu 0,4 kV, 204.563 kupca od ukupno 434.980 (47%), od čega iz kategorije domaćinstva 178.767 kupaca od ukupno 391.502 (46%) i iz kategorije ostali kupci 25.796 kupaca od ukupno 43.478 (59%). Na osnovu navedenih podataka, utvrđuje se da je u 2023. godini ostvaren blagi rast broja zaključenih ugovora u odnosu na ukupni broj kupaca priključenih na distributivni sistem, u odnosu na 2022. godinu (3%).

Pored navedenih ugovora, u 2023. godini zaključeno je i 6.114 ugovora o snabdijevanju na određeno vrijeme, što je za 556 manje u odnosu na 2022. godinu.

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

Zakonom je propisano koja postrojenja i oprema čine prenosni, odnosno distributivni sistem, kao i da je mjesto razgraničenja odgovornosti između energetskih subjekata međusobno, mjesto priključenja objekta energetskih 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 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 sprovоđene aktivnosti u cilju zaključivanja trajnih ugovora.

Aktivnosti radnih timova navedenih energetskih subjekata u periodu koji je prethodio 2023. godini su rezultirale identifikovanjem postrojenja i opreme koji će biti predmet primopredaje, ali je

konstatovano da ipak postoje otvorena pitanja bez čijeg rješavanja nije moguće sprovesti predmetni postupak do kraja.

EPCG ističe da su radni timovi EPCG i CGES, koji su formirani 2022. godine, u 2023. godini, nakon usaglašavanja principa razgraničenja, izvršili ažuriranje prethodnog popisa opreme i postrojenja koja su predmet primopredaje, kao i opreme koja je istovremeno u funkciji obavljanja djelatnosti proizvođača i operatora prenosnog sistema. Nakon sprovedenog tendera CGES je krajem marta 2023. godine zaključio ugovor sa nezavisnim procjeniteljem „HLB MONT AUDIT“ DOO Podgorica. EPCG je, postupajući po zahtjevu izabranog procjenitelja, prikazala opremu i postrojenja koja su predmet procjene i za nju dostavila traženu dokumentaciju, čime su se stvorili uslovi za vršenje procjene. Ovlašćeni procjenitelj je sredinom jula 2023. godine dostavio predmetnu procjenu, prema kojoj procijenjena vrijednost elemenata prenosnog sistema u HE „Perućica“ iznosi 2.135.500,56 €, a u HE „Piva“ iznosi 874.633,33 €. Nakon usvajanja konačnog Izvještaja o procjeni od strane radnih timova CGES-a i EPCG pristupilo se usaglašavanju ugovora o primopredaji postrojenja i opreme. Saglasno odredbama Statuta EPCG i Statuta CGES, navedeni ugovor je prvo odobren od strane nadležnih organa oba akcionarska društva, nakon čega je 28. decembra 2023. godine i zaključen. Na osnovu navedenog ugovora, CGES je izvršio ugovorenno plaćanje, a zaključenjem zapisnika o primopredaji postrojenja i opreme 9. februara 2024. godine postao je i njihov formalni vlasnik. 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. Ova pitanja definisati će se aneksiranjem odgovarajućih ugovora, kao i zaključenjem ugovora o uslovima pristupa postrojenju i opremi, nakon njihove primopredaje, čije je usaglašavanje trenutno u završnoj fazi.

CGES ističe da su u toku 2023. godine zaključeni ugovori o primopredaji postrojenja i opreme sa proizvođačem električne energije i operatorom distributivnog sistema električne energije. U vezi sa gore navedenim ugovorom sa EPCG, izvršeno je preuzimanje sljedećih postrojenja i opreme: 220 kV postrojenja u HE „Piva“ i postrojenja 110 kV i 220 kV, autotransformatora 125 MVA i sistema zaštite i mjerena u HE „Perućica“. Sa CEDIS su zaključena dva ugovora o primopredaji: jedan sa naknadom, u vrijednosti od 1.741.609,89 € i drugi bez naknade, za dio koji je izgrađen bespovratnim sredstvima (grant EU), u vrijednosti od 865.706,52 €, kao i dva predugovora, takođe jedan sa naknadom, u vrijednosti od 210.957,03 € i jedan bez naknade, u vrijednosti od 149.520,86 €. Dio postrojenja i opreme u TS „Danilovgrad“, „Mojkovac“, „Podgorica 1“ i „Ribarevine“ opterećen je zalogom, zbog čega ne mogu biti predmet primopredaje. Predmetnim predugovorima CGES i CEDIS su se obavezali da će potpisati ugovore nakon prestanka zaloge ili dobijanja saglasnosti za prometovanje od strane zalogoprimeca – države.

CEDIS ističe da su, što se tiče aktivnosti sprovedenih u toku 2023. godine po pitanju primopredaje postrojenja i opreme koji su dio distributivnog sistema, u skladu sa zakonom zaključeni gorenavedeni ugovori sa CGES i izvršen otkup/primopredaja postrojenja i opreme 35 kV u sljedećim objektima: TS 110/35kV „Ulcinj”, TS 110/35kV „Bar”, TS 110/35kV „Virpazar”, TS 110/35kV „Budva”, TS 110/35kV „Herceg Novi”, TS 110/35kV „Lastva”, TS 110/35kV „Tivat”, TS 110/35kV „Cetinje”, TS 110/35kV „Nikšić”, TS 110/35kV „Brezna”, TS 110/35kV „Pljevlja” i TS 110/35kV „Berane”. Za četiri trafostanice: TS 110/35kV „Mojkovac”, TS 110/35kV „Ribarevine”, TS 110/35kV „Danilovgrad” i TS 110/35kV „Podgorica 1”, kako je prethodno objašnjeno, nijesu stvoreni uslovi za prometovanje.

#### **2.1.4 Kvalitet isporuke i snabdijevanja električnom energijom**

Pored sigurnosti snabdijevanja, jedan od osnovnih zahtjeva za obavljanje energetskih djelatnosti jeste i obezbjeđivanje kvalitetnog snabdijevanja električnom energijom. S tim u vezi, jasno je da su propisivanje minimuma kvaliteta i uspostavljanje odgovarajućih mehanizama garancije njegovog obezbjeđivanja neophodni koraci za uređivanje pitanja kvaliteta snabdijevanja električnom energijom.

Regulacija kvaliteta isporuke i snabdijevanja u Crnoj Gori je počela 2017. godine, donošenjem Pravila o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom („Službeni list CG”, broj 50/17). Ovim pravilima je uređen opšti i pojedinačni minimum kvaliteta kroz propisivanje opštih indikatora kvaliteta, kojima se kvantificuje neprekidnost napajanja u prenosnom i distributivnom sistemu, kao i pojedinačnih minimuma kvaliteta, kojima se definišu standardi pružanja usluga krajnjim kupcima od strane operatora sistema i snabdjevača. U slučaju neispunjerenja pojedinačnog minimuma kvaliteta, operatori sistema ili snabdjevači su dužni da isplate kupcu finansijsku kompenzaciju pod uslovima propisanim ovim pravilima. Spisak pojedinačnih minimuma kvaliteta je dopunjen 2023. godine, donošenjem Pravila o izmjenama i dopunama Pravila o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom („Službeni list CG”, broj 59/23), na način da je uveden novi pojedinačni standard kvaliteta koji se odnosi na ukupno trajanje prekida izazvanih od strane operatora prenosnog, odnosno operatora distributivnog sistema, na mjesecnom nivou. Naime, u slučaju da je ukupno trajanje prekida za koje je odgovoran pojedinačni operator sistema na mjesecnom nivou duže od 48 sati, krajnji kupac ima pravo na finansijsku kompenzaciju pod uslovima propisanim ovim pravilima.

Na samom početku regulacije opštih indikatora kvaliteta je bilo važno uspostaviti sistem kvantifikacije i nadzora po pitanju obezbjeđenja neprekidnosti napajanja. Mehanizam za regulaciju opštег kvaliteta je djelimično zaokružen 2022. godine donošenjem Metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije („Službeni list CG”, br. 71/22 i 37/23) i Metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije („Službeni list CG”, br. 71/22 i 37/23), kojima je, u skladu sa Zakonom, uspostavljen podsticajni mehanizam za poboljšanje opštег minimuma kvaliteta. Naime, na osnovu ovih metodologija, ostvarenje opštih indikatora kvaliteta u odnosu na ciljne vrijednosti će imati direktni uticaj na regulatorno dozvoljeni prihod

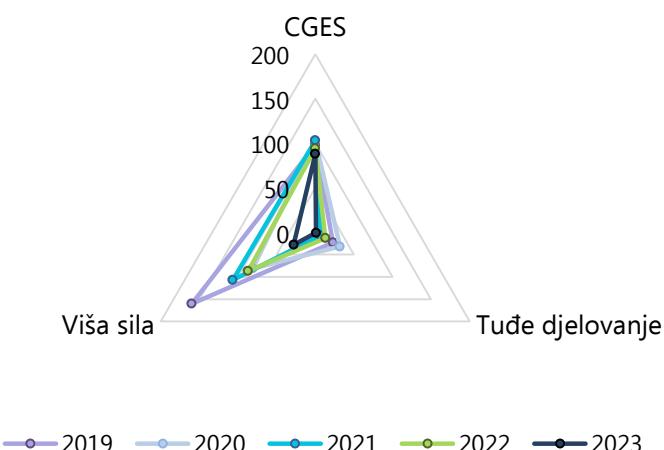
operatora sistema od 2029. godine. U tom cilju će biti dopunjena i Pravila o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom („Službeni list CG”, br. 50/17 i 59/23) (u daljem tekstu: Pravila o minimumu kvaliteta) u dijelu koji se odnosi na propisivanje ciljnih vrijednosti indikatora opšteg minimuma kvaliteta, čime će se pravno zaokružiti mehanizam za regulaciju opšteg kvaliteta.

#### 2.1.4.1 Opšti parametri kvaliteta

##### a) Opšti parametri kvaliteta operatora prenosnog sistema

Pravilima o minimumu kvaliteta propisana su dva indikatora opšteg minimuma kvaliteta za operatora prenosnog sistema: neisporučena električna energija (eng. *Energy not Supplied* – u daljem tekstu: ENS) i prosječno vrijeme prekida (eng. *Average Interruption Time* – AIT), koja se proračunavaju na godišnjem nivou. Ovim indikatorima se kvantificuje neprekidnost napajanja na nivou prenosnog sistema kroz procjenu neisporučene električne energije uslijed prekida u napajanju i kroz proračun prosječnog trajanja neraspoloživosti prenosnog sistema u toku godine. Osnov za proračun opšthih indikatora kvaliteta je evidencija prekida u napajanju koju je operator prenosnog sistema u obavezi da vodi. Ulazne podatke za ovu evidenciju, CGES dobija i upoređuje iz tri izvora: SCADA sistema (eng. *Supervisory control and data acquisition*), dnevnih izvještaja i SGM-a (eng. *Smart Grid Manager*), čime je unaprijeđen kvalitet i pouzdanost podataka o prekidima u napajanju. Međutim, uvođenje automatske evidencije prekida bi svelo na minimum mogućnost greške prilikom unosa podataka.

U skladu sa Pravilima o minimumu kvaliteta, CGES je izradio Godišnji izvještaj o praćenju pokazatelja kvaliteta za 2023. godinu. Prema podacima u ovom izvještaju, u 2023. godini je ukupan broj prekida bio značajno manji u odnosu na broj prekida u prethodnom periodu. Naime, evidentirano je 117 prekida u napajanju (što je skoro duplo manje od prosječnog broja prekida u periodu 2019 - 2022. godine), od kojih je 61 bio neplaniran, dok je 56 prekida bilo planirano. Na sljedećem grafiku je prikazana podjela ukupnog broja prekida u prenosnom sistemu po uzroku prekida, tj. podjela na prekide koje je izazvao CGES, viša sila ili treća strana.



**Grafik 2.1.1** Poređenje broja prekida u prenosnom sistemu u periodu 2019 - 2023. godina

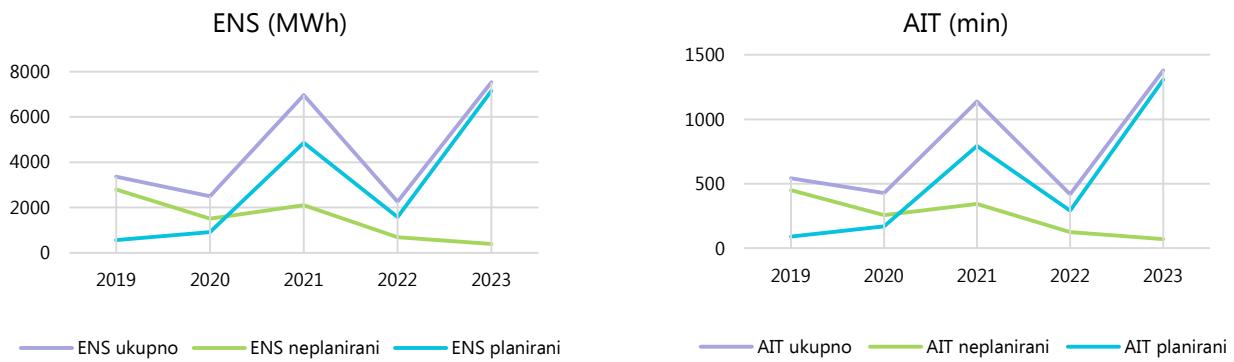
Iz navedenog grafika se jasno vidi da je u 2023. godini broj prekida izazvanih, prema navodima CGES-a, višom silom značajno manji u odnosu na prethodni period, dok je broj prekida čiji je uzrok CGES i treća strana nešto manji u odnosu na prethodni period.

U Tabeli 2.1.1 su prikazani podaci o trajanju prekida, AIT-u i ENS-u u 2023. godini u odnosu na vrstu prekida (planirani i neplanirani) i uzrok. Po pitanju ukupnog trajanja prekida, 2023. godinu je obilježilo značajno duže ukupno trajanje prekida u poređenju sa 2022. godinom. Trajanje svih neplaniranih i planiranih prekida je bilo 77.196 minuta, što je za skoro 2,8 puta više nego u 2022. godini. Međutim, na ovako veliko ukupno trajanje prekida je dominantno uticalo veliko trajanje planiranih prekida, čak 74.668 minuta, dok su neplanirani prekidi trajali 2.528 minuta. CGES je istakao da je veliko trajanje planiranih prekida uzrokovano intenzivnim radom CGES-a na modernizaciji elektropreensnog sistema, tj. realizaciji planiranih investicija, ali i da je u saradnji sa CEDIS-om obezbjeđivano da krajnji kupci priključeni na distributivni sistem budu u najmanjoj mjeri pogođeni prekidima u napajanju. Izvođenje planiranih radova u prenosnom sistemu, uz minimalni uticaj na neprekidnost napajanja krajnjih kupaca, pokazatelj je dobrog planiranja, ali je važno naglasiti da u konkretnom slučaju rezervno napajanje nije obezbjeđivano iz prenosnog sistema već iz distributivnog sistema.

**Tabela 2.1.1** Trajanje i vrijednosti indikatora AIT i ENS u 2023. godini

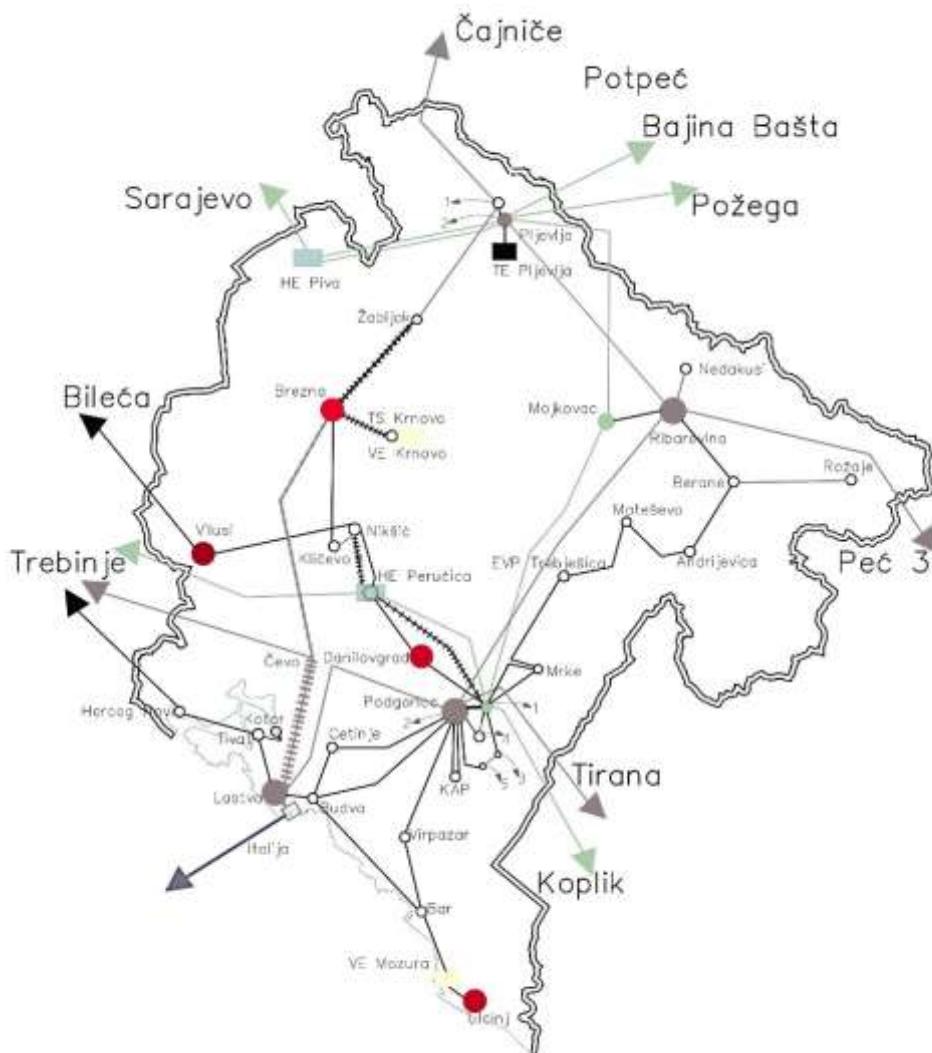
Prekidi	Trajanje prekida [min]	AIT [min]	ENS [MWh]
<b>Neplanirani</b>	2.528	70,94	387,49
<b>Planirani</b>	74.668	1.307,83	7.143,23
<b>Ukupno</b>	77.196	1378,77	7530,72
<b>CGES</b>	75.680	1.335,94	7296,77

U 2023. godini prosječno vrijeme prekida je iznosilo 1378,77 minuta (22,97 sati), dok je neisporučena električna energija procijenjena u vrijednosti od 7530,72 MWh. Ukupna raspoloživost prenosnog sistema je u 2023. iznosila 99,74%. Osim što je u 2023. godini došlo do povećanja trajanja prekida, navedenu godinu su karakterisale i najveće vrijednosti indikatora opšteg mininuma kvaliteta AIT i ENS u periodu 2019 - 2023. godina. Podsjećamo, poboljšanje nivoa kvaliteta se ogleda u što manjoj vrijednosti opših indikatora kvaliteta, što znači da je u 2023. godini opšti kvalitet u prenosnom sistemu pogoršan u odnosu na prethodni period. Međutim, glavni uzrok pogoršanja ovih indikatora je, kao i kod ukupnog trajanja prekida, veliki broj planiranih radova u prenosnom sistemu. Posmatrajući samo neplanirane prekide, i AIT i ENS su u 2023. godini imali najnižu vrijednost u posmatranom periodu 2019-2023. godina (Grafik 2.1.2). U odnosu na prosjek u periodu 2019 - 2022. godina, ENS za neplanirane prekide je u 2023. godini bio manji oko 4,57 puta, a AIT oko 4,15 puta. Analizirajući Grafik 2.1.2 jasno je da je na varijacije vrijednosti indikatora AIT i ENS u posmatranom periodu najveći uticaj imaju planirani prekidi.



**Grafik 2.1.2** Poređenje vrijednosti indikatora opštug kvaliteta u periodu 2019 - 2023. godina

Na sljedećoj slici su crvenom bojom označeni elementi prenosnog sistema koji su u izvještajnoj godini bili pogodjeni prekidima u napajanju u trajanju dužem od 1.000 minuta.



**Slika 2.1.1** Konzumna područja najduže pogodena prekidom u napajanju tokom 2023. godine

Naime, TS „Danilovgrad“ je bila pogodjena prekidima u napajanju u ukupnom trajanju od 57.065 minuta, dok su TS „Ulcinj“, TS „Vilusi“ i TS „Budva“ bili pogodjeni prekidima u napajanju u trajanju od 15.227, 1.311 i 1.196 minuta, respektivno. Važno je napomenuti da, u sva četiri slučaja, planirani prekidi imaju dominantan uticaj na veliko trajanje prekida: 56.690 minuta kod TS „Danilovgrad“, 14.682 kod TS „Ulcinj“, 747 kod TS „Vilusi“ i 1.182 kod TS „Budva“. Dakle, kod svih ovih trafostanica je realizacija investicija uticala na povećano trajanje prekida u napajanju, pri čemu je i ovdje važno istaći navode CGES-a da je u 2023. godini realizovan veliki broj planiranih radova, a da su se prekidi u napajanju na nivou prenosnog sistema minimalno odrazili na krajnje kupce zbog obezbjeđivanja rezervnog napajanja preko distributivnog sistema. Glavni razlog dugih planiranih isključenja TS „Danilovgrad“ bio je zamjena postojećeg transformatora u ovoj trafostanici transformatorom 20 MVA 110/35 kV. U TS „Budva“ je takođe vršena zamjena transformatora T1 transformatorom veće snage, ali i dijela 35 kV opreme zbog povećanja kapaciteta trafostanice, čime je, prema navodima CGES-a, značajno povećana pouzdanost napajanja dijela crnogorskog primorja. Kada je u pitanju TS „Ulcinj“, u izvještajnoj godini je CGES radio na realizaciji investicije „Rekonstrukcija ankernih djelova portalnih stubova“, zbog čega je bilo neophodno da DV „Možura – Ulcinj“, 110 kV sabirnice i transformator u 110/35 kV „Ulcinj“ budu u beznaponskom stanju. Iako je napajanje konzuma Ulcinja vršeno preko 35 kV mreže, u ovom dijelu je važno naglasiti potrebu obezbjeđenja dvostranog napajanja TS „Ulcinj“, koje je CGES planirao kroz realizaciju investicije „Izgradnja 110 kV DV Virpazar – Ulcinj“, odobrene od strane Agencije. Planirani prekidi TS „Vilusi“ su bili uglavnom posljedica potrebe za hitnim sanacijama ili održavanjem opreme. Inače, TS „Vilusi“ je bila najduže pogodjena neplaniranim prekidima u napajanju u izvještajnoj godini. Problem u napajanju ove trafostanice je već identifikovan u prethodnim izvještajima o stanju sektora, a CGES je planirao da obezbjedi sigurnije, pouzdanije i kvalitetnije napajanje potrošača ovog konzuma kroz realizaciju investicije „Izgradnja 110 kV DV Vilusi - Herceg Novi“, koja je odobrena od strane Agencije.

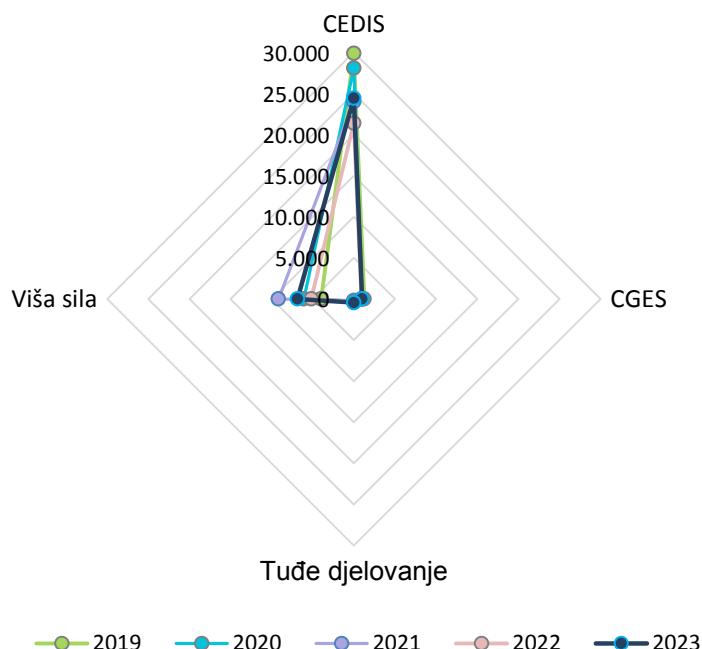
#### **b) Opšti parametri kvaliteta operatora distributivnog sistema**

Neprekidnost napajanja u crnogorskom elektrodistributivnom sistemu se kvantificuje korišćenjem dva indikatora opšteg minimuma kvaliteta, koja se proračunavaju na godišnjem nivou: 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). Indikatorom SAIDI se kvantificuje prosječno trajanje prekida kojima je bio izložen reprezentativni kupac u distributivnom sistemu, a indikatorom SAIFI prosječan broj prekida kojima je navedeni kupac bio pogoden. Kao i u slučaju prenosnog sistema, ovi indikatori se proračunavaju na osnovu podataka iz evidencije prekida u napajanju na nivou distributivnog sistema, koju je operator distributivnog sistema dužan da vodi u skladu sa Pravilima o minimumu kvaliteta. Za razliku od CGES, CEDIS nema SCADA sistem, pa se prikupljanje podataka o prekidima na 35 kV naponskom nivou vrši uz pomoć softvera za praćenje prekida, topologije mreže i izradu izvještaja o prekidima (eng. *Information SCADA System* – u daljem tekstu: ISS) i dispečerskih dnevnika, dok se za 10 kV i 0,4 kV mrežu evidencija vodi na osnovu dispečerskih dnevnika i obaveštenja o prekidima u napajanju od strane kupaca priključenih na distributivni sistem. Važno je istaći da je, i pored postojanja ISS-a na 35 kV naponskom nivou, kojim se omogućava nešto

preciznija evidencija prekida, neophodna implementacija SCADA sistema kako bi se povećao kvalitet i pouzdanost podataka o prekidima u napajanju.

U skladu sa posljednjim obobrenim investicionim planom CEDIS-a (*Ažurirani investicioni plan za period 2024 - 2025. godina*) CEDIS je planirao realizaciju prve faze investicije „ADMS<sup>30</sup> i SCADA sistem“ do kraja 2024. godine. Naime, realizacija ove investicije se sastoji od 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 dodatnog broja TS 35/10kV na području Centralnog i Južnog regiona, kao i proširenje SCADA i ADMS na regione 1, 3, 6 i 7. CEDIS je informisao Agenciju da će doći do kašnjenja u realizaciji ove investicije.

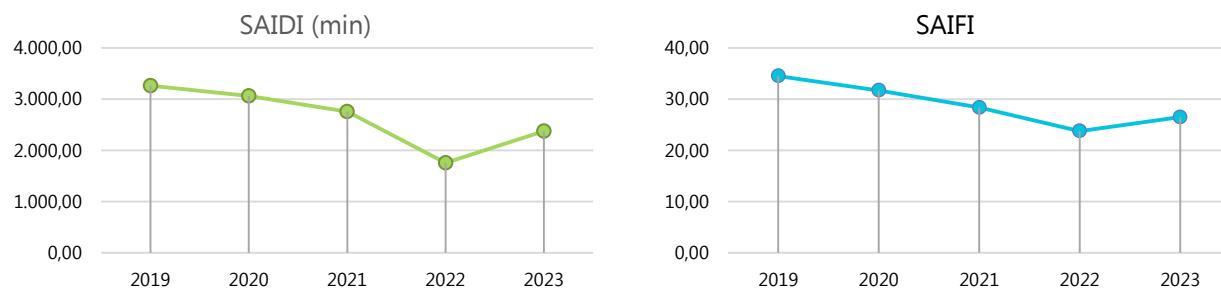
Prema podacima u Godišnjem izvještaju o praćenju pokazatelja kvaliteta za 2023. godinu, koji je izradio CEDIS, u izvještajnoj godini je evidentirano ukupno 32.718 prekida u napajanju u distributivnom sistemu, od čega 28.006 neplaniranih i 4.712 planirana prekida. Iako je u odnosu na 2022. godinu došlo do povećanja broja prekida, u periodu 2019 - 2023. godina, izuzimajući 2022. godinu, u kojoj je kvalitet napajanja bio izuzetno dobar, primjetan je opadajući trend broja prekida. Na sljedećem grafiku je prikazan broj prekida prema uzroku: CEDIS, CGES, tuđe djelovanje i viša sila, iz kojeg se zaključuje da je u izvještajnoj godini CEDIS bio uzrok najvećeg broja prekida u napajanju – 24.418, od čega 20.032 neplanirana i 4.386 planiranih. U odnosu na 2021. i 2022. godinu, broj neplaniranih prekida čiji je uzrok CEDIS je veći za 19,56% i 4,59%, respektivno.



**Grafik 2.1.3 Poređenje broja prekida u distributivnom sistemu u 2019., 2020., 2021., 2022. i 2023. godini**

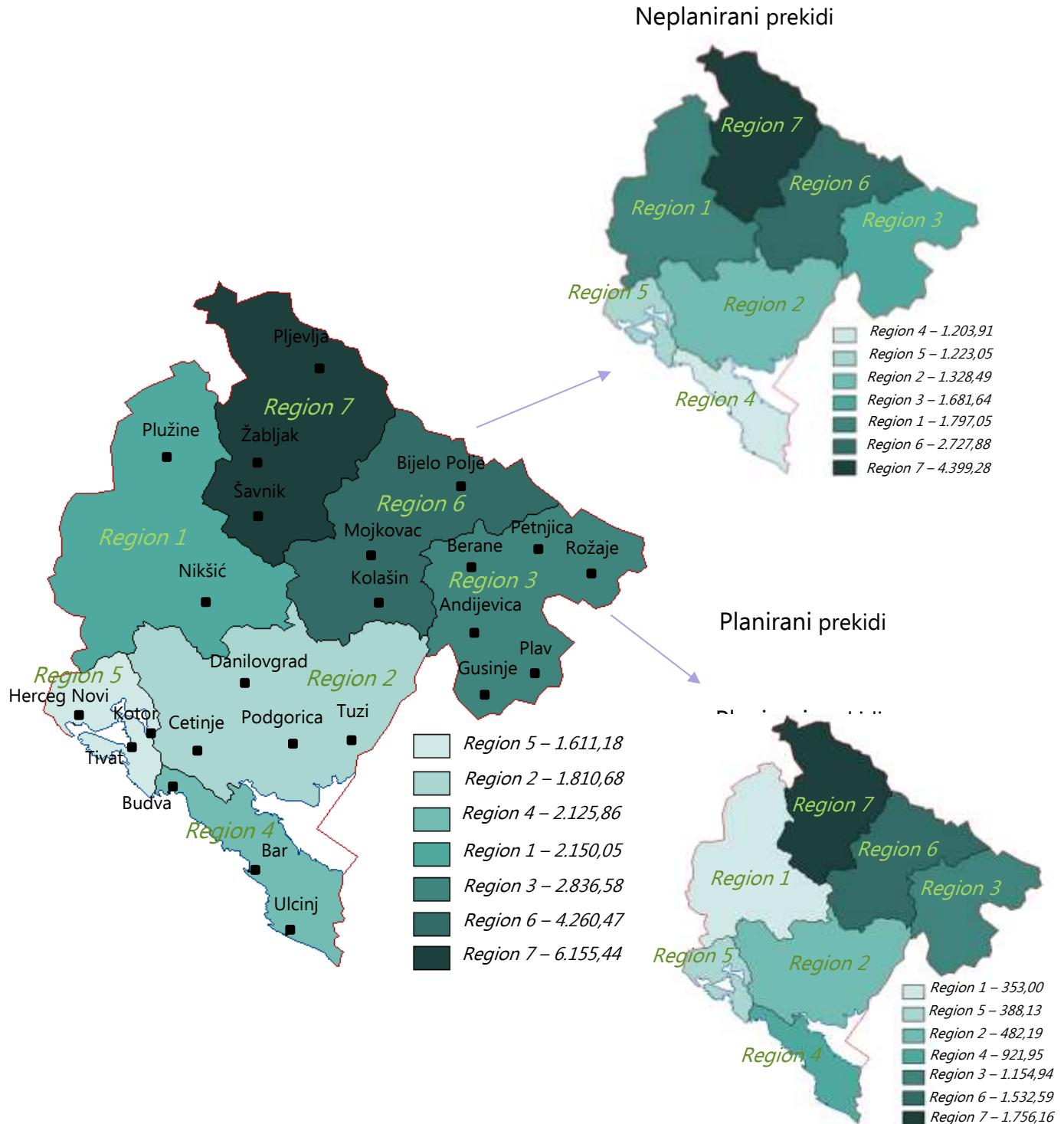
<sup>30</sup> Advanced Distribution Management System

U 2023. godini SAIDI je iznosio 2.375,12 minuta (39,59 sati), dok je vrijednost indikatora SAIFI bila 26,46. Slično kao i za broj prekida, u izvještajnoj godini je došlo do povećanja indikatora opšteg minimuma kvaliteta u odnosu na 2022. godinu (SAIDI – 1.753,49 minuta i SAIFI – 23,77), i to za 35,45% i 11,31%, respektivno. Međutim, izuzimajući 2022. godinu koju su obilježili izuzetno dobri opšti indikatori kvaliteta, na Grafiku 2.1.3 je jasno vidljiv trend postepenog smanjenja ovih indikatora.

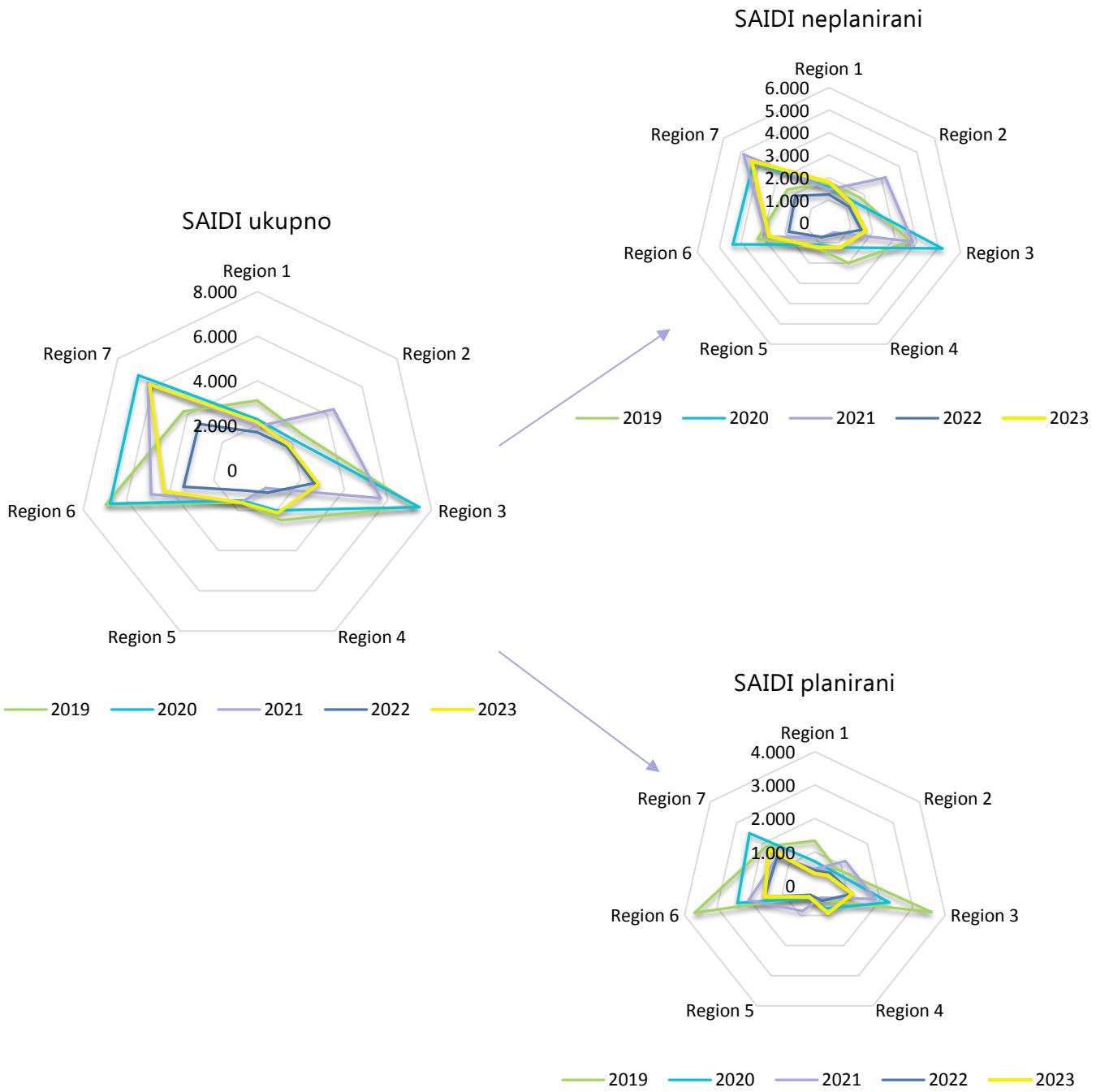


**Grafik 2.1.4** Trend promjene vrijednosti indikatora SAIDI i SAIFI u periodu 2019 - 2023. godina

Osim generalne ocjene kvaliteta isporuke iz distributivnog sistema, važan podatak je i ostvarenje opštih indikatora kvaliteta po pojedinačnim regionima distributivnog sistema. Upravo iz tog razloga, na Slici 2.1.2 je prikazana vrijednost indikatora SAIDI po regionima, dok je na Grafiku 2.1.5 dato kretanje ovog indikatora u periodu 2019 - 2023. godina, takođe po regionima. U izvještajnoj godini, Region 7, koji obuhvata opštine Pljevlja, Šavnik i Žabljak, je imao najveće prosječno trajanje planiranih i neplaniranih prekida (6.155,44 minuta). Podsjećamo da je prethodnih godina konstatovano da regioni 3, 6 i 7 imaju nešto slabiji kvalitet napajanja u odnosu na ostale regije u Crnoj Gori, ali i da podatak o najdužem prosječnom trajanju planiranih prekida ukazuje na to da CEDIS radi na unapređenju kvaliteta napajanja u ovom dijelu sistema. Međutim, imajući u vidu da je kvalitet napajanja Regiona 7 u 2023. godini bio slabiji i u odnosu na 2021. i 2022. godinu, potrebno je intenzivirati radove na unapređenju kvaliteta napajanja u ovom regionu, ali i u ostalim sjevernim regionima. Sa druge strane, južni regiji i Region 2 su u prosjeku bili mnogo kraće izloženi neplaniranim prekidima, što može da ukaže na bolju pouzdanost mreže u ovom dijelu distributivnog sistema.



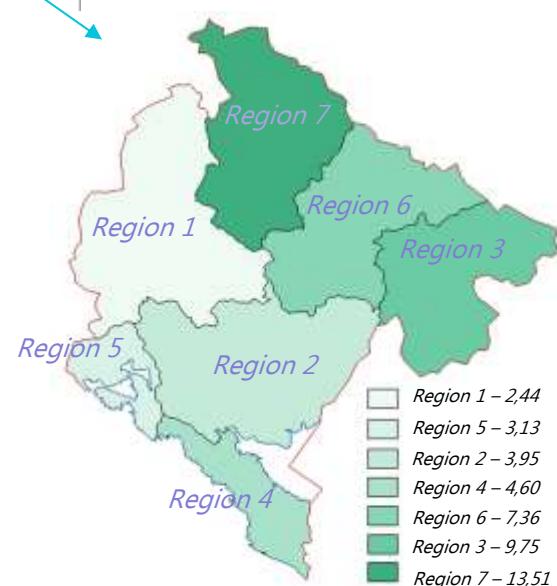
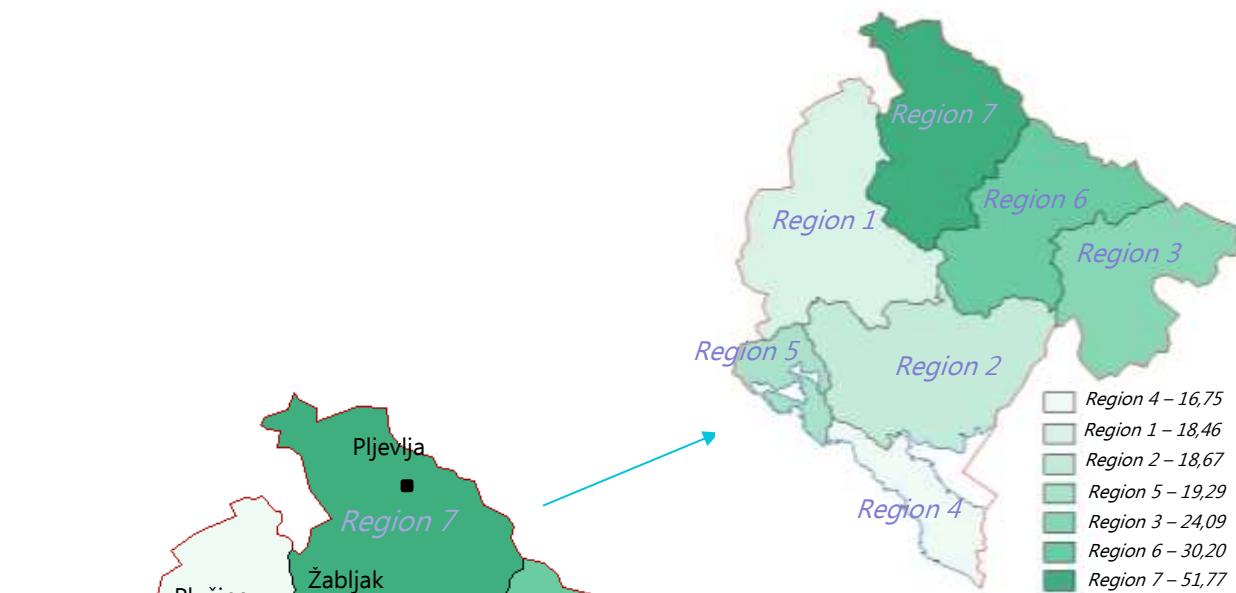
**Slika 2.1.1** Vrijednost SAIDI indikatora po regionima



**Grafik 2.1.5** Vrijednost SAIDI indikatora za 2019., 2020., 2021., 2022. i 2023. godinu

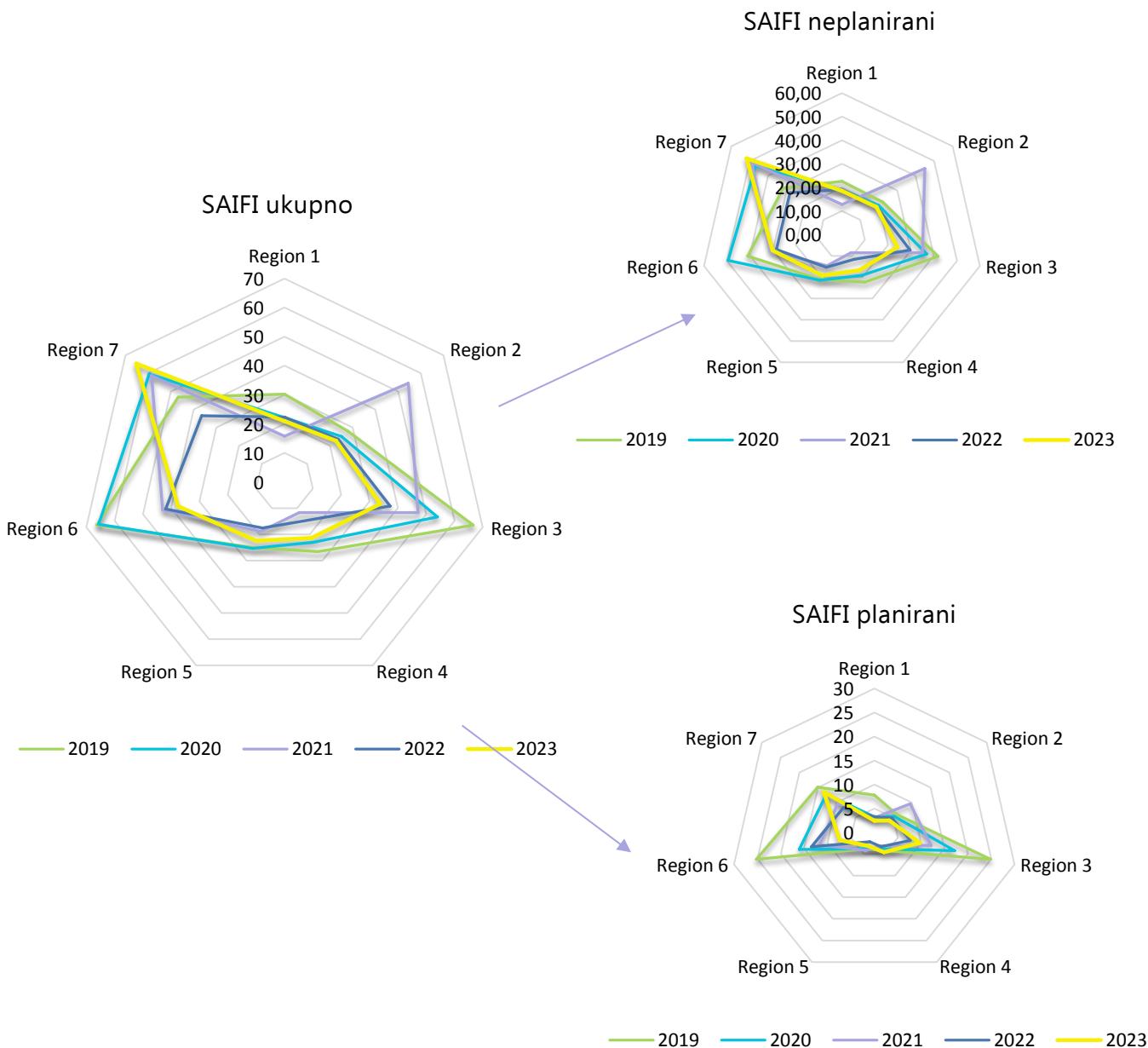
Na sljedećoj slici prikazane su vrijednosti indikatora SAIFI po regionima i vrsti prekida tokom 2023. godine.

Neplanirani prekidi



**Slika 2.1.2** Vrijednost SAIFI indikatora po regionima

Na Grafiku 2.1.6 su uporedo prikazane vrijednosti indikatora SAIFI u periodu 2019 - 2023. godina.



**Grafik 2.1.6** Vrijednost SAIFI faktora za 2019, 2020, 2021, 2022. i 2023. godinu

Kada je u pitanju prosječna učestalost prekida, kupci priključeni na Region 7 su, takođe, najučestalije bili izloženi prekidima u napajanju u odnosu na ostale regjone. Ovdje je važno pomenuti da je prema podacima u godišnjem izvještaju, dominantni uzrok prekida u ovom regionu bila viša sila, ali i da je CGES značajno uticao na povećanje SAIFI indikatora. Treba ukazati i da je krajem prethodne godine opština Žabljak bila pogodjena značajnim prekidom u napajanju, zbog čega je Agencija izvršila vanrednu kontrolu kvaliteta kod oba operatora sistema, kojom je konstatovano da je u periodu kada je došlo do ovog prekida, opština Žabljak bila napajana samo preko distributivnog sistema, dok je rezervno napajanje bilo obezbijeđeno preko dijela prenosnog

sistema (DV 110 kV „Brezna – Žabljak“) koji je radio pod naponom 35 kV. Prema navodima CEDISA, uzrok ovog prekida u napajanju je bio ispad DV 35 kV „Šavnik – Boan – Gornja Bukovica – Žabljak“ uslijed loših vremenskih uslova i nemogućnost stavljanja u pogon DV 110 kV „Brezna – Žabljak“ (pod napon 35 kV) kao rezervnog napajanja. Međutim, krajem 2023. godine CGES je stavio TS „Žabljak“ 110/35 kV u privremeni pogon, čime je omogućeno napajanje TS „Žabljak“ direktno iz prenosnog sistema preko naponskog nivoa 110 kV, obezbeđujući veću pouzdanost u slučaju problema na 35 kV napojnom vodu.

#### **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 o minimumu kvaliteta.

Pravila o minimumu kvaliteta definišu minimalne standarde kvaliteta usluga koji se zahtijevaju od operatora sistema i snabdjevača. U 2023. 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 o minimumu kvaliteta su utvrđeni pojedinačni parametri kvaliteta za operatora prenosnog sistema koji se odnose na:

- **ponovno uspostavljanje napajanja u prenosnom sistemu**, ako je operator 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 su ukupni neplanirani prekidi za koje je odgovoran operator prenosnog sistema trajali duže od ukupno 48 sati na mjesечноj nivou.

U 2023. godini, na nivou prenosnog sistema je evidentiran jedan prekid koji je trajao preko 24 sata.

##### **b) Pojedinačni parametri kvaliteta operatora distributivnog sistema**

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

- **ponovno uspostavljanje napajanja u distributivnom sistemu**, ako je operator odgovoran za prekid napajanja objekta kupca, a u roku od 24/36 (u slučaju prekida u ruralnom području ili prekida koji je izazvan kvarom na kablovskom vodu) sati ne uspostavi ponovno napajanje u distributivnom sistemu električne energije,
- **neprekidnost napajanja u distributivnom sistemu**, ako su ukupni neplanirani prekidi za koje je odgovoran operator distributivnog sistema trajali duže od ukupno 48 sati na mjesечноj nivou,
- **obavještenje o prekidu napajanja**, kada operator 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,

- **priklučenje kupca**, ako operator, 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, 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 po prijemu zahtjeva kupca da mjerni uređaj ne funkcioniše ispravno, ne obide objekat kupca i ne da mišljenje, u roku od pet dana nakon prijema zahtjeva kupca dostavljenog preko snabdjevača,
- **obilazak objekta kupca**, ako operator ne izvrši obilazak objekta kupca u roku od osam dana nakon obavještenja kupcu,
- **odgovor na prigovor o naponu**, ako operator, na obavještenje kupca da se napajanje njegovog objekta električnom energijom vrši pod naponom koji je izvan granica dozvoljenih odstupanja utvrđenih pravilima kojima se uređuje funkcioniranje 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 funkcioniranje distributivnog sistema, a operator 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, tri dana od dana davanja odgovora operatora, 2) ako je otklanjanje odstupanja napona moguće otkloniti putem odžavanja u skladu sa pravilima kojima se uređuje funkcioniranje distributivnog sistema, 3 mjeseca od dana davanja odgovora operatora, 3) ako su za otklanjanje odstupanja napona ne može riješiti na način iz tač. 1 i 2 ovog člana, 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 pobjojanih pojedinačnih minimuma kvaliteta, CEDIS je u 2023. godini evidentirao sljedeće:

- od ukupno 28.006 neplaniranih prekida u 2023. godini, bilo je 490 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 izazvan kvarom na kablovskom vodu,
- od ukupno 5.017 slučajeva u kojima je bilo potrebno izvršiti priključenje, bilo je 9 slučajeva u kojima CEDIS nije priključio kupca u roku od 15 dana od dana izvršenja obaveza kupca,
- od ukupno 3.164 slučaja prijave o neispravnosti funkcionisanja mjernog uređaja, bilo je 1.662 slučaja u kojima CEDIS nije u roku od pet dana nakon prijema zahtjeva kupca odgovorio na navedenu prijavu,

- od ukupno 288 slučajeva prigovora o naponu, bilo je 230 slučajeva u kojima CEDIS nije u roku od 30 dana nakon prijema obavještenja odgovorio na prigovor o naponu.

#### **c) Pojedinačni parametri kvaliteta snabdijevača**

Pravila o minimumu kvaliteta utvrđuju i pojedinačne parametre kvaliteta za snabdijevače 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 snabdijevač, 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 snabdijevač, u roku od 8 dana od dana prijema zahtjeva, ne dostavi detaljno obrazložen odgovor,
- **zahtjev za ponovno priključenje**, ako snabdijevač 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**, kada snabdijevač nije, u roku od 8 dana nakon prijema zahtjeva, odgovorio kupcu.

Agencija je tokom 2023. godine vršila nadzor nad jedinim aktivnim snabdijevačem - EPCG, koja je, u skladu sa Pravilima o minimumu kvaliteta, 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**

Pravilnikom o podacima koje obezbeđuje operator prenosnog sistema električne energije i načinu dostavljanja i objavljivanja podataka od značaja za tržište električne energije („Službeni list CG”, broj 14/18) donešenom na osnovu Zakona o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa („Službeni list CG”, broj 42/16), kojim je u nacionalno zakonodavstvo transponovana Uredba Komisije EU br. 543/2013 o dostavljanju i objavljivanju podataka o tržištima električne energije, utvrđena je obaveza operatora prenosnog sistema da sve podatke od značaja za tržište električne energije, koje ima u posjedu, objavljuje na platformi udruženja ENTSO-E.

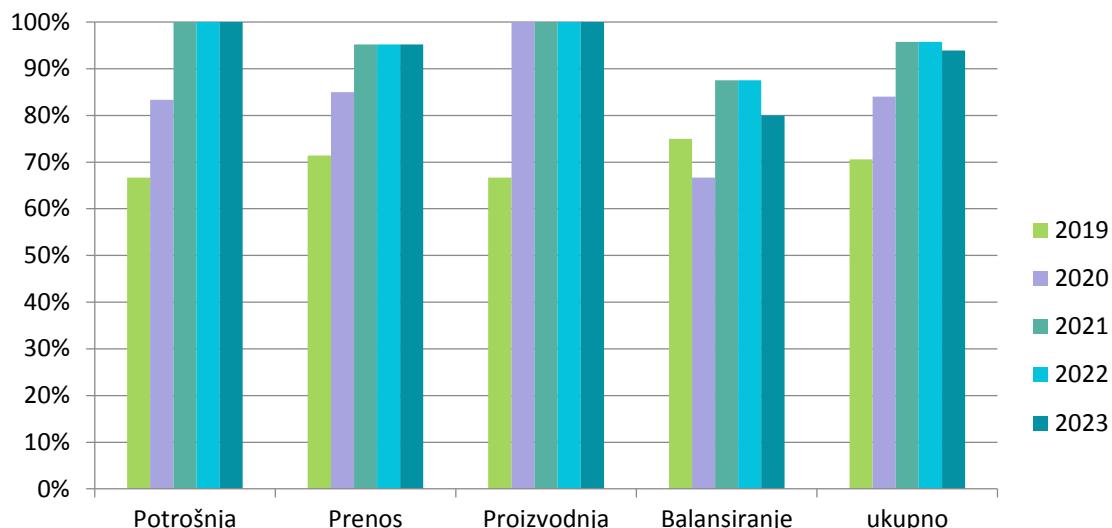
Navedenim pravilnikom prepoznata je važnost omogućavanja dostupnosti podataka od značaja za funkcionisanje tržišta u cilju obezbeđenja ravnopravnog položaja svih učesnika na tržištu, kao bitnog preduslova za adekvatno funkcionisanje tržišta.

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 2023. 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 narednom grafiku dat je uporedni prikaz objavljenih podataka za period 2019 - 2023. godina, po prethodno pomenutim izvještajnim kategorijama.



**Grafik 2.1.7** Stepen objavljenih podataka od značaja za funkcionisanje tržišta za period 2019 - 2023

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.<sup>31</sup>

## 2.1.6 Udjeli izvora energije

Članom 95 stav 4 Zakona, 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 2023. godinu,

<sup>31</sup> Uporednom pregledu može se pristupiti putem sljedećeg linka:  
<https://www.energy-community.org/aboutus/institutions/ECRB.html>

dobijene na osnovu gorenavedenog proračuna. Prikaz udjela svih vrsta izvora energije u isporučenoj električnoj energiji krajnjim kupcima prikazan je na Grafiku 2.1.8.

■ Solarna energija - 1,94%

■ Energija vetra - 2,56%

■ Hidroenergija - 15,07%

■ Geotermalna energija - 0,00%

■ Energija iz biomase - 0,02%

■ Nespecificirani OIE - 0,00%

■ Energija iz kamenog uglja - 38,63%

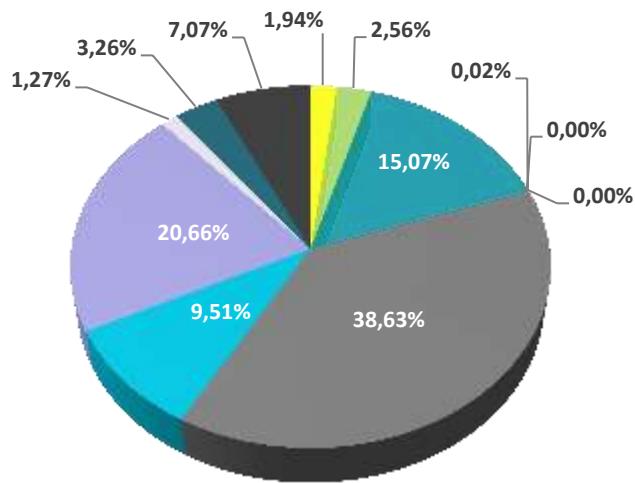
■ Energija iz mrkog uglja i lignita - 9,51%

■ Energija iz prirodnog gasa - 20,66%

■ Energija iz nafte i naftnih derivata - 1,27%

■ Nespecificirana fosilna goriva - 3,26%

■ Nuklearna energija - 7,07%



**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 2023. 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 izještajnoj godini.

## 2.1.7 Rad i poslovanje operatora zatvorenog distributivnog sistema

Zakonom je propisano da Agencija donosi pravila za utvrđivanje statusa zatvorenog distributivnog sistema električne energije, kojima se, pored ostalog, određuju dodatni uslovi za sticanje statusa zatvorenog distributivnog sistema i određivanje operatora zatvorenog distributivnog sistema, dokazi koji se dostavljaju uz zahtjev, sadržaj rješenja o utvrđivanju statusa zatvorenog distributivnog sistema i određivanju operatora zatvorenog distributivnog sistema, način kontrole ispunjavanja uslova propisanih zakonom, način razmjene informacija sa energetskim subjektom, kao i uslovi i postupak za oduzimanje statusa zatvorenog distributivnog sistema.

Saglasno zakonskom ovlašćenju Agencije da utvrđuje status zatvorenog distributivnog sistema, u izještajnoj godini je utvrđen navedeni status, odnosno određen DOO "Portonovi Electricity Distribution company", u vlasništvu DOO „AZMONT INVESTMENTS“ Herceg Novi, za operatora zatvorenog distributivnog sistema.

Pored navedenog, na kraju 2023. godine u Crnoj Gori postoje još tri zatvorena distributivna sistema električne energije, odnosno tri operatora zatvorenog distributivnog sistema: „OC

Elektroenergetika”, operator ZDS u vlasništvu DOO „Uniprom”, DOO „Luštica Bay Electricity Company”, operator ZDS u vlasništvu „Luštica Development” AD i DOO „PM Power” koji je operator, a ujedno i vlasnik zatvorenog distributivnog sistema koji obuhvata geografsko područje Porto Montenegro.

Nad svim pobrojanim energetskim subjektima u izvještajnoj godini bili su vršeni nadzori od strane Agencije, kojima je konstatovano da posluju u skladu sa uslovima i obavezama koji su bili predmet kontrole.

### **2.1.8 Ispunjenoost uslova iz sertifikata i licence**

Zakonom je propisano 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 energetskih djelatnosti („Službeni list CG”, br. 31/21 i 48/21) propisano je da je subjekat koji obavlja energetsku djelatnost dužan da u toku perioda važenja licence ispunjava uslove koji su propisani Zakonom i na osnovu kojih je licenca izdata.

U pogledu poštovanja navedenih odredbi, Agencija je u izvještajnoj godini izvršila četiri vanredne kontrole licenciranih subjekata iz elektroenergetskog sektora, a iz razloga što je u tim privrednim društvima došlo do promjene članova organa upravljanja. Kontrolisani su CEDIS, EPCG i COTEE, kod kojih u okviru predmetnog nadzora nijesu utvrđene nepravilnosti.

### **2.1.9 Priključenje fotonaponskih sistema**

Agencija je, na osnovu svojih nadležnosti iz člana 42 i člana 96 stav 4 Zakona, januara 2024. godine zatražila od CEDIS dostavljanje podataka o ukupnoj predatoj i preuzetoj energiji na mjestu konekcije kupaca-proizvođača u 2023. godini, te podataka o ukupnoj proizvedenoj električnoj energiji na mjestu konekcije instalacija za proizvodnju električne energije i instalacija za potrošnju električne energije kupaca-proizvođača u 2023 godini.

Postupajući po navedenom dopisu Agencije, CEDIS je dostavio odgovor u kome su navedeni sljedeći podaci: „*proizvodnja na „pragu elektrane“ - 10.037,66 MWh; električna energija predata u distributivni sistem (DS) – 13.674,68 MWh; električna energija preuzeta iz DS – 14.225,37 MWh.*”

Analiza podataka iz navedenog dopisa dovela je do zaključka da su kupci-proizvođači više električne energije predali u sistem (13.674,68 MWh) nego što su inicialno proizveli – proizvodnja na „pragu elektrane“ (10.037,66 MWh), pa je zbog takve očigledne nelogičnosti (jer ispada da je neko dao drugome nešto što nije imao), Agencija od CEDIS-a zatražila pojašnjenje.

Traženo pojašnjenje dostavljeno je u aktu CEDIS-a, broj 40-01-3419 od 5. februara 2024. godine, u kojem su, po ocjeni Agencije, iznijeti navodi kojima se inkriminiše postupanje N.N. lica zaposlenih u DOO „EPCG-SOLAR-GRADNJA“ Nikšić. Naime, u navedenom dopisu CEDIS eksplicitno navodi da su

„nove kupce-proizvođače kolege iz EPCG-Solar Gradnja (...) priključivali elektrane na mrežu prije potpisivanja Ugovora sa ODS-om i Ugovora o snabdijevanju sa Snabdjevačem (EPCG-om)”, i zaključuje „da je glavni razlog neslaganja proizvedene i preuzete energije (injektirane u ODS mrežu) zbog priključivanja elektrana u ODS mreži bez prethodnog odobrenja od strane ODS-a odnosno potpisivanja Ugovora o priključenju”.

CEDIS u pomenutom dopisu, dakle, ukazuje na dvije stvari: priključivanje novih kupaca-proizvođača tokom 2023. godine nije vršeno u skladu sa Zakonom i priključenjem novih kupaca-proizvođača su se tokom 2023. godine, kršeći odredbe Zakona, bavila N.N. lica zaposlena u DOO „EPCG-SOLAR-GRADNJA“ Nikšić.

Ovlašćenje za priključenje objekta krajnjeg kupca na distributivni sistem električne energije, saglasno Zakonu (član 182 stav 3), ima isključivo CEDIS, i to nakon što mu snabdjevač (EPCG) prijavi da je sa krajnjim kupcem zaključio ugovor o snabdijevanju električnom energijom, a navedeni ugovor, pak, u skladu sa članom 182 stav 1 Zakona može biti zaključen tek nakon što CEDIS obavijesti EPCG da je krajnji kupac ispunio obaveze iz zaključenog ugovora o izgradnji infrastrukture za priključenje i priključenju, a koje se odnose na priključenje na sistem. Pomenutim ugovorima i samom činu faktičkog priključenja objekta krajnjeg kupca na distributivni sistem električne energije mora da prethodi zahtjev za priključenje koji se podnosi CEDIS-u (član 175 stav 1 Zakona).

Dakle, Zakon jasno normira da priključenje podrazumijeva sprovođenje postupka: koji se inicira zahtjevom krajnjeg kupca CEDIS-u, u kojem se zaključuju dva pomenuta ugovora sa krajnjim kupcem (u jednom su ugovorne strane: krajnji kupac i CEDIS, a u drugom: krajnji kupac i EPCG), i koji se završava činom priključenja objekta na distributivni sistem koji je jedino ovlašćen da vrši CEDIS.

Iz dopisa CEDIS, broj 40-01-3419 od 5. februara 2024. godine se zaključuje da se tokom 2023. godine ovako normiran redoslijed koraka nije poštovao, to jest da se priključenje u slučaju novih kupaca-proizvođača obavljalo prije okončanja opisanog postupka, i to od strane onih koji za to nijesu ovlašćeni, a da se tek nakon toga pristupilo zaključivanju ugovora iz člana 182 Zakona.

Inače, Statut DOO „EPCG-SOLAR-GRADNJA“ Nikšić (član 6) predviđa da su djelatnosti tog društva, pored ostalih: postavljanje električnih instalacija, ugradnja stolarije, malterisanje, bojanje i zastakljivanje. U navedenom aktu, dakle, nema ni pomena o priključenju objekata na distributivni sistem.

Polazeći od navedenog, Agencija je Osnovnom državnom tužilaštvu u Podgorici februara 2024. godine podnijela krivičnu prijavu protiv nepoznatih izvršilaca zaposlenih u DOO „EPCG-SOLAR-GRADNJA“ Nikšić, zbog postojanja osnovane sumnje da su izvršili krivično djelo za koje se goni po službenoj dužnosti.

U pomenutoj prijavi, čija je dopuna takođe podnijeta Osnovnom državnom tužilaštvu u Podgorici marta 2024. godine (u vezi sa inicijativom građanina u kojoj je navedeno da je došlo do „puštanja u rad sistema za proizvodnju električne energije, prije ugradnje dvosmernog brojila“, zbog čega je

„proizvodnja obračunata kao potrošnja”, što je za posljedicu imalo da mu se ispostave visoki računi za struju za mart i april 2023. godine), ukazano je:

- da je EPCG (društvo majka) stoprocentni vlasnik CEDIS-a (društvo kćerka) i DOO „EPCG-SOLAR-GRADNJA“ Nikšić (društvo kćerka), čiji Odbor direktora vrši ovlašćenja *Skupštine Društva* u navedenim privrednim društvima;
- da je CEDIS jedini subjekat u Crnoj Gori koji posjeduje *Licencu za obavljanje djelatnosti distribucije električne energije*, koja podrazumijeva i ovlašćenje za priključenje na distributivnu mrežu (prirodni monopol). Ispunjenoš uslova za izдавanje licence ovom energetskom subjektu koje obavlja djelatnost od javnog interesa u smislu člana 86 stav 1 tačka 3 Zakona utvrđuje Agencija, saglasno članu 65 Zakona;
- da je postupak priključenja korisnika na distributivnu mrežu, koji saglasno članu 122 stav 2 tačka 11 Zakona uključuje nediskriminatorne postupke za priključenje za različite vrste korisnika, propisan Zakonom i Pravilima za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije („Službeni list CG“, broj 72/22) i podrazumijeva, pored ostalog, izradu analiza koje se tiču uslova za priključenje;
- da djelatnost DOO „EPCG-SOLAR-GRADNJA“ Nikšić ne predstavlja djelatnost kojom se može baviti samo ovo privredno društvo (dakle, djelatnost kojom se ovo društvo bavi predstavlja tržišnu djelatnost).

Izloženo ukazuje da zaposleni u navedenim društvima kćerkama jesu kolege, zbog činjenice da imaju istog osnivača, ali da to svojstvo prestaje kad se pređe na djelokrug poslova kojima su ova privredna društva ovlašćena da se bave.

Do dana slanja ovog izvještaja Skupštini Crne Gore, Agencija nije obaviještena o odluci koju je u predmetnoj stvari donijelo Osnovno državno tužilaštvo u Podgorici.

## 2.2 Djelatnosti u oblasti nafte i gasa

Tokom 2023. godine je u sektoru naftnih derivata i gasa kroz kontrolu 35 subjekata i prodajnih objekata kontrolisana 81 licenca za obavljanje energetskih 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, eksploracije 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 Agencije,
- 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.

Tokom 2023. godine su kontrolama kod tri subjekta utvrđene nepravilnosti, koje su po nalogu Agencije subjekti otklonili i o tome obavijestili Agenciju. Kod jednog subjekta su utvrđene nepravilnosti zbog kojih je Agencija, prije donošenja akta Vrhovnog državnog tužilaštva, Utp. br. 7/23 od 26. jula 2023. godine (o tome više u poglavljiju 2.3 Zakonska ograničenja nadzora nad radom energetskih subjekata), Sudu za prekršaje podnijela zahtjev za pokretanje prekršajnog postupka.

## **2.3 Zakonska ograničenja nadzora nad radom energetskih subjekata**

Članom 27 stav 1 Zakona propisano je da poslove utvrđene zakonom u oblasti energetike obavlja Agencija kao samostalna, neprofitna organizacija, pravno i funkcionalno nezavisna od državnih organa i energetskih subjekata. Sam naziv navedenog člana: „Nezavisni regulator energetskog sektora“ te njegova citirana sadržina dovedeni su u pitanje odlukom Višeg suda za prekršaje Crne Gore, PŽP. br. 658/23-3 od 10. maja 2023. godine. Podsjećamo da je navedenom odlukom preinačeno rješenje Suda za prekršaje u Podgorici, PP. br. 1579/22-39 od 13. marta 2023. godine, kojim su, po Zahtjevu za pokretanje prekršajnog postupka koji je podnijela Agencija, oglašeni krivim EPCG i njeno odgovorno lice zbog povrede nezavisnosti operatora distributivnog sistema garantovane članom 135 stav 1 Zakona.

Zaključenje Višeg suda za prekršaje Crne Gore (u daljem tekstu: Sud) da Agencija, u smislu člana 111 stav 1 Zakona o prekršajima, „nema svojstvo ovlašćenog lica za pokretanje prekršajnog postupka“, temeljeno je na odredbi člana 224 st. 1 i 2 Zakona, kojom je propisano da nadzor nad sprovećenjem tog zakona i propisa donijetih na osnovu njega vrši ministarstvo, dok poslove inspekcijskog nadzora u skladu sa tim zakonom i zakonom kojim se uređuje inspekcijski nadzor vrše elektroenergetski, termoenergetski i tržišni inspektor.

Agencija je povodom ove odluke Suda, kao što je rečeno i u Izvještaju o stanju energetike za 2022. godinu, Vrhovnom državnom tužiocu dostavila inicijativu za podnošenje zahtjeva za zaštitu zakonitosti u prekršajnom postupku, u kojoj je u bitnom ukazala da su nadležnosti Agencije normirane članom 48 Zakona. U navedenoj inicijativi je ukazano da je pomenutim članom, čiji je naziv „Nadzor nad radom energetskih subjekata“, propisano da Agencija prati i analizira rad i poslovanje energetskih subjekata u odnosu na, između ostalog, „nezavisnost operatora i

razdvojenost računa iz čl. 68 do 72, čl. 135 do 138 ovog zakona (...)”, kao i da je, s tim u vezi, Agencija nadležna da vrši nadzor nad obavezama koje energetski subjekti imaju u skladu sa članom 135 Zakona, iz čega proističe i njeno ovlašćenje da, u slučaju kršenja tih obaveza, podnese zahtjev za pokretanje prekršajnog postupka. Stoga je ocijenjeno da Agencija predstavlja „subjekta koji vrši javna ovlašćenja, u čiju nadležnost spada neposredno izvršenje ili nadzor nad izvršenjem zakona i drugih propisa kojima su prekršaji propisani”, kako je to propisano članom 111 stav 2 Zakona o prekršajima, što je kvalificuje za ovlašćenog podnosioca zahtjeva za pokretanje prekršajnog postupka.

Vrhovno državno tužilaštvo u odnosu na navedenu inicijativu Agencije, jula 2023. godine donosi akt u kojem konstatuje da u konkretnom slučaju nije povrijeđen zakon ili drugi propis, zbog čega nema zakonskog osnova da podigne zahtjev za zaštitu zakonitosti povodom predmetne odluke Suda.

Budući da su ovakvim čitanjem i interperetacijom odredaba Zakona od strane Vrhovnog državnog tužilaštva iscrpljena sva pravna sredstva za dokazivanje drugačijeg pravnog stava, ostaje da se predmetno pitanje sagleda iz ugla normativnog uređivanja oblasti energetike. U tom smislu, evidentno je da u ovom trenutku postoji nepomirljiva (dosad neuočena) protivrječnost između citirane odredbe člana 27 stav 1 Zakona i odredaba člana 48 istog zakona, koje ne propisuju ovlašćenje Agencije da podnosi zahtjev za pokretanje prekršajnog postupka. Odnosno, potrebno je konstatovati da su svrha i cilj davanja članu 27 Zakona naziva „Nezavisni regulator energetskog sektora”, kao i njegova sadržina, dokinuti pravnom redakcijom člana 48 Zakona. Od ne manjeg značaja je i činjenica da je sada takođe evidentno da su u važećem zakonskom okviru koji reguliše oblast energetike, mnoge obaveze energetskih subjekta zamijenjene njihovim diskrecionim pravom da odluče da li će te obaveze da poštuju.

Imajući u vidu, dakle, da, u smislu člana 48 Zakona, Agencija nije ovlašćena da podnosi zahtjev za pokretanje prekršajnog postupka, postavlja se pitanje pravnog dometa njenog određenja kao „samostalne organizacije, pravno i funkcionalno nezavisne od državnih organa i energetskih subjekata”, iz člana 27 stav 1 Zakona. A ako je to statusno određenje upitno, onda se urušava koncept obaveza koje je Crna Gora preuzela u okviru Pregovoračkog poglavља 15, te ugrožava regulacija u oblasti energetike.

Naime, evropska pregovaračka platforma u oblasti energetike postulira da nezavisnost i samostalnost Agencije u institucionalnom smislu mora da svjedoči „o njenom suštinskom položaju u sistemu državne vlasti koji je takav da na obavljanje poslova iz nadležnosti Agencije ne smiju da utiču spoljni faktori”. Riječima pravnih teoretičara, Agencija mora imati „pravno obezbijeđenu mogućnost donošenja odluka bez ičijeg uticaja”.

Stoga se osnovano postavlja (retoričko) pitanje: O kakvoj „pravnoj i funkcionalnoj nezavisnosti Agencije od državnih organa” možemo uopšte da govorimo ako bi Agencija spise predmeta iz nadzora koji je obavila u skladu sa članom 48 Zakona morala da dostavlja organima iz člana 224 st. 1 i 2 navedenog zakona (resorno ministarstvo i inspektor), koji bi zatim, umjesto Agencije, a na

osnovu njenih nalaza iz nadzora, pokretali prekršajni postupak? Ili, možda i ne bi, ako im Agencijini nalazi i pravne ocjene o povredi Zakona ne bi bili prihvatljivi.

Na opisani način izvršna vlast dobija nadležnost da vrši kontrolu pravilnosti i zakonitosti rada Agencije, iako takva nadležnost, u smislu odredaba Zakona, pripada isključivo zakonodavnoj vlasti. Pravni položaj normiran članom 27 Zakona, institucionalno izmješta Agenciju iz izvršne grane vlasti, čime se, takođe, povlači jasna demarkaciona linija između nezavisnog regulatornog tijela i državnih agencija iz člana 43 Zakona o državnoj upravi.

Zbog svega navedenog, a u cilju kreiranja zakonskog okvira koji će obezbijediti djelotvoran nadzor nad primjenom Zakona te bezupitan položaj regulatora kao nezavisnog subjekta, Agencija je, u okviru aktivnosti na izradi novog Zakona koje su u toku, inicirala da se u navedenom zakonu eksplicitno normira njeno ovlašćenje za podnošenje zahtjeva za pokretanje prekršajnog postupka, uz očekivanje da će i najviše zakonodavno tijelo podržati takvu inicijativu.

**REZIME:**

*Na kraju 2023. godine EPCG je imala zaključene ugovore o snabdijevanju sa 204.891 kupcem priključenim na distributivni sistem (47% od ukupnog broja kupaca priključenih na distributivni sistem električne energije), što je porast od 3% u odnosu na broj zaključenih ugovora u 2022. godini. Dinamika zaključivanja navedenih ugovora ukazuje na potrebu inoviranja zakonskog okvira koji bi stimulisao uspostavljanje ugovornih odnosa između snabdjevača i kupca.*

*Na osnovu informacija dobijenih od energetskih 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.*

*Izvještajnu godinu su obilježile veće vrijednosti opših indikatora kvaliteta u prenosnom i distributivnom sistemu u poređenju sa 2022. godinom, što govori o nešto slabijem kvalitetu isporuke električne energije iz ovih sistema u 2023. godini. Prosječno vrijeme prekida u prenosnom sistemu je iznosilo 1378,77 minuta (22,97 sati), dok je neisporučena električna energija iz prenosnog sistema procijenjena u vrijednosti od 7530,72 MWh. Glavni uzrok pogoršanja ovih indikatora je veliki broj planiranih radova u prenosnom sistemu, koji su, prema navodima CGES-a, imali minimalan uticaj na krajnje kupce zbog dobre koordinacije sa CEDIS-om. Posmatrajući samo neplanirane prekide, indikatori opšteg minimuma kvaliteta prenosnog sistema su u 2023. godini imali najnižu vrijednost otkad se prati ostvarenje ovih indikatora. Kada je riječ o distributivnom sistemu, prosječno trajanje prekida je iznosilo 2.375,12 minuta (39,59 sati), dok je prosječna učestalost prekida bila 26,46, što je za 35,45% i 11,31%, respektivno, veće u odnosu na ostvarenje ovih indikatora u 2022. godini. Međutim, izuzimajući 2022. godinu, koju su obilježili izuzetno dobri opšti indikatori kvaliteta, vrijednosti ovih indikatora bilježe pad u periodu 2019-2023. godina.*

*Zbog osnovane sumnje da su priključenja fotonaponskih sistema u 2023. godini vršila lica koja za to nijesu ovlašćena, Agencija je podnijela krivičnu prijavu Osnovnom državnom tužilaštvu u Podgorici.*

*U izvještajnoj godini je utvrđen novi status zatvorenog distributivnog sistema (četvrti), odnosno određen je DOO "Portonovi Electricity Distribution Company", u vlasništvu DOO „AZMONT INVESTMENTS“ Herceg Novi, za operatora zatvorenog distributivnog sistema.*

*Tokom 2023. godine je u sektoru naftnih derivata i gasa kroz kontrolu 35 subjekata kontrolisana 81 licenca za obavljanje energetskih djelatnosti. Kod tri subjekta su utvrđene nepravilnosti, pa su nadležni organi zaduženi za nadzor nad primjenom propisa iz oblasti energetike upoznati sa nepravilnostima iz domena njihovog nadzora. Protiv jednog subjekta je podnijet zahtjev za pokretanje prekršajnog postupka.*

*Akt Vrhovnog državnog tužilaštva iz jula 2023. godine nametnuo je potrebu preispitivanja važećeg zakonskog okvira iz ugla nomotehnike, zbog čega je Agencija inicirala izmjene Zakona o energetici, kojima će se nesporno obezbijediti njeni prepoznavanje kao subjekta koji vrši javna ovlašćenja, u čiju nadležnost spada neposredno izvršenje ili nadzor nad izvršenjem zakona i drugih propisa kojima su prekrčaji propisani*

### **3. INVESTICIJE U ENERGETSKOM SEKTORU**



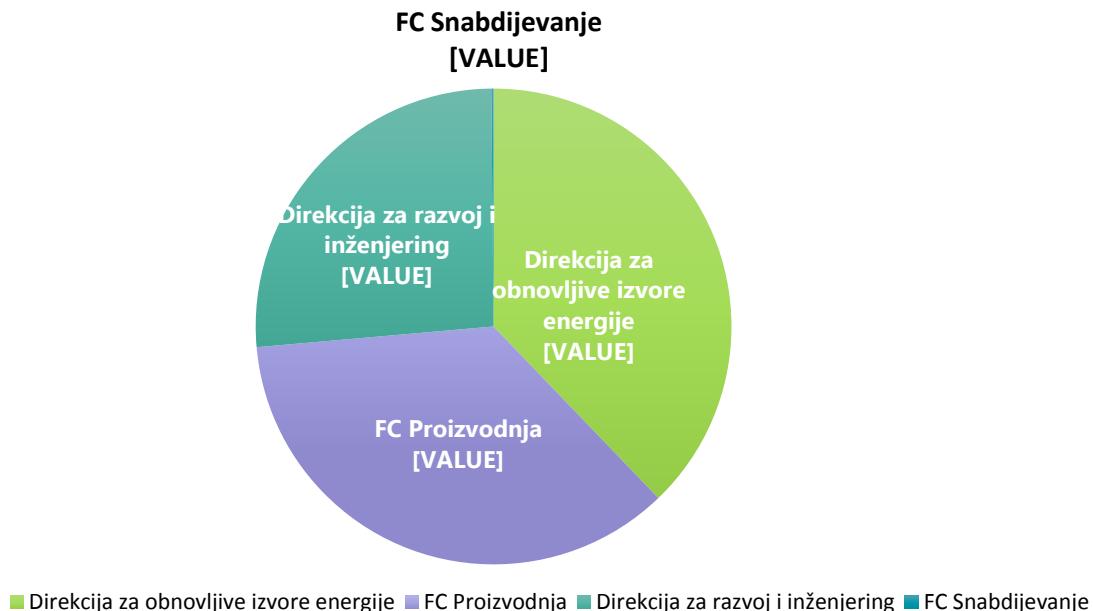
### 3. INVESTICIJE U ENERGETSKOM SEKTORU

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

Struktura investicija EPCG realizovanih tokom 2023. godine, ne uključujući Direkciju Društva, prikazana je u Tabeli 3.1.1, dok su udjeli investicija pojedinih djelova Društva u ukupnim investicijama prikazani na Grafiku 3.1.1. Ovi tabelarni i grafički pregledi investicija EPCG ne obuhvataju podatke o ulaganjima Direkcije Društva, budući da je u „*Izveštaju o realizaciji investicija Elektroprivrede Crne Gore AD Nikšić za 2023. godinu*”, broj 10-00-24029 od 3. juna 2024. godine, kao investicija realizovana u 2023. godini, prikazana vrijednost avansa prethodnih godina i povećanje vrijednosti kupljene imovine industrijskog kompleksa bivše „Željezare“ po osnovu urađene procjene. Navedene vrijednosti čine 98,83% ulaganja Direkcije Društva, a više informacija o njima dato je u tekstu koji slijedi.

**Tabela 3.1.1** Pregled realizacije investicija EPCG u 2023. godini

R.b.	INVESTICIJE	2023. godina [€]
1.	<b>Direkcija za obnovljive izvore energije</b>	<b>16.135.428</b>
2.	<b>FC Proizvodnja</b>	<b>15.270.303</b>
2.1.	HE Perućica	1.558.643
2.2.	HE Piva	1.242.311
2.3.	TE Pljevlja	12.463.964
2.4.	Direkcija FC Proizvodnja	5.385
3.	<b>Direkcija za razvoj i inženjeringu</b>	<b>11.194.034</b>
3.1.	HE Perućica (modernizacija i vanredno održavanje)	8.046.109
3.2.	HE Piva (modernizacija i vanredno održavanje)	429.396
3.3.	TE Pljevlja (modernizacija i vanredno održavanje)	556.474
3.4.	DFRN (modernizacija i vanredno održavanje)	2.162.055
4.	<b>FC Snabdijevanje</b>	<b>65.100</b>
<b>UKUPNO (1+2+3+4)</b>		<b>42.664.865</b>



**Grafik 3.1.1** Udjeli investicionih ulaganja EPCG

Pored ulaganja prikazanih u Tabeli 3.1.1 i na Grafiku 3.1.1, EPCG je u „*Izvještaju o realizaciji investicija Elektroprivrede Crne Gore AD Nikšić za 2023. godinu*”, broj 10-00-24029 od 3. juna 2024. godine, prikazala i ulaganja u okviru Direkcije Društva u iznosu od 51.254.625 €, za koje navodi da obuhvataju:

- 50.659.458 €, koji se odnose na kupovinu imovine bivšeg kompleksa „Željezare“, od čega su iskorišćeni avansi prethodnih godina iznosili 20.423.173 €, a povećanje avansa u 2023. godini 4.501 €, dok se preostali iznos odnosi na povećanje procijenjene vrijednosti imovine EPCG „Željezare“;
- 511.487 €, koji se odnose na IT projekte – unapređenje IT sistemskih, mrežnih i bezbjednosnih servisa, razvoj poslovnih informacionih sistema, Document Management System i softver za praćenje upravljanja terenskim ekipama;
- 83.320 €, koji se odnose na projekte opšte namjene - adaptaciju i uređenje poslovnih prostora u 2023. godini, nabavku kancelarijske i IT opreme.

Što se tiče izvršenih ulaganja u FC Proizvodnja, u toku 2023. godine ukupno je uloženo 15.270.303 €, od čega se najznačajnije investicije odnose na:

- ekološku rekonstrukciju TE „Pljevlja“,
- remont blok transformatora 2T1 u HE „Piva“,
- rekonstrukciju mHE: „Rijeka Mušovića“, „Ljeva Rijeka“, „Šavnik“, „Rijeka Crnojevića“, „Podgor“ i rekonstrukciju rashladnog sistema u HE „Perućica“.

Pored navedenih ulaganja, tokom 2023. godine je uloženo 16.135.428 € u Direkciju za obnovljive izvore, odnosno u projekte Solar 3000+ i Solar 500+, koji se odnose na ugradnju fotonaponskih sistema i malih elektrana na individualne objekte.

U projekte u okviru Direkcije za razvoj i inženjering se investiralo 11.194.034 €. Najznačajnije investicije u okviru ove cjeline EPCG, odnosile su se na ulaganja u rekonstrukciju i modernizaciju HE „Perućica“ (8.046.109 €), rekonstrukciju i modernizaciju HE „Piva“ (429.396 €) i ulaganja u nastavak projekta korišćenja i fazne rekultivacije deponije Maljevac u TE „Pljevlja“ (556.474 €). Preostala ulaganja u okviru Direkcije za razvoj i inženjering od 2.162.055 € odnose se na pripremu tehničke dokumentacije i izradu idejnih projekata, analiza i studija u vezi sa sljedećim projektima: VE „Gvozd“, HE „Komarnica“, HE „Kruševo“, SE „Brana Slano“ i „Brana Vrtac“, SE „Vilusi“, gasne elektrane.

Ukupna sredstva uložena u projekat VE „Gvozd“ u toku 2023. godine iznosila su 1.081.042 €. Do pomaka je došlo potpisivanjem ugovora o korporativnom zajmu između EBRD, EPCG i projektne kompanije „Green Gvozd“ DOO, za finansiranje realizacije projekta VE „Gvozd“. Kredit u vrijednosti od 82 miliona € predstavlja najveći kredit koji je ova banka realizovala u Crnoj Gori, a sredstvima obezbijeđenim ovim kreditom će biti omogućeno finansiranje kupovine, izgradnje i rad nove kopnene vjetroelektrane snage 55 MW u okolini sela Gvozd u Opštini Nikšić, čijom izgradnjom bi se ubrzala dekarbonizacija i energetska tranzicija Crne Gore. Pored ove investicije, EPCG vrši analize novih mogućnosti za izgradnju vjetroelektrana, pod čijom su pažnjom lokacije u više opština na sjeveru zemlje (Nikšić, Šavnik, Žabljak, Kolašin, Bijelo Polje, Mojkovac i Pljevlja).

U 2023. godini je realizovano ulaganje od 707.112 € u projekat HE „Komarnica“ i to u izradu *Idejnog projekta sa Studijom opravdanosti i Elaboratom o procjeni uticaja na životnu sredinu*. Ovaj projekat datira još od 1972. godine, a 1991. godine je zaključen ugovor o dugoročnoj poslovno-tehničkoj saradnji Javnog preduzeća „Elektroprivreda Crne Gore“ Nikšić i Jedinstvenog javnog preduzeća za upravljanje elektroenergetskim sistemom, promet električne energije, prenos i razvoj „Elektroprivreda Srbije“ (EPS), kojim je predviđeno zajedničko finansiranje i priprema dokumentacije za buduću akumulacionu hidroelektranu na teritoriji Crne Gore, u slivu rijeke Drine. Kasnije je zaključen i ugovor o zajedničkom finansiranju realizacije prethodnih radova HE Komarnica, koji je aneksiran četiri puta. *Ugovor o koncesiji za korišćenje prirodnih bogatstava, radi izgradnje, održavanja i korišćenja energetskog objekta HE „Komarnica“ radi proizvodnje električne energije* zaključen je 2022. godine, a Ekonomskim i investicionim planom za Zapadni Balkan, koji je EU objavila u oktobru 2020. godine, predviđena je podrška za projekte iz oblasti obnovljivih izvora energije, među kojima je i ovaj projekat. Međutim, petim investicionim paketom u okviru Ekonomskog i investicionog plana EU za Zapadni Balkan iz 2023. godine, projekti iz oblasti energetike koje je kandidovala Crna Gora su ocijenjeni preuranjenim za finansiranje.

U FC Snabdijevanje je uloženo 65.100 €, a odnosi se na razvoj ERP-a (eBS i Biling sistem), nabavku IT opreme, kancelarijskog namještaja i tehničku zaštitu.

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

CEDIS je, kao operator distributivnog sistema električne energije, dužan da održava i razvija distributivni sistem i obezbijedi dugoročnu sposobnost sistema da zadovolji potrebe za distribucijom električne energije na ekonomski opravdan način. Razvoj distributivnog sistema nadležni operator planira kroz desetogodišnje planove razvoja, trogodišnje investicione planove i programe otkupa infrastrukture koja služi za distribuciju električne energije, a nalazi se u vlasništvu trećih lica. Na navedena planska dokumenta saglasnost daje Agencija.

Agencija je u postupku davanja saglasnosti na „Investicioni plan CEDIS-a za period 2023 – 2025. godina“, odobrila investicije ukupne vrijednosti od 36.871.965 € za 2023. 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.

CEDIS je u 2023. godini realizovao investicije u vrijednosti od 14.517.681 €, odnosno 39% planiranih ulaganja za tu godinu. Pored investicija čija je realizacija planirana za 2023. godinu, CEDIS je uložio i 4.762.635 €, po osnovu investicija čija je realizacija bila predviđena drugim investicionim planovima za prethodne godine.

Osim ovih ulaganja, CEDIS je tokom 2023. godine otkupio elektroenergetsку infrastrukturu u vrijednosti od 4.730.988 € predviđenu za 2023. godinu, kao i infrastrukturu u vrijednosti od 140.999 € predviđenu za prethodne godine.

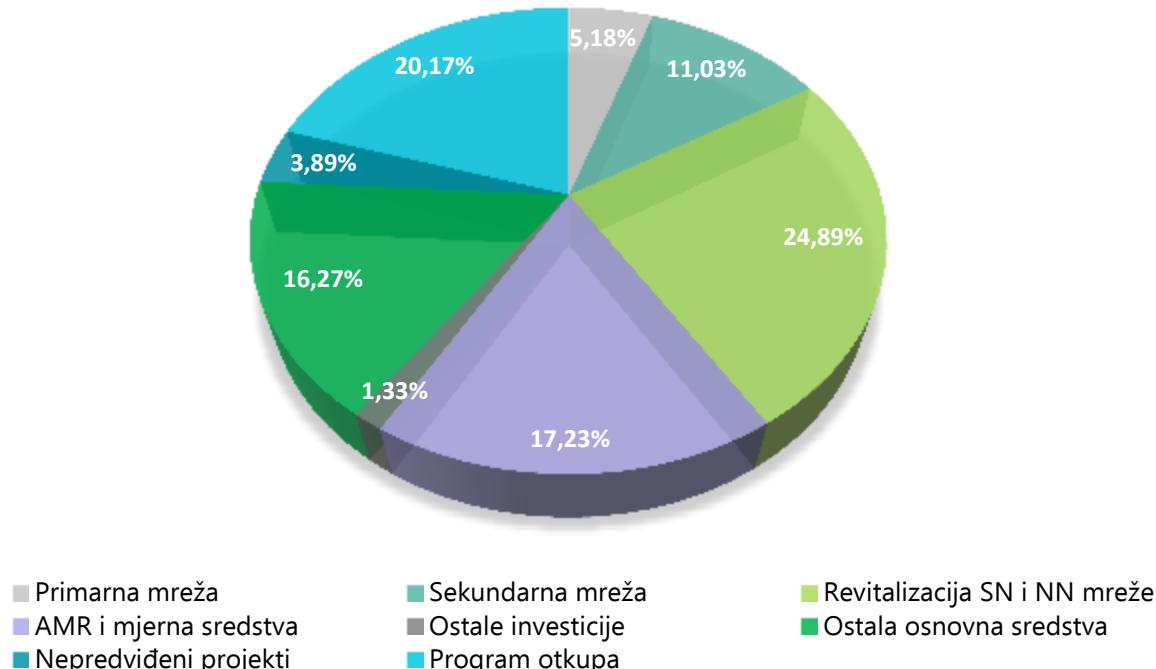
U Tabeli 3.2.1 je dat pregled realizacije odobrenih investicija za 2023. godinu i investicija planiranih za period 2012 – 2022. godina, realizovanih u 2023. godini.

**Tabela 3.2.1** Pregled realizacije odobrenih investicija za 2023. godinu i investicija planiranih za period 2012 – 2022. godina, realizovanih u 2023. godini

R.b.	OPIS	2023. godina				Ukupno [€]	
		Investicioni plan		Investicije planirane za period 2012 - 2022. godina			
		Plan [€]	Realizacija [€]	Realizacija [€]			
1	<b>Primarna mreža</b>	3.840.000	156.295		1.095.897	<b>1.252.192</b>	
2	<b>Sekundarna mreža</b>	7.540.947	542.103		2.122.520	<b>2.664.623</b>	
3	<b>Revitalizacija SN i NN mreže</b>	11.000.000	5.285.145		727.183	<b>6.012.328</b>	
4	<b>AMR i mjerna sredstva</b>	7.569.992	4.160.252		0	<b>4.160.252</b>	

<b>5</b>	<b>Ostale investicije</b>	0	0	320.700	<b>320.700</b>
<b>6</b>	<b>Ostala osnovna sredstva</b>	5.841.554	3.433.529	496.335	<b>3.929.864</b>
<b>7</b>	<b>Nepredviđeni projekti</b>	1.079.472	940.357	0	<b>940.357</b>
	<b>UKUPNO</b>	<b>36.871.965</b>	<b>14.517.681</b>	<b>4.762.635</b>	<b>19.280.316</b>
<b>8</b>	<b>Program otkupa</b>	<b>19.743.849</b>	<b>4.730.988</b>	<b>140.199</b>	<b>4.871.187</b>
<b>Realizacija investicija i programa otkupa (1+2+3+4+5+6+7+8)</b>		<b>56.615.814</b>	<b>19.248.669</b>	<b>4.902.834</b>	<b>24.151.503</b>

U nastavku su prikazani udjeli pojedinih kategorija investicija u ukupnim ulaganjima koje je CEDIS realizovao u toku 2023. godine.



**Grafik 3.2.1** Udjeli različitih kategorija investicija u ukupnim ulaganjima CEDIS-a u 2023. godini

Investicije u primarnu, sekundarnu mrežu, AMR i mjerna sredstva i ostala osnovna sredstva je realizovan u manjoj vrijednosti od planirane dominantno zbog problema u rješavanju imovinsko - pravnih odnosa i sprovođenju postupaka 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. Zakon je propisao mogućnost da podnositac zahtjeva za priključenje na distributivni sistem odabere da li će infrastrukturu za priključenje izgraditi CEDIS ili će je izgraditi on sam o svom trošku, uz obavezan otkup infrastrukture od strane CEDIS-a. Osim navedenog, zakonski okvir je definisao da infrastruktura koja služi za distribuciju električne energije, a koja je u vlasništvu trećih lica, može biti korišćena od strane CEDIS-a do zaključivanja ugovora o otkupu, a da je pritom vlasnik te infrastrukture dužan da je održava u funkcionalnom stanju. Smatra se da infrastruktura služi distribuciji električne energije ako je osim vlasnika koriste druga pravna ili fizička lica ili ako bi bez te infrastrukture bilo narušeno funkcionisanje sistema.

Vrijednost infrastrukture koju je CEDIS planirao da otkupi u 2023. godini čini 5,70% vrijednosti imovine CEDIS-a na kraju izvještajne godine. Program otkupa u 2023. godini je realizovan u značajno manjem obimu od planiranog. Niži stepen realizacije otkupa, kako navodi CEDIS, uslovjen je višegodišnjim problemom nemogućnosti vlasnika infrastrukture da obezbijede propisanu dokumentaciju za otkup, a zatim i znatnim skokom procijenjene vrijednosti infrastrukture u odnosu na planiranu.

CEDIS je izvršio otkup infrastrukture u vrijednosti od 4.730.988 €, od čega se 2.616.866 € odnosi na 12 postrojenja (35kV) koja su dio distributivnog sistema, a nalaze se u objektima CGES-a, po osnovu kojih je izvršena primopredaja i razgraničenje imovine u skladu sa članom 242 Zakona, što je detaljnije obrađeno u potpoglavlju 2.1.3 ovog izvještaja.

## **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 2023. godinu predviđeno je 17 investicionih projekata u dijelu primarne mreže.

Od prethodno navedenog broja:

- 16 projekata je planirano da se realizuju u 2023. godini,
- jedan projekat je planiran da se realizuje u periodu od 2023. do 2024. godine.

Planirana vrijednost investicionih projekata, koji se odnose na *Primarnu mrežu*, čija je realizacija planirana u 2023. godini, iznosi 3.840.000 €.

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

- okončana su dva investiciona projekta,
- za četiri investiciona projekta u toku je izvođenje radova,
- za jedan investicioni projekat u toku je postupak javne nabavke,

- za jedan investicioni projekat u toku je rješavanje imovinsko - pravnih odnosa,
- za tri investiciona projekta u toku je priprema projektne dokumentacije,
- za četiri investiciona projekta u toku su pripremne aktivnosti neophodne u postupku stvaranja uslova za njihovu realizaciju,
- realizaciju dva investiciona projekta preuzeli su podnosioci zahtjeva za priključenje u skladu sa članom 177 stav 2 Zakona, a izgrađena infrastruktura će biti predmet otkupa od strane CEDIS-a u periodu 2024 - 2026. godina.

### **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 2023. godinu predviđena su 144 investiciona projekata u dijelu sekundarne mreže.

Planirana vrijednost investicionih projekata, vezanih za *Sekundarnu mrežu*, čija je realizacija planirana u 2023. godini iznosi 7.540.947 €, a realizovano je 542.103 €, što sa ulaganjima koja su bila predviđena za raniji period ukupno iznosi 2.664.623 €. 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:

- okončano je 17 investicionih projekata,
- za dva investiciona projekta radovi su završeni, a investicioni projekti su u završnoj fazi,
- za tri investiciona projekta u toku je izvođenje radova,
- za 12 investicionih projekata u toku je postupak javne nabavke,
- za 14 investicionih projekata u toku je rješavanje imovinsko - pravnih odnosa,
- za 18 investicionih projekata u toku je priprema projektne dokumentacije,
- za 74 investiciona projekta u toku su pripremne aktivnosti neophodne u postupku stvaranja uslova za realizaciju istih,
- realizaciju četiri investiciona projekta preuzeli su podnosioci zahtjeva za priključenje u skladu sa članom 177 stav 2 Zakona, a izgrađena infrastruktura će biti predmet otkupa od strane CEDIS-a u periodu 2024 - 2026. godina.

## **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.

Polazeći od stanja sekundarne mreže, posebno kada je u pitanju nadzemna 10 kV i niskonaponska mreža, CEDIS je planirao 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 2023. godine, rađeno je na revitalizaciji:

- Region 1 (Nikšić i Plužine) – 45 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 13 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 890.238 €;
- Region 2 (Cetinje, Danilovgrad, Zeta, Podgorica i Tuzi) – 57 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 105 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 1.465.194 €;
- Region 3 (Andrijevica, Berane, Gusinje, Petnjica, Plav i Rožaje) – 31 dalekovod u 10 kV i 0,4 kV mreži i 12 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 874.390 €;
- Region 4 (Bar, Budva i Ulcinj) – 28 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 15 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 531.746 €;
- Region 5 (Herceg Novi, Kotor i Tivat) – 19 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 16 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 118.058 €;
- Region 6 (Bijelo Polje, Kolašin i Mojkovac) – 22 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 48 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 1.496.326 €;
- Region 7 (Pljevlja, Šavnik i Žabljak) – 12 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži, u ukupnom iznosu od 636.375 €.

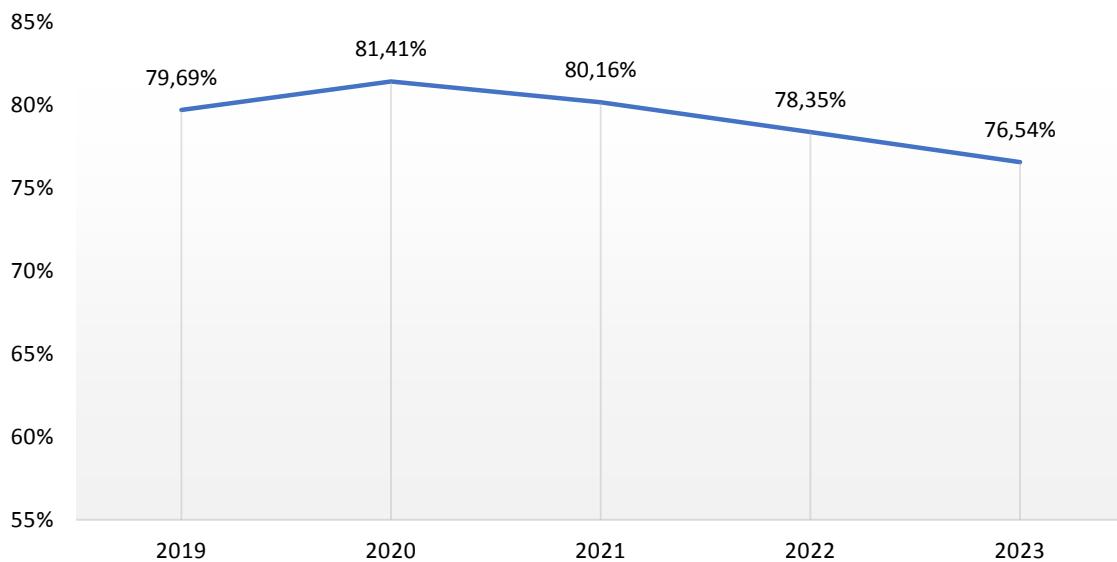
Zaključno sa 31. decembrom 2023. godine uloženo je ukupno 6.012.328 € u revitalizaciju srednjenaponske i niskonaponske mreže.

## **Mjerna mjesta i napredni sistem za mjerjenje 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 2023. godini iznosi 7.569.992 €, a realizovano je 4.160.252 €.

Zaključno sa 31. decembrom 2023. godine 339.701 kupac priključen na distributivni sistem, što predstavlja 76,54%, je opremljen sredstvima savremenog sistema mjerena. Imajući u vidu da je broj kupaca u 2023. godini porastao u odnosu na 2022. godinu, a da se stepen njihove opremljenosti savremenim sistemima mjerena smanjio u odnosu na 2022. godinu, kada je iznosio 78,35%, zaključuje se da su u 2023. godini kod kupaca ugrađivana i konvencionalna brojila. Počev od 2020. godine, stepen opremljenosti kupaca savremenim sistemom mjerena konstantno opada, što se može vidjeti na grafiku 3.2.2. Kao glavni razlog za navedeno CEDIS navodi probleme u sprovođenju javnih nabavki.



**Grafik 3.2.2** Stepen opremljenosti kupaca sredstvima savremenog sistema mjerena u periodu od 2019. do 2023. godine<sup>32</sup>

Članom 247 Zakona propisana je obaveza CEDIS-a da uspostavi napredni sistem za mjerene električne energije do 1. januara 2022. godine, s tim što je do 1. januara 2019. godine bilo potrebno da najmanje 85% potrošača električne energije bude opremljeno sredstvima savremenog sistema mjerena. Prikazani podaci ukazuju, ne samo na nepostupanje u skladu sa citiranim članom Zakona, već i na zabrinjavajući trend smanjenja udjela „pametnih“ brojila.

Ulaganja u „pametne“ sisteme mjerena dobijaju još više na značaju usvajanjem *Direktive (EU) broj 2019/944 o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije*<sup>33</sup>, koju je Crna Gora dužna da inkorporira u svoj zakonski okvir, kojom se promoviše implementacija „pametnog“ sistema mjerena, koji treba da omogući aktivno učešće krajnjih kupaca na tržištu električne energije, kao i obavezu nadležnih tijela da prate uvođenje pametnog mjerena, a sve u cilju

<sup>32</sup> Izvor podataka: Kvartalni izvještaj CEDIS-a o mjernim mjestima na dan 31.12.2023. godine i dopis broj 20/1740-7 od 17. jula 2020. godine

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

obezbjedenja benefita potrošačima električne energije. Obezbjedenje „pametnog“ sistema mjerena je, takođe, preduslov za primjenu ugovora o snabdijevanju električnom energijom sa dinamičkim cijenama, kojima bi se krajnjim kupcima omogućilo bolje upravljanje potrošnjom, veća participacija na tržištu i ostvarenje ušteda.

### **Ostale investicije i ostala osnovna sredstva**

Ostala osnovna sredstva se odnose na instrumente, nabavku i ugradnju sistema tehničke zaštite, rekonstrukciju i adaptaciju elektroenergetskih objekata, optičku WAN mrežu, računare, razvoj e-mobilnosti, GIS, rekonstrukciju i izgradnju objekata, pripremu za implementaciju SCADA sistema i nabavku vozila. Planom investicija za 2023. godinu predviđen je iznos od 5.841.554 € za investicije u ostala osnovna sredstva, od čega je, zaključno sa 31. decembrom 2023. godine, realizacija iznosila 3.929.864 €. Planom investicija za 2023. godinu opredijeljena su sredstva u iznosu od 1.079.472 € za nepredviđene investicione projekte, a realizovana u iznosu od 940.357 €.

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

CGES je, kao operator prenosnog sistema električne energije, dužan da održava i razvija prenosni sistem i obezbijedi dugoročnu sposobnost sistema da zadovolji potrebe za prenosom električne energije na ekonomski opravdan način. Razvoj prenosnog sistema nadležni operator planira kroz desetogodišnje planove razvoja, trogodišnje investicione planove i programe otkupa infrastrukture koja služi za prenos električne energije, a nalazi se u vlasništvu trećih lica. Na navedena planska dokumenta saglasnost daje Agencija.

Agencija je u postupku davanja saglasnosti na „Investicioni plan za period 2023 - 2025. godina“ za 2023. godinu odobrila 39 investicija ukupne vrijednosti od 31.076.000 €. Odobrene investicije su realizovane u vrijednosti od 11.503.000 €, odnosno 37% planiranog. Pored investicija čija je realizacija planirana za 2023. godinu, CGES je uložio i 727.493 €, po osnovu investicija odobrenih za prethodni period.

Investicijama su obuhvaćeni projekti razvoja prenosnog sistema električne energije usmjereni na obezbjeđenje sigurnije, pouzdanije i kvalitetnije usluge prenosa električne energije, kao i na obezbjeđenje uslova za priključenje novih objekata za proizvodnju električne energije. Planirane investicije za 2023. 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 eksploracioni vijek ugrozio njihov siguran pogon i investicije koje spadaju u takozvane „Smart grid“ projekte, čiji je cilj optimalan rad prenosnog sistema. U tabeli koja slijedi je dat prikaz realizacije odobrenih investicija za 2023. godinu.

**Tabela 3.3.1** Pregled realizacije odobrenih investicija za 2023. godinu

R.br.	ID Br.	Investicija	Plan 2023. (000 €)	Realizacija 2023. (000 €)	Realizacija 2023. (%)
1	IPI006b	Izgradnja 400 kV DV „Čevo - Pljevlja“	3.858	3.407	88%
2	IPI019	TS 400/110 kV „Brezna“	100	10	10%
3	IPR009	Rekonstrukcija 110 kV DV „Budva - Lastva“	400	29	7%
4	IPI009	Izgradnja 400 kV DV „Pljevlja 2 – Bajina Bašta - Višegrad“	2.000	226	11%
5	IPI058	Ugradnja varijabilne prigušnice 250 MVAr u TS „Lastva“	6.856	65	1%
6	IPI030	Izgradnja TS 110/35 kV „Luštica“ sa priključkom na 110 kV mrežu	5.217	145	3%
7	IPI013	Izgradnja TS 110/35 kV „Žabljak“	567	1.214	214%
8	IPI055	Izgradnja TS 110/10 kV „Podgorica 7“ i njeno povezivanje na 110 kV mrežu	1.500	19	1%
9	IPI056	Izgradnja TS 110/35 kV „Buljarica“ i njeno povezivanje na 110 kV mrežu	55	14	25%
10	IPR089	Rekonstrukcija DV 110 kV „Podgorica - Danilovgrad - Perućica“	1.533	1.058	69%
11	IPI017	Izgradnja 110 kV DV „Lastva - Kotor“	390	435	111%
12	IPI016	Izgradnja 110 kV DV „Vilusi - Herceg Novi“	77	44	57%
13	IPI018	Rekonstrukcija i proširenje TS 110/35 kV „Pljevlja 1“	953	667	70%
14	IPR006a	Rekonstrukcija sistema zaštita u cijeloj mreži	56	123	219%
15	IPR034	Zamjena VN opreme u trafostanicama	868	1.042	120%

16	IPR072	Rekonstrukcija dijela DV 110 kV „Nikšić - Vilusi”	447	13	3%
17	IPD008	Izrada Glavnog projekta o označavanju dalekovoda i označavanje dalekovoda	910	103	11%
18	IPD016	Video nadzor trafostanica i zaštita objekata CGES-a	576	83	14%
19	IPR068	Nabavka PP aparata	2	0	0%
20	IPR061	Rekonstrukcija ankernih dijelova portalnih stubova DV 110 kV „Bar - Ulcinj”	140	125	89%
21	NDC120	Nabavka i implementacija ERP sistema	42	14	32%
22	IPR067	Nabavka sredstava kolektivne zaštite na radu	10	205	2045%
23	IPR066	Revitalizacija trafostanica - građevinski dio	125	1	1%
24	NDC005c	SCADA za novi dispečerski centar sa EMS sistemom (uključujući i procjenu N-1 faktora sigurnosti u EES u realnom vremenu) - II faza	45	46	101%
25	NDC126	Novi telekomunikacioni prenosni sistem	1.632	1.654	101%
26	NDC114b	Realizacija sistema za daljinski pristup procesnim mrežama i uključenje novih objekata u NDC SCADA sistem - II faza	86	35	40%
27	NDC119b	Proširenje i unapređenje sistema daljinskog očitavanja brojila (AMR) - II faza	303	47	16%
28	NDC113	Obnavljanje računara i računarske opreme	99	96	97%
29	IPI060	Izgradnja TS 110/10 kV „Bečići”	20	15	75%
30	IPR098	Revitalizacija DV 110 kV „Bar – Možura” i „Možura – Ulcinj”	140	8	6%

31	NDC129	Sistem za integralno planiranje rada i procjenu pouzdanosti EES-a	30	0	0%
32	IPR097	Nabavka mjernih transformatora III faza i prekidača snage 35 kV	133	25	19%
33	IPR099	Sanacija magacina Službe održavanja	380	0	0%
34	IPD029	Izrada tehničke dokumentacije	168	141	84%
35	IPD025	Nabavka softvera za praćenje stanja vegetacije u trasama dalekovoda	55	0	0%
36	IPD024	Motorna vozila	169	320	189%
37	IPD028	Nabavka auto dizalice	179	0	0%
38	IPD006	Ostala investiciona ulaganja	10	17	172%
39	IPD027	Nabavka softvera PLS Pole i PLS Cadd	45	3	6%
		Nepredviđene intervencije (contingency plan)	900	53	0%
<b>U K U P N O</b>			<b>31.076</b>	<b>11.503</b>	<b>37%</b>

Glavni razlozi zbog kojih je realizacija investicija u 2023. 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 sprovodenjem tendera.

### **3.3.1 Razvoj prenosnog sistema električne energije i njegovi efekti**

Sigurno snabdijevanje energijom od vitalnog je značaja za razvoj svakog društva. U cilju obezbjeđenja dovoljnih količina energije za zadovoljenje potreba ekonomije i društva i snabdijevanje građana i privrednih subjekata na bezbjedan, pouzdan i kvalitetan način neophodna su kontinuirana ulaganja u energetski razvoj, kako u proizvodne kapacitete, tako i u prenosne i distributivne kapacitete. Borba sa klimatskim promjenama dodatno usložnjava obezbjeđenje sigurnosti snabdijevanja energijom, s obzirom na to da je isti cilj neophodno ispuniti uz veće korišćenje obnovljivih izvora energije i smanjenje korišćenja energije iz fosilnih goriva. Razvoj energetske infrastrukture i prekogranično povezivanje sistema su prepoznati kao sredstva za unapređenje sigurnosti snabdijevanja energijom i formiranje konkurentnih cijena po kojima će potrošači i industrija plaćati tu energiju.

Kako su elektroenergetski sistemi zemalja međusobno povezani interkonekcijama, to se funkcionisanje sistema jedne zemlje odražava i na funkcionisanje sistema susjednih zemalja i u slučaju poremećaja u jednom sistemu, osnovni parametri susjednog sistema, takođe, mogu biti narušeni. Ova međusobna zavisnost elektroenergetskih sistema nameće kao imperativ uspostavljanje saradnje na regionalnom i širem međunarodnom nivou i zahtijeva usklađeno i koordinisano operativno djelovanje pri upravljanju sistemima. Radi postizanja navedenog cilja, osnovana je međunarodna organizacija - Evropska mreža operatora prenosnih sistema električne energije (ENTSO-E), koja predstavlja platformu za saradnju 40 operatora prenosnih sistema električne energije iz 36 zemalja širom Evrope.<sup>34</sup>

Aktivnosti ENTSO-E usmjerenе 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.<sup>35</sup> 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.

Pri planiranju razvoja prenosnog sistema električne energije operatori prenosnih sistema dužni su da uzmu u obzir razvojne planove susjednih sistema. Uzimajući u obzir desetogodišnje planove razvoja pojedinačnih prenosnih sistema, ENTSO-E izrađuje desetogodišnji plan razvoja panevropskog prenosnog sistema. Desetogodišnji plan razvoja mreže (TYNDP) koji ENTSO-E 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.

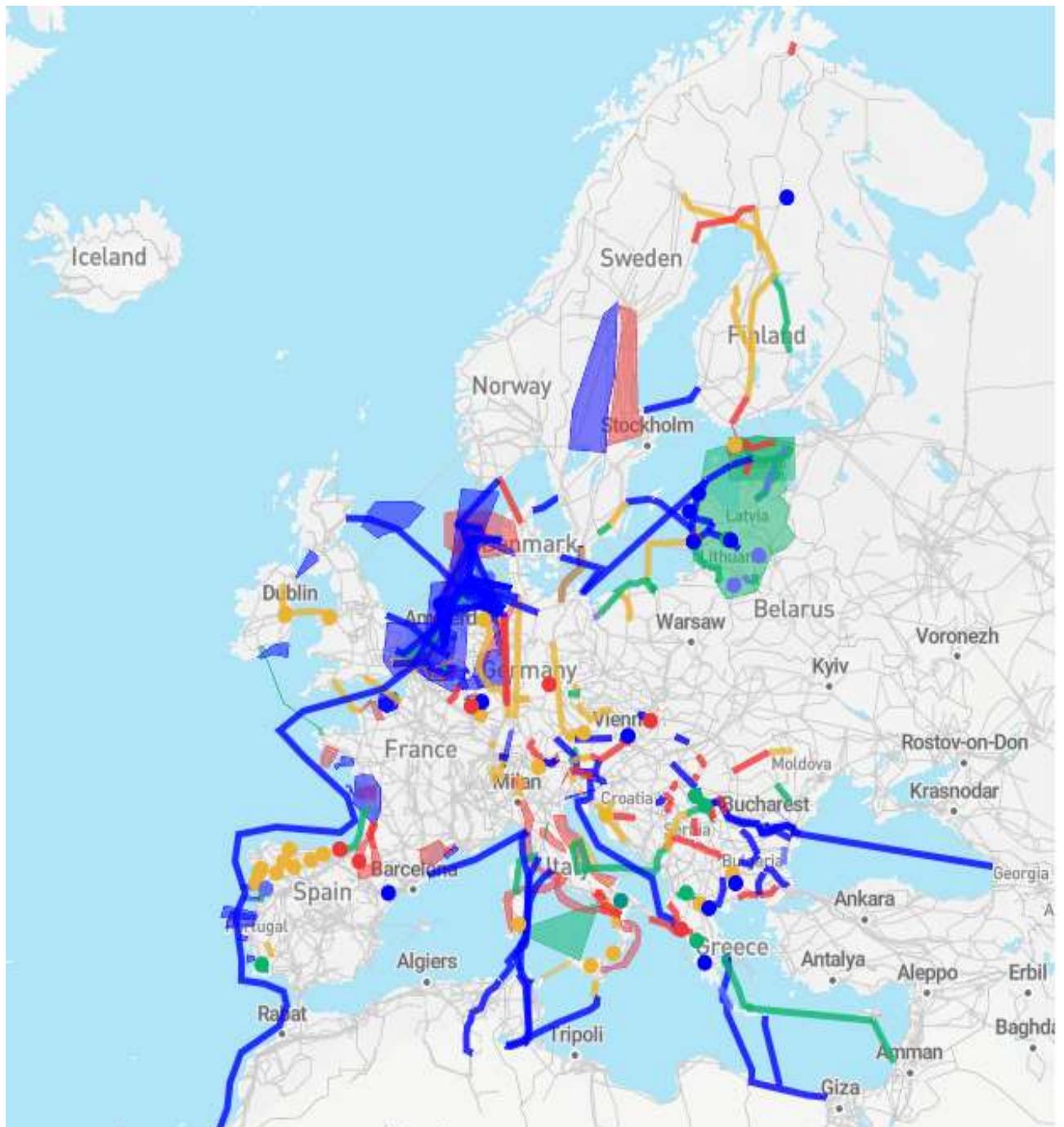
U toku 2024. godine se priprema novi plan razvoja panevropskog prenosnog sistema (TYNDP 2024), u kojem se razmatra 176 projekata razvoja prenosnog sistema električne energije i 33 projekta razvoja skladišnih kapaciteta, čija bi realizacija doprinijela evropskoj energetskoj tranziciji i klimatskoj neutralnosti.<sup>36</sup> Na slici koja slijedi prikazani su navedeni projekti.

---

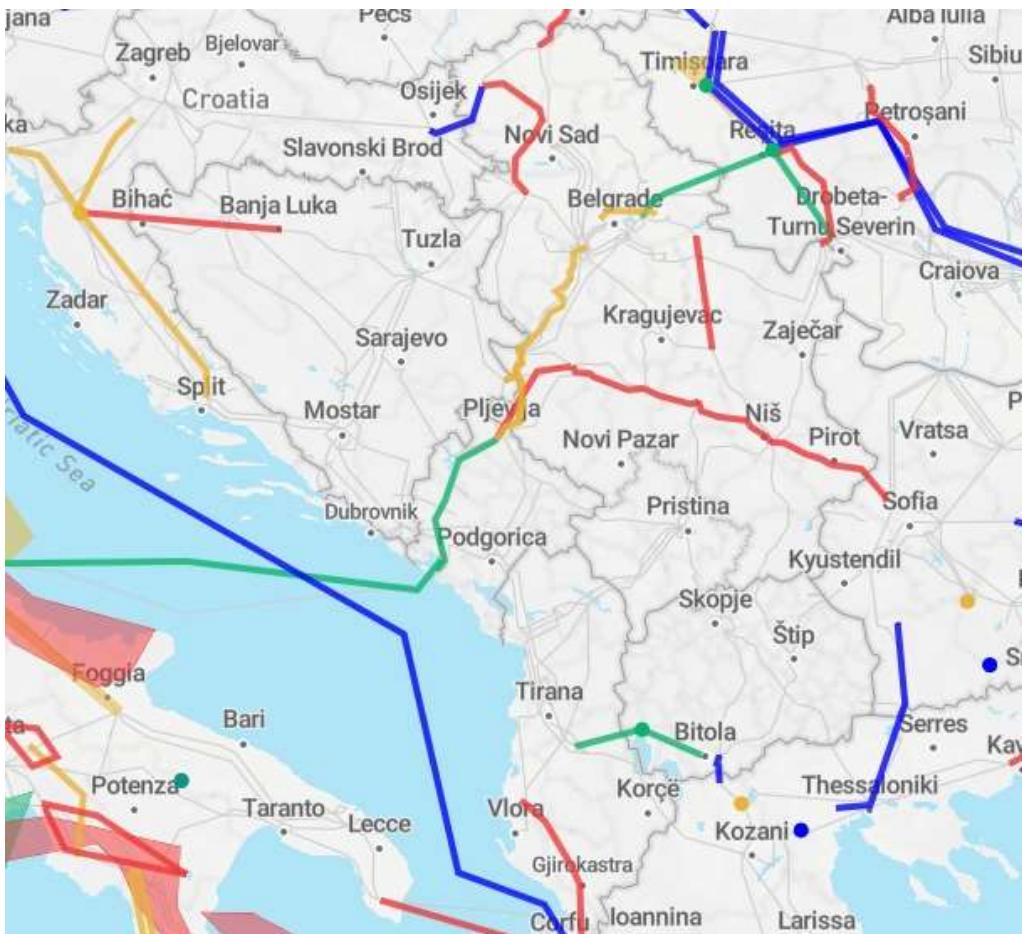
<sup>34</sup> <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/>

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

<sup>36</sup> <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 „Kragujevac – Kraljevo“;
- DV 2x 400 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“. TYNDP 2024 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“.

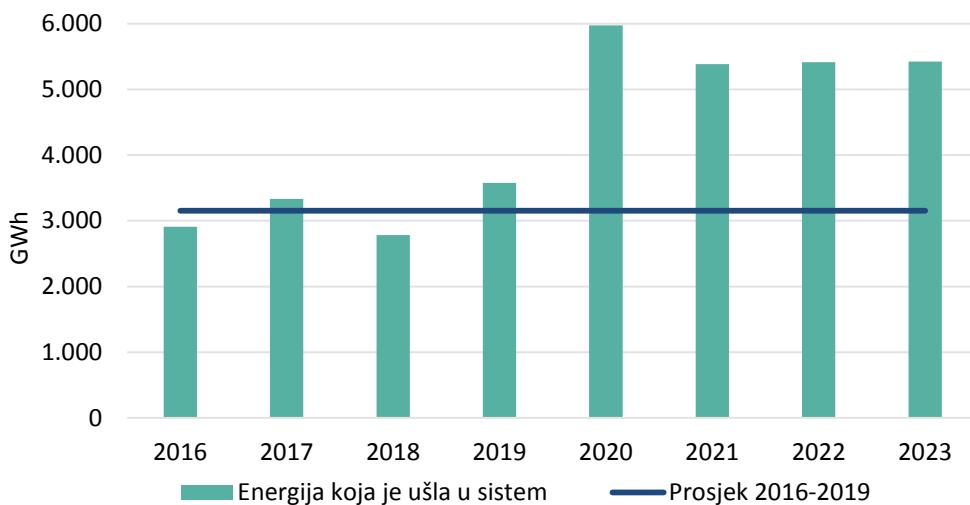
DV 400 kV „Lastva – Čevo – Pljevlja 2“ prolazi kroz osam opština i dva nacionalna parka od primorja do sjevera Crne Gore. Neriješena imovinsko - pravna pitanja na lokacijama Đurđevića Tara i Njegovača su osnovni razlog kašnjenja u realizaciji dionice dalekovoda od Čeva do Pljevalja. Sa druge strane, nepostojanje planske dokumentacije za koridor izgradnje DV 400 kV „Pljevlja 2 - Bajina Bašta“, onemogućava dalju realizaciju ovog projekta. Rješavanje ovih pitanja je ključno za omogućavanje pune valorizacije podmorske interkonekcije između Italije i Crne Gore.

Puštanje u rad prve žile podmorskog kabla između Italije i Crne Gore, kapaciteta 600 MW, kojim su povezani italijanski i crnogorski prenosni sistemi, označilo je završetak najznačajnije investicije u prenosnu infrastrukturu i stvaranje energetskog mosta između EU i Zapadnog Balkana, čime je Crna Gora postala regionalno energetsko čvorište. Ova interkonekcija je od strateškog značaja za sigurnost elektroenergetskih sistema i povezivanje veleprodajnih tržišta električne energije ove dvije zemlje. Osim toga, ona doprinosi i:

- 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.

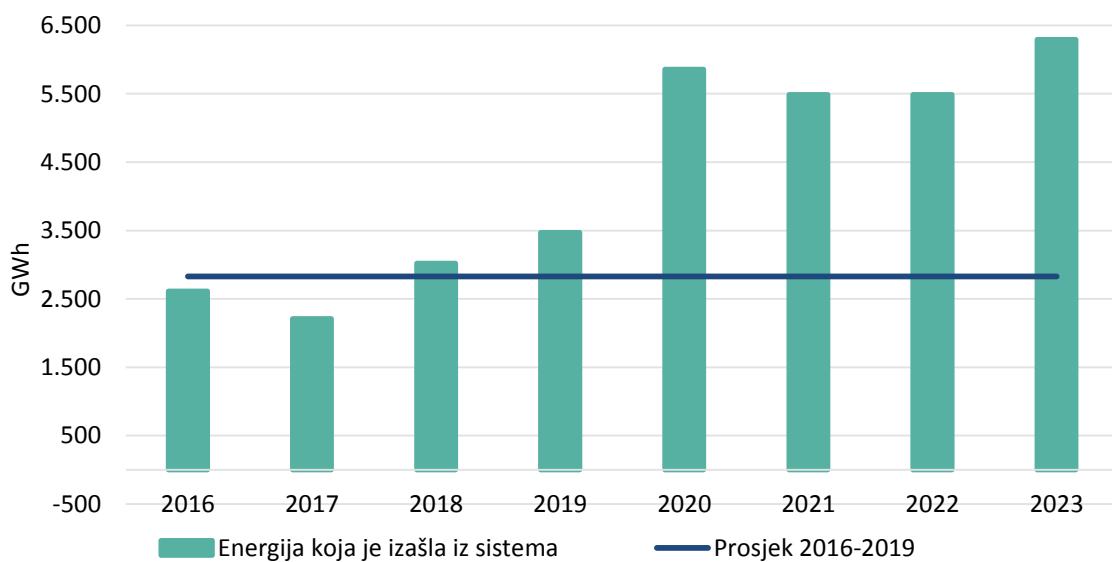
Podaci o ostvarenim prekograničnim tokovima energije, odnosno količinama energije koje su ušle i izašle iz crnogorskog prenosnog sistema električne energije tokom 2023. godine i njihovo poređenje sa podacima iz prethodnih godina može se vidjeti na graficima 3.3.1, 3.3.2 i 3.3.3.



**Grafik 3.3.1** Poređenje količine energije koja je ušla u prenosni sistem električne energije u periodu od 2016. do 2023. godine

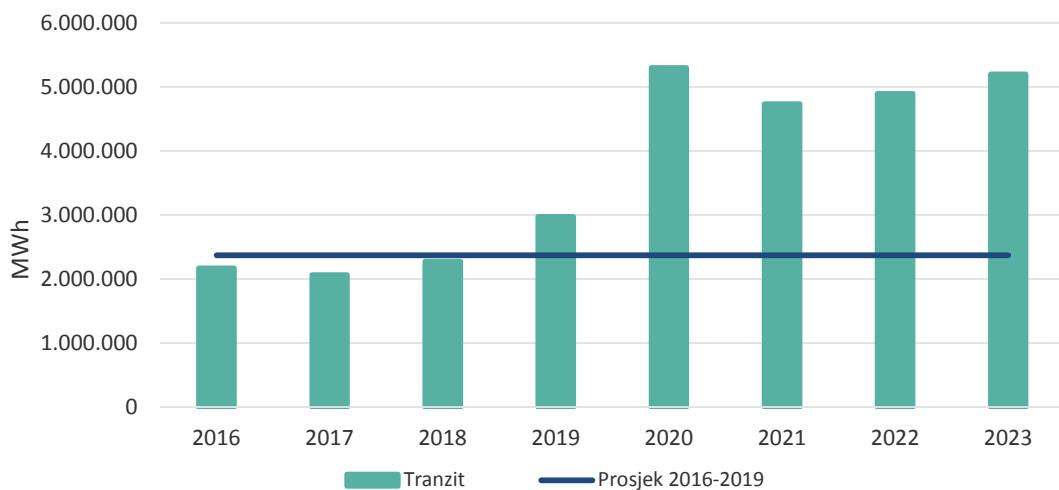
Količina energije koja je ušla u prenosni sistem Crne Gore u toku 2023. godine je na približno istom nivou kao u 2022. godini, dok je za oko 80% veća od prosječnog ostvarenja tokom perioda 2016 - 2019. godina, prije puštanja u rad podmorske interkonekcije.

Na grafiku 3.3.2 mogu se vidjeti količine električne energije koje su izашle iz crnogorskog elektroprenosnog sistema tokom perioda 2016 - 2023. godina.



**Grafik 3.3.2** Poređenje količine energije koja je izašla iz prenosnog sistema električne energije u periodu od 2016. do 2023. godine

U 2023. godini je iz crnogorskog elektroprenosnog sistema izšlo za oko 15% više električne energije u odnosu na 2022. godinu, a za oko 141% više u odnosu na prosječno ostvarenje u toku perioda 2016 - 2019. godina, prije puštanja u rad podmorske interkonekcije.

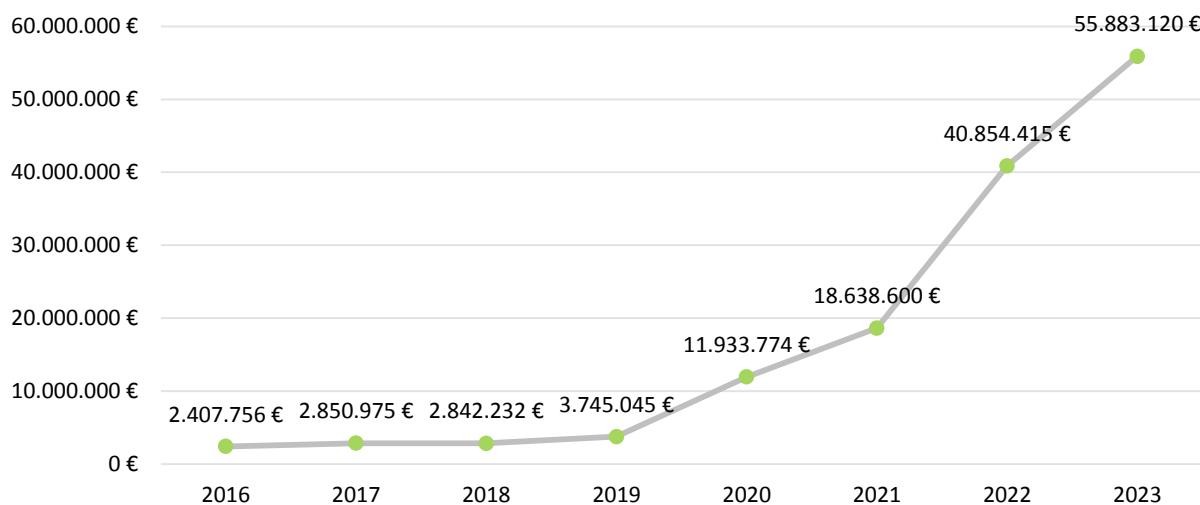


**Grafik 3.3.3** Poređenje tranzita energije preko prenosnog sistema električne energije u periodu od 2016. do 2023. godine

Tranzit preko prenosnog sistema Crne Gore u 2023. godini je za oko 6% veći od ostvarenog tranzita u 2022. godini, dok je za oko 136% veći u odnosu na prosječno ostvarenje u toku perioda 2016 - 2019. godina.

Iako prekogranični fizički tokovi energije u 2023. godini nijesu značajnije odstupali u odnosu na 2022. godinu, u 2023. godini su ostvareni najbolji finansijski rezultati po osnovu dodjele prekograničnih kapaciteta na granicama crnogorskog elektroenergetskog sistema sa drugim sistemima od osnivanja CGES-a – 55.883.120 €.

Poređenje ostvarenih prihoda od alokacije prekograničnih kapaciteta od 2016. do 2023. godine može se vidjeti na grafiku 3.3.4.



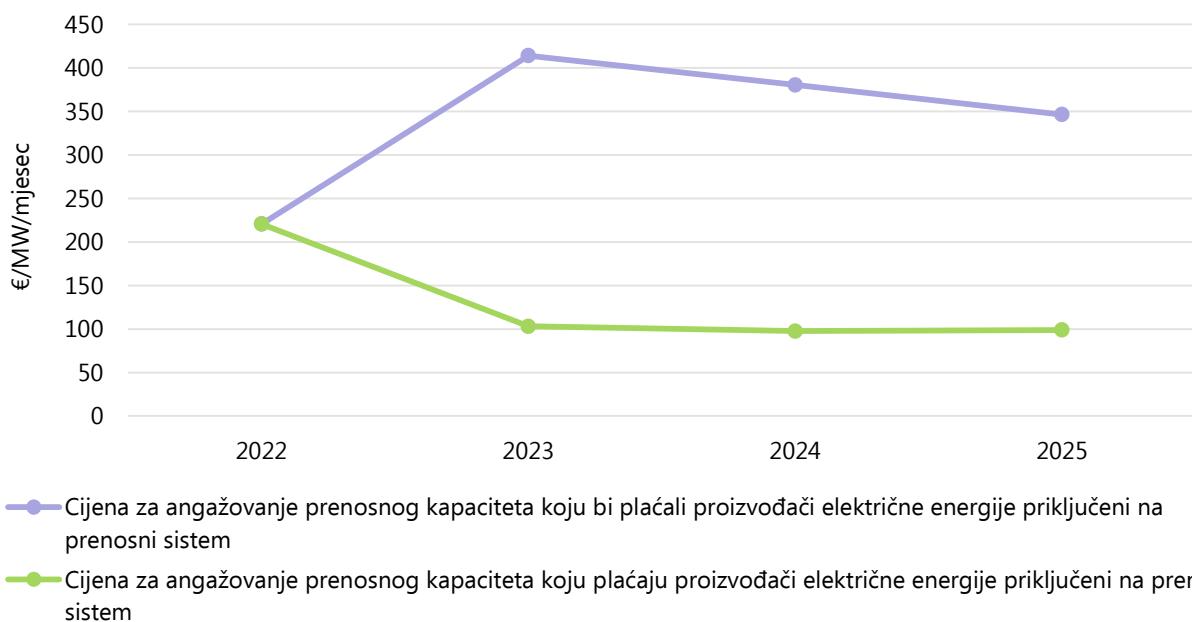
**Grafik 3.3.4** Prihodi od alokacije prekograničnih kapaciteta u periodu od 2016. godine do 2023. godine

Prihod od alokacije prekograničnih kapaciteta ostvaren na godišnjoj, mjesecnim i dnevnim aukcijama, u toku 2023. godine, na svim granicama crnogorskog elektroprenosnog sistema je za 39% veći od prihoda ostvarenog u 2022. godini, a 21 put veći u odnosu na prosječno ostvarenje ovih prihoda u periodu prije eksploatacije podmorske interkonekcije (2016 - 2019. godina).

Prihodi od alokacije prekograničnih kapaciteta koje CGES ostvaruje mogu se koristiti za garantovanje neprekidne raspoloživosti dodijeljenog kapaciteta ili za ulaganje u održavanje ili, pak, povećanje postojećih prekograničnih prenosnih kapaciteta i izgradnju novih interkonektora, u skladu sa zakonom kojim se uređuje prekogranična razmjena električne energije i gasa. 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.

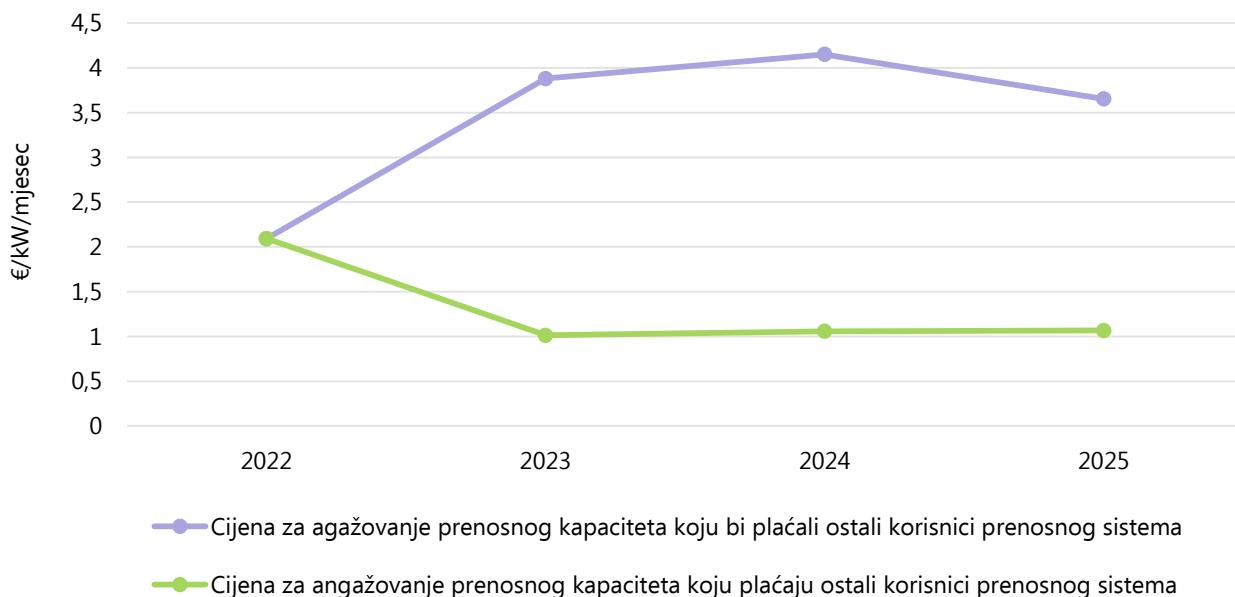
Zaključno sa 2022. godinom, kada je CGES-u utvrđen regulatorno dozvoljeni prihod za period 2023 – 2025. godina, ovi prihodi su korišćeni isključivo za umanjenje regulatorno dozvoljenog prihoda CGES-a, čime su se finansijski benefiti od realizacije investicija u prenosni sistem prenosili na njegove korisnike (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.

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 periodu 2023 - 2025. godina plaćali angažovanje prenosnog kapaciteta tri do četiri 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

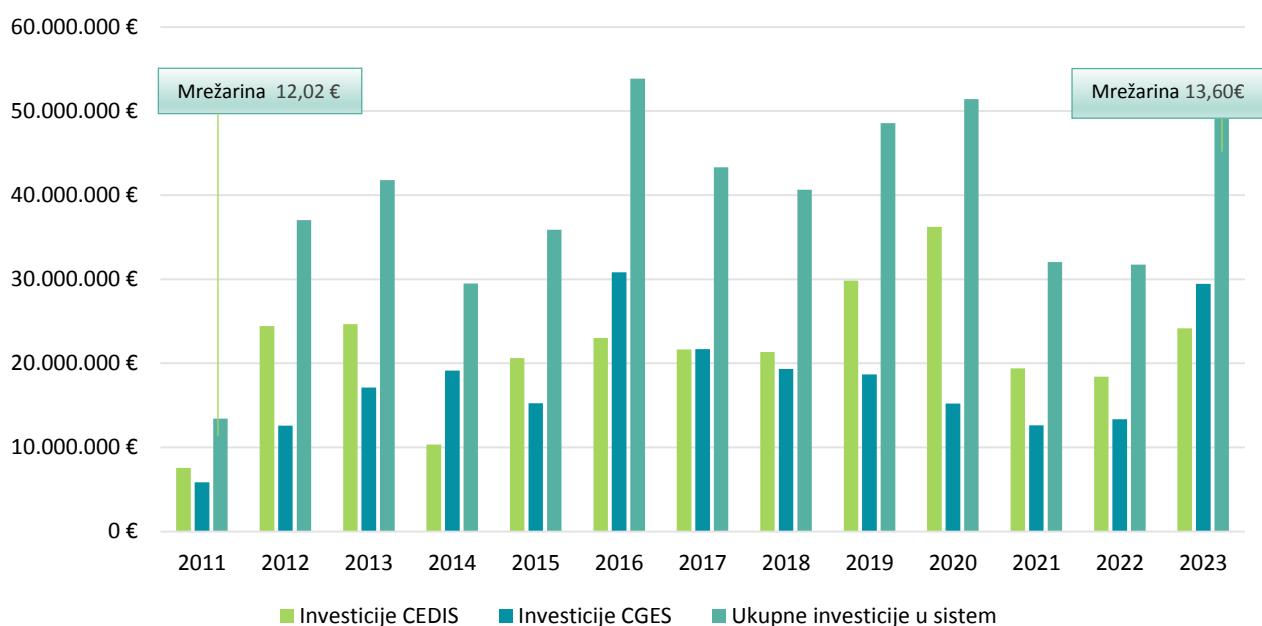
Na početku regulacije elektroenergetski sektor Crne Gore je karakterisala zastarjelost opreme i objekata i postojale su velike potrebe za njegovom modernizacijom i razvojem. Navedeno je uslovilo da se kao jedan od osnovnih principa regulacije postavi princip stvaranja povoljnih uslova za investiranje u sistem. Potrebe za velikim ulaganjima u prenosni i distributivni sistem i stepen realizacije investicija operatora sistema tokom primjene prvog regulatornog okvira, nedvosmisleno su ukazali da je neophodno uvesti regulatorne mehanizme kojima će se operatori dodatno podstićati da investiraju u sistem.

Regulatorni okviri koji su bili u primjeni od 2012. godine su dali podstrek operatorima prenosnog i distributivnog sistema da ulažu u razvoj sistema kojima upravljaju, kako bi obezbijedili dugoročnu sposobnost sistema da ispunjava zahtjeve za prenosom i distribucijom električne energije na siguran i kvalitetan način. U momentu uvođenja podsticaja za investicije (kraj 2011. godine), vrijednost osnovnih sredstava operatora prenosnog sistema električne energije iznosila je oko 126 miliona €, dok je vrijednost osnovnih sredstava operatora distributivnog sistema električne energije

iznosila 193 miliona €, nakon čega su operatori realizovali značajna ulaganja u prenosni i distributivni sistem i uvećali vrijednost imovine. Od uvođenja podsticaja za investicije, zaključno sa 2023. godinom, realizovane su investicije u sistem ukupne vrijednosti od oko 513 miliona €, od čega se oko 282 miliona € odnosi na ulaganja u distributivni sistem, a oko 231 milion € na ulaganja u prenosni sistem električne energije.

Uz primjenu podsticajnih mehanizama za investiranje u sistem u navedenom periodu je održana i stabilnost cijena za korišćenje sistema, tzv. „mrežarina“, koja predstavlja dio računa za utrošenu električnu energiju. Kroz „mrežarinu“ se pokrivaju opravdani troškovi (operativni i kapitalni) prenosne i distributivne 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 od 2011. do 2023. godine i mrežarina za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem sa prosječnom potrošnjom električne energije, koje su bile u primjeni 2011. i 2023. godine.



**Grafik 3.4.1** Pregled ukupnih investicija CEDIS-a i CGES-a od 2011. do 2023. godine

Mrežarina je 2011. godine iznosila 12,02 €, što je predstavljalo 52,3% ukupnog prosječnog računa za električnu energiju za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem, dok je 2023. godine iznosila 13,60 €, odnosno 48,94% ukupnog prosječnog računa za električnu energiju za navedenu kategoriju kupaca. Dakle, i pored ulaganja od pola milijarde €, u periodu od 2011. do 2023. godine ostvaren je neznatan rast mrežarine, a njen udio u ukupnom prosječnom računu se smanjio.

**REZIME:**

EPCG je tokom 2023. godine uložila 42.664.865 € u okviru sljedećih funkcionalnih cjelina: 16.135.428 € - Direkcija za obnovljive izvore energije; 15.270.303 € - FC Proizvodnja; 11.194.034 € - Direkcija za razvoj i inženjering i 65.100 € - FC Snabdijevanje.

Agencija je u postupku davanja saglasnosti na „Investicioni plan CEDIS-a za period 2023 – 2025. godina”, odobrila investicije ukupne vrijednosti od 36.871.965 € za 2023. godinu. CEDIS je u 2023. godini realizovao investicije u vrijednosti od 14.517.681 €, odnosno 39% planiranih ulaganja za tu godinu. Pored investicija čija je realizacija planirana za 2023. godinu, CEDIS je uložio i 4.762.635 €, po osnovu investicija čija je realizacija bila predviđena drugim investicionim planovima za prethodne godine. Osim ovih ulaganja, CEDIS je tokom 2023. godine otkupio elektroenergetsку infrastrukturu u vrijednosti od 4.730.988 € predviđenu za 2023. godinu, kao i infrastrukturu u vrijednosti od 140.999 € predviđenu za prethodne godine.

Agencija je u postupku davanja saglasnosti CGES-u na „Investicioni plan za period 2023-2025. godina” za 2023. godinu odobrila 39 investicija ukupne vrijednosti od 31.076.000 €. Odobrene investicije su realizovane u vrijednosti od 11.503.000 €, odnosno 37% planiranog. Pored investicija čija je realizacija planirana za 2023. godinu, CGES je uložio i 727.493 €, po osnovu investicija odobrenih za prethodni period.

Od uvođenja podsticaja za investicije, zaključno sa 2023. godinom realizovane su investicije u sistem ukupne vrijednosti od oko 513 miliona €, od čega se oko 282 miliona € odnosi na ulaganja u distributivni sistem, a oko 231 miliona € na ulaganja u prenosni sistem električne energije. Navedene investicije su realizovane uz neznatan rast cijena za korišćenje sistema. Mrežarina je 2011. godine iznosila 12,02 €, što je predstavljalo 52,3% ukupnog prosječnog računa za električnu energiju za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem, dok je 2023. godine iznosila 13,60 €, odnosno 48,94% ukupnog prosječnog računa za električnu energiju za navedenu kategoriju kupaca. Dakle, i pored ulaganja od pola milijarde €, u periodu od 2011. do 2023. godine ostvaren je neznatan rast mrežarine, a njen udio u ukupnom prosječnom računu se smanjio.



## **4. TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE**



## 4. TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE

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

U cilju zatvaranja Pregovaračkog poglavlja 15 – Energetika, Crna Gora treba, između ostalog, da uskladi svoj legislativni okvir sa pravnom tekvinom EU o unutrašnjem energetskom tržištu. Pravno uređenje EU koje diktira dizajn i funkcionalisanje tržišta energije u kontinuitetu prolazi kroz značajne izmjene kako bi omogućilo dostizanje sve ambicioznijih ciljeva EU za smanjenje emisije gasova sa efektom staklene baštice i, u konačnom, dekarbonizacije. Do sada je donijeto pet legislativnih paketa, koji se sastoje od uredbi, sa direktnom primjenom u EU, i direktiva, koje države članice treba da transponuju u svoja nacionalna zakonodavstva. Prvi (1996. i 1998. godine), Drugi (2003. godina) i Treći energetski paket (2009. godina) su bili usmjereni na liberalizaciju tržišta električne energije i gasa, razdvajanje djelatnosti koje predstavljaju prirodne monopole od tržišnih djelatnosti, osnivanje i jačanje nezavisnih regulatornih tijela, stvaranje preduslova za povezivanje tržišta, itd. Nakon toga, *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 i revidovanje podsticajnih mjera za obnovljive izvore. Ovaj paket se fokusirao na uređenje tržišta električne energije, dok je za tržište gase ostao na snazi dio Trećeg energetskog paketa. Petim paketom – *Spremni za 55* (eng. *Fit for 55*), usvojenim 2023. godine, uskladjeni su energetski ciljevi EU sa novim ciljevima za 2030. godinu, koji će, u konačnom, omogućiti da EU bude na pravom putu da postigne neto-nulte emisije gasova sa efektom staklene baštice do 2050. godine. Ovim paketom nije mijenjan pravni okvir za uređenje tržišta električne energije, već je uspostavljen osnov za prelazak sa tržišta prirodnog gase na tržište vodonika i dekarbonizovanih gasova. Pored navedenih paketa, kao odgovor na energetsku krizu koja je obilježila kraj 2021. godine i 2022. godinu, 2024. godine usvojena je tzv. reforma tržišta električne energije, koja, između ostalog, obuhvata izmjene regulativa i direktiva koje uređuju unutrašnje tržište električne energije, direktive za promociju korišćenja obnovljivih izvora energije, kao i izmjenu ACER-ove regulative, koje još uvijek nijesu stupile na snagu.

Imajući u vidu učestalost izmjena pravnog okvira na nivou EU, koji je od trenutka kada je otvoreno Pregovaračko poglavje 15 doživio značajne promjene, jasno je da rad na prilagođavanju legislativnog okvira mora biti intenziviran kako bi na adekvatan način ispratio sve izmjene. Ovaj proces je u velikoj mjeri potpomognut procesima koji se odvijaju u okviru Energetske zajednice (EZ), kroz transponovanje pravnih akata EU prilagođenih specifičnostima u EZ – *acquis communautaire EZ*.

Aktuelni *acquis communautaire EZ* u oblasti električne energije se u najvećoj mjeri prilagodio važećem pravnom okviru EU koji uređuje tržište električne energije, kroz donošenje odluka od strane Ministarskog savjeta Energetske zajednice krajem novembra 2021. godine i sredinom

decembra 2022. godine<sup>37</sup>. Ovim odlukama je usvojen set prilagođenih regulativa i direktiva koji je poznat pod nazivom *Paket za integraciju tržišta električne energije* (eng. *Electricity Integration Package*) i obuhvata četiri pravna akta iz CEP-a i pet smjernica, odnosno mrežnih kodova:

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

Ovaj paket postavlja pravni temelj za integraciju nacionalnih tržišta električne energije ugovornih strana EZ u jedinstveno evropsko tržište<sup>38</sup>, pod uslovom njegovog potpunog transponovanja u nacionalna zakonodavstva i njegove implementacije. Rok za njegovo transponovanje je bio 31. decembar 2023. godine<sup>39</sup>.

Međutim, Crna Gora nije uspjela da uskladi svoj pravni sistem sa ovim paketom u propisanom roku. U važeći Zakon i Zakon o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa transponovan je *Treći energetski paket EU*<sup>40</sup>, koji, u dijelu akata koji se odnose na sektor električne energije, više nije na snazi u EU, i dio CACM-a i Regulative 2018/1999 iz CEP-a. Dakle, jasno je da je potrebno u što kraćem roku transponovati i implementirati *Paket za integraciju električne energije*, kako bi se, prije svega, omogućilo povezivanje crnogorskog tržišta sa jedinstvenim evropskim tržištem.

Dodatni podsticaj za što ranije transponovanje i implementaciju ovog paketa uveden je *Regulativom (EU) 2023/956 Evropskog parlamenta i Savjeta EU o uspostavljanju mehanizma za*

---

<sup>37</sup> Odluka broj 2021/13/MC-EnC od 30. novembra 2021. godine i Odluka broj 2022/03/MC-EnC od 15. decembra 2022. godine

<sup>38</sup> <https://www.energy-community.org/implementation/package/EL.html>

<sup>39</sup> Za razliku od uredbi u EU, uredbe usvojene od strane Ministarskog savjeta EZ se ne primjenjuju direkto u EZ, već je i njih potrebno transponovati u nacionalna zakonodavstva.

<sup>40</sup> Energetska zajednica, *Assessment of the Application of Community Law in a Third Country - Review of Montenegro*

*prilagođavanje emisija ugljen-dioksida na granicama* (eng. *Carbon Border Adjustment Mechanism* – u daljem tekstu: CBAM), koja predstavlja dio prethodno pomenutog paketa *Spremni za 55*, a čija primjena počinje od 2026. godine. Ova regulativa uvodi karbonske sertifikate za deklarisane 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. Predmet primjene CBAM-a su sljedeći proizvodi sa ugrađenim emisijama: cement, električna energija, đubrivo, željezo, čelik, aluminijum i hemikalije. S tim u vezi, uvoznici ovih proizvoda u EU će biti u obavezi da obezbijede odgovarajući broj karbonskih sertifikata prilikom njihovog uvoza. Kupovina karbonskih sertifikata će se vršiti preko centralizovane platofrmme, gdje će cijena biti utvrđena na osnovu prosječne cijene EU ETS dozvola, a prilikom utvrđivanja broja potrebnih karbonskih sertifikata biće uzeto u obzir eventualno obavljeno plaćaje za emisije u državi izvoza.

Iako primjena CBAM-a počinje 2026. godine, u slučaju integracije tržišta treće države u jedinstveno evropsko tržište električne energije, ostavljen je prostor za izuzeće od njegove primjene do 2030. godine na uvezenu električnu energiju, ukoliko ne postoji tehničko rješenje koje bi omogućilo primjenu CBAM-a u ovom slučaju. Osim ovog uslova, u cilju dobijanja izuzeća je potrebno ispuniti i sljedeće uslove:

- (a) zaključen je sporazum sa EU kojim se ta država obavezala da primjenjuje propise EU u oblasti električne energije, uključujući legislativu koja se odnosi na razvoj obnovljivih izvora energije, kao i drugih pravila u oblasti energije, životne sredine i konkurenkcije;
- (b) transponovane su i implementirane najvažnije odredbe legislative EU o tržištu električne energije u toj državi, uključujući odredbe o razvoju obnovljivih izvora energije i povezivanju tržišta električne energije;
- (c) Evropskoj komisiji je dostavljen hodogram usvajanja mjera u cilju ispunjenja uslova utvrđenih u tačkama (d) i (e) od strane te države;
- (d) ta država se obavezala na postizanje klimatske neutralnosti do 2050. godine i u skladu s tim, ako je primjenjivo, dospila Okvirnoj konvenciji Ujedinjenih nacija o klimatskim promjenama (UNFCCC) dugoročnu razvojnu strategiju o niskim emisijama gasova sa efektom staklene bašte do navedene godine usklađenu sa ovim ciljem, i uvela zakonsku obavezu njegovog dostizanja,
- (e) prilikom implementacije hodograma iz tačke (c), država je demonstrirala: poštovanje propisanih rokova, značajan napredak u usklađivanju nacionalnog zakonodavstva sa legislativom EU u oblasti klime na osnovu tog hodograma, uključujući i odredbe koje se tiču utvrđivanja karbonske cijene na nivou koji odgovara onom u EU barem u pogledu proizvodnje električne energije; i postojanje sistema trgovine emisijama za električnu energiju koji obezbjeđuje da karbonska cijena odgovara cijeni EU ETS-a najkasnije do 1. januara 2030. godine;

- (f) ta država je uspostavila efikasan sistem za sprječavanje indirektnog uvoza električne energije u EU iz drugih država ili teritorija koje ne ispunjavaju uslove utvrđene u tačkama (a) do (e).

Nakon dostavljanja hodograma iz tačke (c), država koja traži izuzeće je dužna da dostavi Evropskoj komisiji dva izvještaja o ispunjenju uslova, prvi do 1. jula 2025. godine, a drugi do 31. decembra 2027. godine, na osnovu kojih će Evropska komisija uvrditi da li ta država i dalje ispunjava ove uslove.

U skladu sa Zakonom o zaštiti od negativnih uticaja klimatskih promjena („Službeni list CG”, broj 73/19), u Crnoj Gori je uspostavljen nacionalni sistem trgovanja emisijama gasova sa efektom staklene bašte. Međutim, cijene emisionih kredita u Crnoj Gori su mnogo niže u odnosu na cijene u EU ETS-u<sup>41</sup>, iz čega slijedi da bi za proizvode sa ugrađenim emisijama izvezene iz Crne Gore u EU broj potrebnih karbonskih sertifikata bio smanjen, ali ne u velikoj mjeri zbog činjenice da je razlika u karbonskoj cijeni velika. Dakle, od 2026. godine, prethodno pobrojani proizvodi sa ugrađenim emisijama iz Crne Gore koji se izvoze u EU će biti predmet karbonskog „oporezivanja” u skladu sa CBAM-om, što može uticati na njihovu konkurentnost na tržištu EU. Međutim, kako je ranije navedeno, električna energija može biti oslobođena od primjene CBAM-a do 2030. godine, ako se crnogorsko tržište električne energije integriše u jedinstveno evropsko tržište i ako Crna Gora ispunji uslove iz gorepobrojanih tač. a) do f). S tim u vezi, ukoliko se želi dobiti ovo izuzeće do 2030. godine, transponovanje Paketa za integraciju tržišta električne energije, kao preduslov za integraciju tržišta, mora predstavljati prioritet.

## 4.2 Veleprodajno tržište električne energije

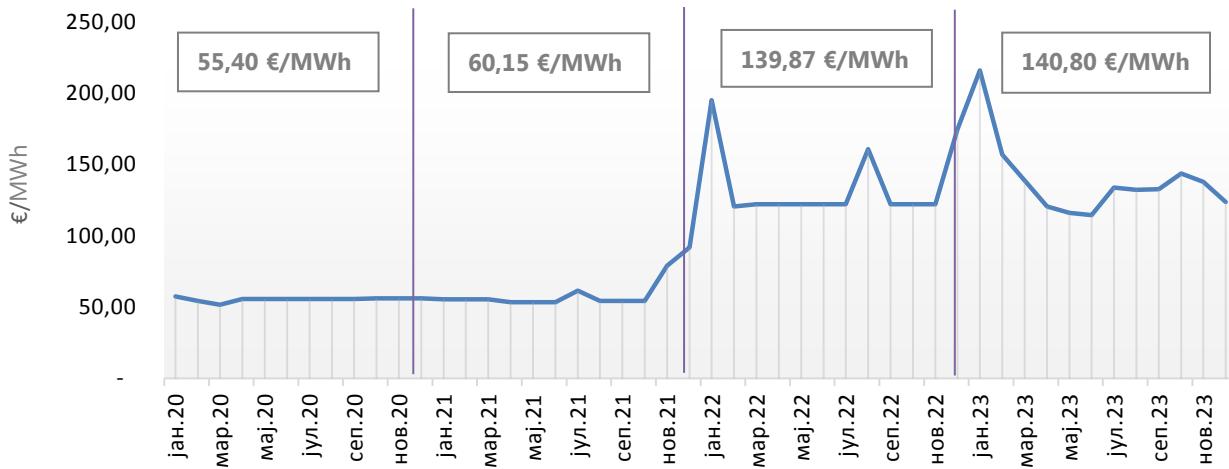
Tokom 2023. godine trgovina električnom energijom na crnogorskem veleprodajnom tržištu se odvijala na bilateralnoj osnovi, kao i na organizovanom tržištu, tj. na dugoročnom berzanskom tržištu i dan-unaprijed tržištu električne energije.

Na dugoročnom berzanskom tržištu električne energije, kojim upravlja „Berza električne energije“ DOO Podgorica (u daljem tekstu: BELEN), vršila se samo nabavka električne energije za pokrivanje gubitaka u sistemu od strane CGES-a i CEDIS-a. BELEN je osnovan 2017. godine, a krajem 2020. godine je započeo sa organizacijom dugoročnih aukcija za potrebe nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka u sistemu od strane operatora sistema.

Na graficima koji slijede prikazane su prosječne ponderisane cijene u periodu 2020 - 2023. godina po kojima su operatori sistema realizovali nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka u sistemu u transparentnim postupcima, odnosno posredstvom BELEN-a.

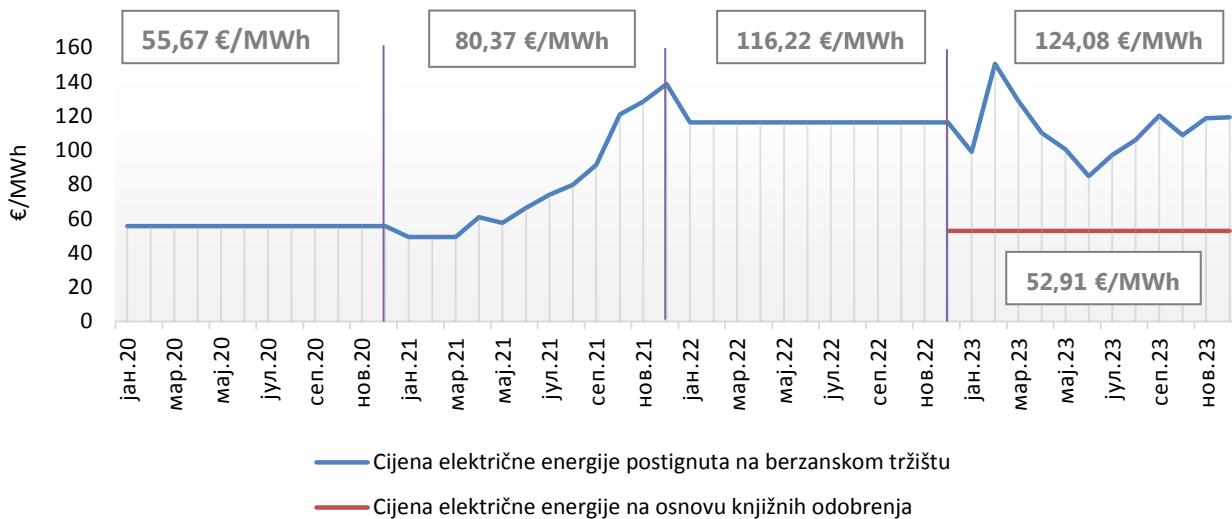
---

<sup>41</sup> Izvor: Sekretarijat Energetske zajednice, „CBAM-Readiness Tracker“, jun 2023. godine



**Grafik 4.2.1** Prosječne ponderisane cijene po kojima je CGES kupovao električnu energiju za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu u periodu 2020 - 2023. godina

Na grafiku se može vidjeti da je prosječna ponderisana cijena električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu, formirana u 2023. godini na dugoročnom organizovanom tržištu u Crnoj Gori, iznosila 140,80 €/MWh, što je za 0,66% više u odnosu na 2022. godinu, za 134,08% više nego u 2021. godini i 154,15% više nego u 2020. godini. U 2023. godini CGES je 46,03% energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu kupio od EPCG, a ostatak od inostranih učesnika na tržištu, i to: 45,01% od „GEN-I trgovanje in prodaja električne energije“ DOO Krško, 8,61% od „Danske Commodities“ A/S Aarhus i 0,34% od „Future Energy Trading and Exchange Dynamics“ sh.p.k. Priština. U 2022. godini električna energija za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu je u potpunosti nabavljena od strane EPCG.



**Grafik 4.2.2** Prosječne ponderisane cijene po kojima je CEDIS kupovao električnu energiju za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu u periodu 2020 - 2023. godina

Na grafiku se može vidjeti da je prosječna ponderisana cijena električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu, formirana u 2023. godini na dugoročnom organizovanom tržištu u Crnoj Gori, iznosila 124,08 €/MWh, a bila je veća za 6,76% u odnosu na cijenu u 2022. godini, za 54,39 % veća u odnosu na 2021. godinu i više nego duplo veća u odnosu na cijenu u 2020. godini. U periodu od 2020. do 2023. godine energija za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu je u potpunosti nabavljena od EPCG. Kao što je analizirano u potpoglavlju 5.1.1.2 ovog izvještaja, EPCG je naknadno donijela odluke o umanjenju faktura za CEDIS za 2023. godinu u ukupnom iznosu od 23.616.564,01 €, čime je prosječnu ponderisanu cijenu postignutu na dugoročnom berzanskom tržištu od 124,08 €/MWh indirektno svela na cijenu od 52,91 €/MWh. Razvoj tržišta se mora temeljiti na jačanju povjerenja njegovih učesnika i transparentnosti, a ovakva praksa EPCG tome ne doprinosi.

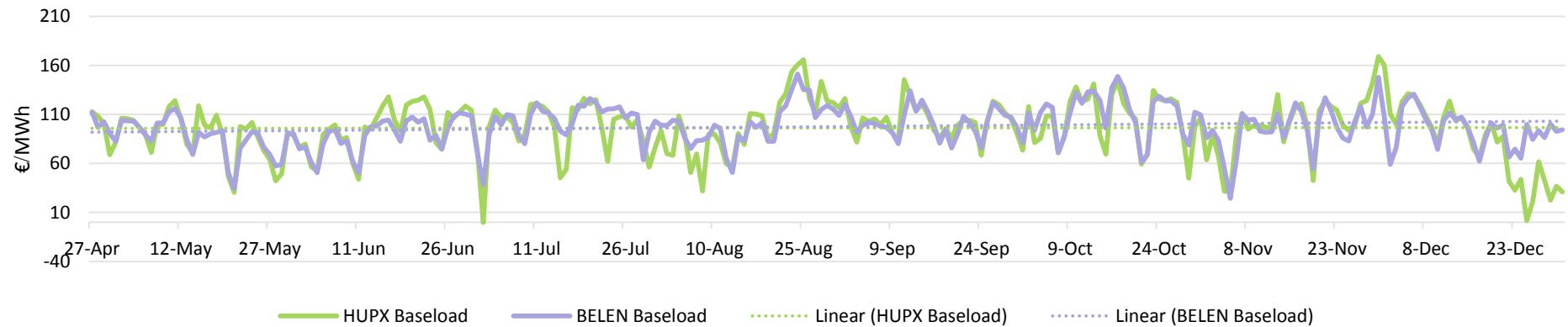
Pored dugoročnog berzanskog tržišta, tokom 2023. godine je uspostavljeno dan-unaprijed tržište električne energije, što predstavlja značajan pomak u razvoju veleprodajnog tržišta električne energije. Naime, 26. aprila je uspostavljeno dan-unaprijed tržište električne energije, čije je postojanje pretpostavka za integraciju crnogorskog tržišta u jedinstveno evropsko tržište električne energije. Na dan-unaprijed tržištu električne energije, kojim upravlja BELEN, ukupno je registrovano 25 učesnika, dok su dva učesnika u procesu registracije na dan 26. jun 2024. godine.<sup>42</sup> Na graficima koji slijede prikazane su cijene bazne i vršne električne energije na crnogorskem (BELEN)<sup>43</sup> i mađarskom dan-unaprijed tržištu (HUPX)<sup>44</sup>, ostvarene tokom 2023. godine. Tokom cijele godine cijene su na oba tržišta imale isti trend, a najveća razlika između postignutih cijena na ova dva tržišta se dogodila u poslednjoj sedmici decembra, u periodu katoličkih praznika kada se na mađarskom tržištu potražnja za električnom energijom drastično smanjila, što je dovelo do pada cijena.

---

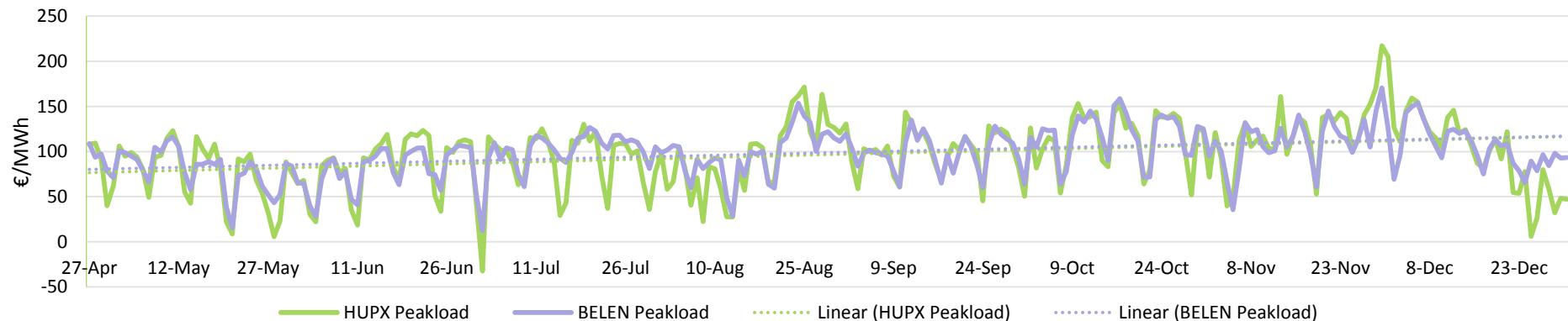
<sup>42</sup> <https://belen-spot.me/lista-ucesnika/>

<sup>43</sup> <https://belen-spot.me/day-ahead/>

<sup>44</sup> <https://hupx.hu/en/market-data/dam/regular-reports>



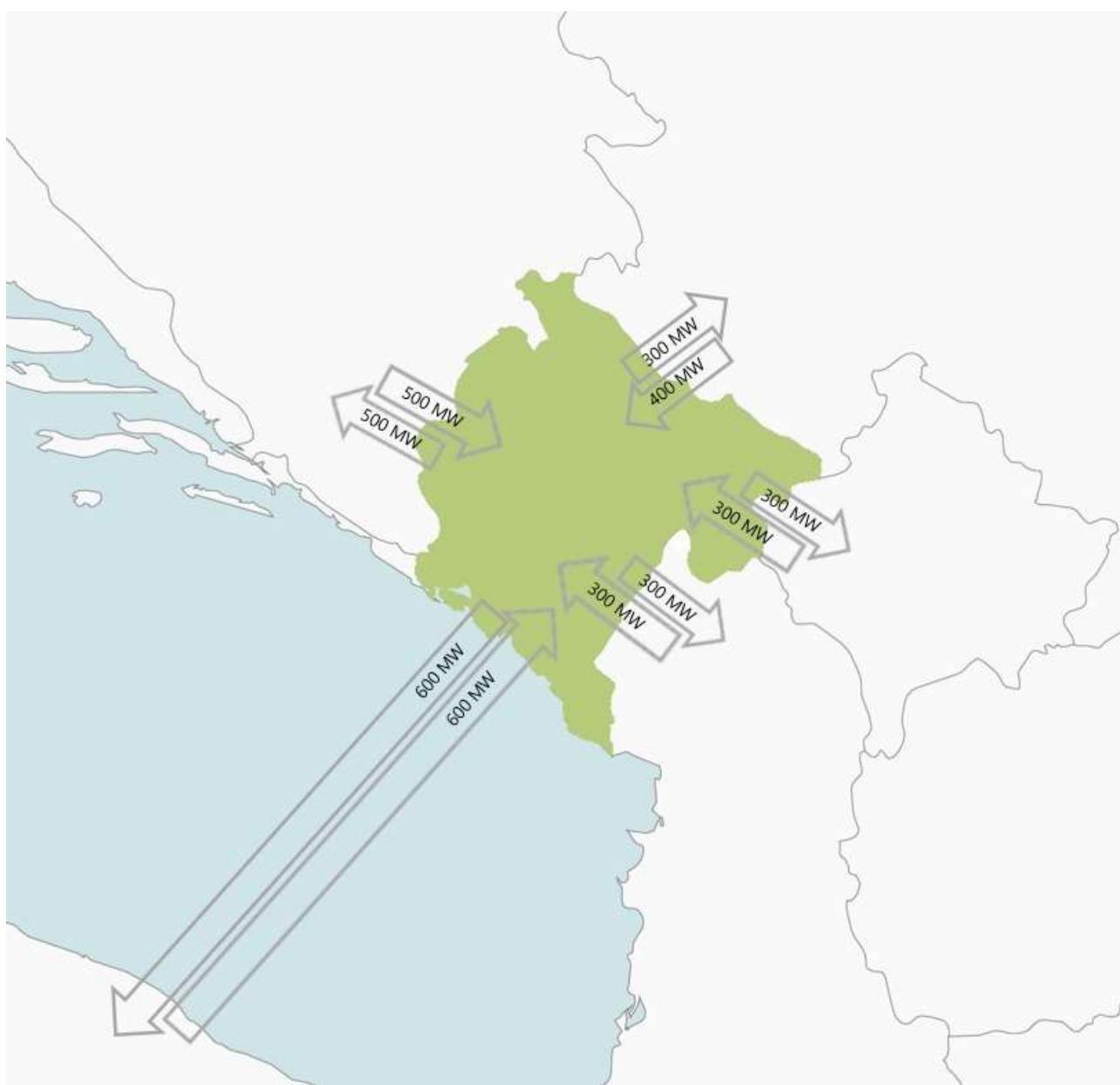
**Grafik 4.2.3** Cijene bazne električne energije ostvarene u 2023. godini na crnogorskom i mađarskom dan-unaprijed tržištu



**Grafik 4.2.4** Cijene vršne električne energije ostvarene u 2023. godini na crnogorskom i mađarskom dan-unaprijed tržištu električne energije

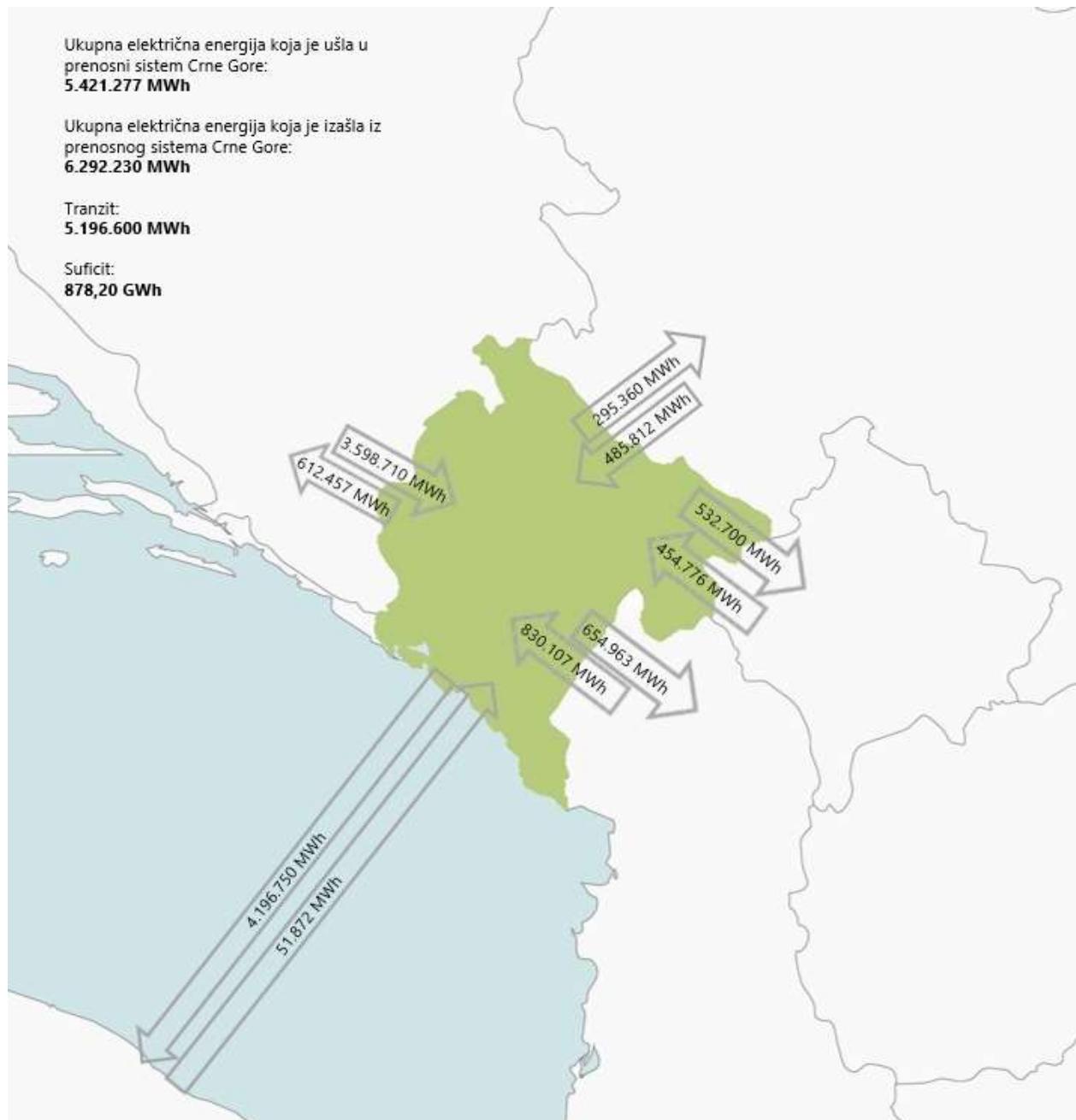
Imajući u vidu da je vrijeme zatvaranja kapije na crnogorskom dan-unaprijed tržištu u 10:15 CET, a da je na svim susjednim tržištima kasnije, učesnici na crnogorskem tržištu imaju mogućnost da nakon trgovanja na njemu trguju i na drugim tržištima i time ostvare veći profit. Istovremeno, to doprinosi povećanju likvidnosti crnogorskog dan-unaprijed tržišta električne energije.

Kada je riječ o prekograničnoj razmjeni električne energije, na slici koja slijedi prikazani su podaci o prenosnim kapacitetima na granicama crnogorskog elektroprenosnog sistema sa susjednim prenosnim sistemima električne energije, predstavljeni maksimalnim vrijednostima neto prenosnih kapaciteta (NTC) ostvarenim u 2023. godini, koji postavljaju gornju granicu za prekograničnu trgovinu električnom energijom.



**Slika 4.2.1** Vrijednosti NTC-a na granicama crnogorskog elektroprenosnog sistema i susjednih sistema u 2023. godini

Trgovina, odnosno izvoz i uvoz električne energije koji se vrše kako bi se minimizirali troškovi sistema i maksimizirala sigurnost snabdijevanja, ne mogu da pređu vrijednosti NTC-a ni u jednom satu. Fizička razmjena električne energije između Crne Gore i susjednih zemalja u 2023. godini je prikazana na slici koja slijedi.

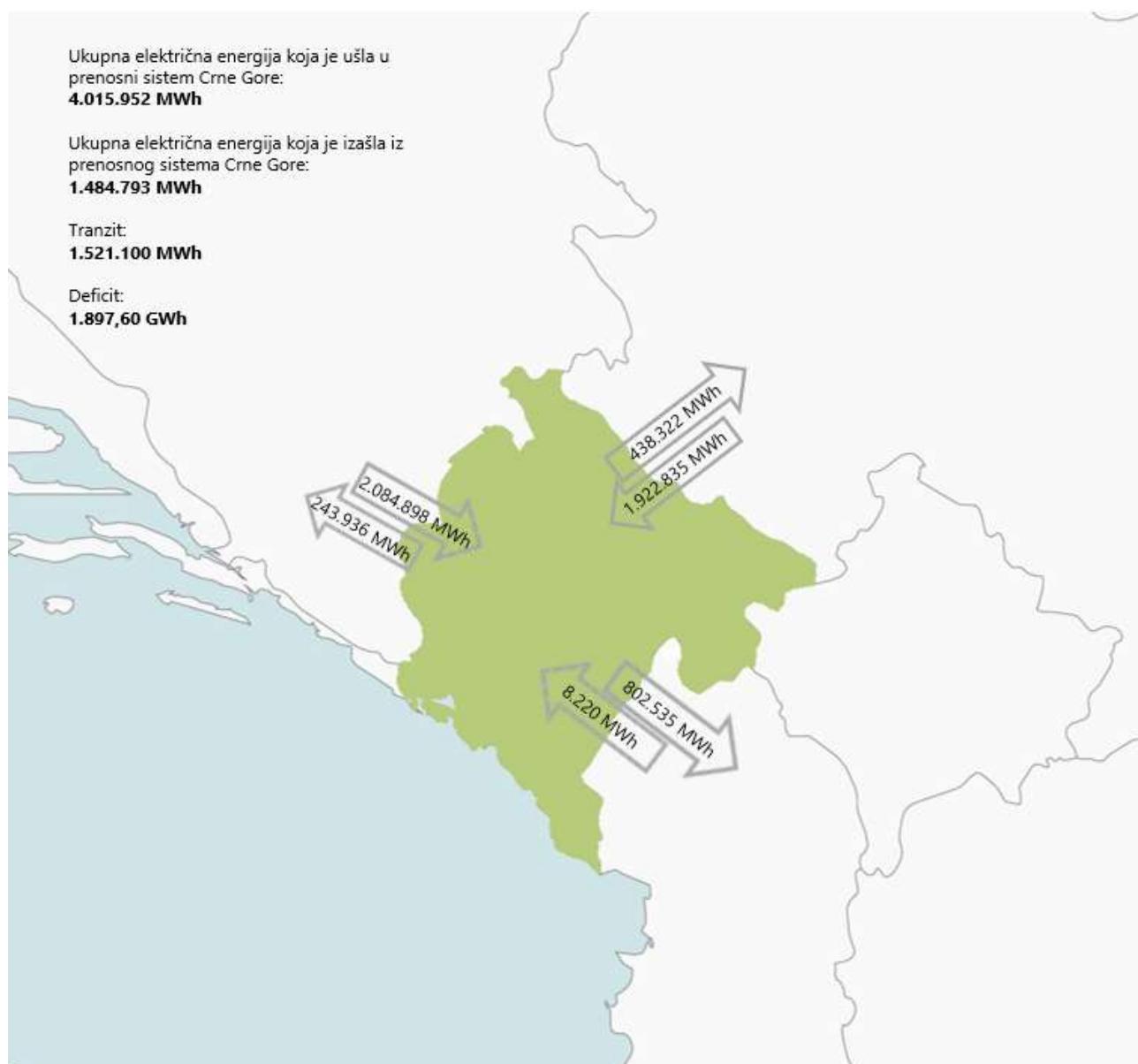


**Slika 4.2.2** Fizički tokovi između crnogorskog elektroenergetskog sistema i susjednih sistema u 2023. godini

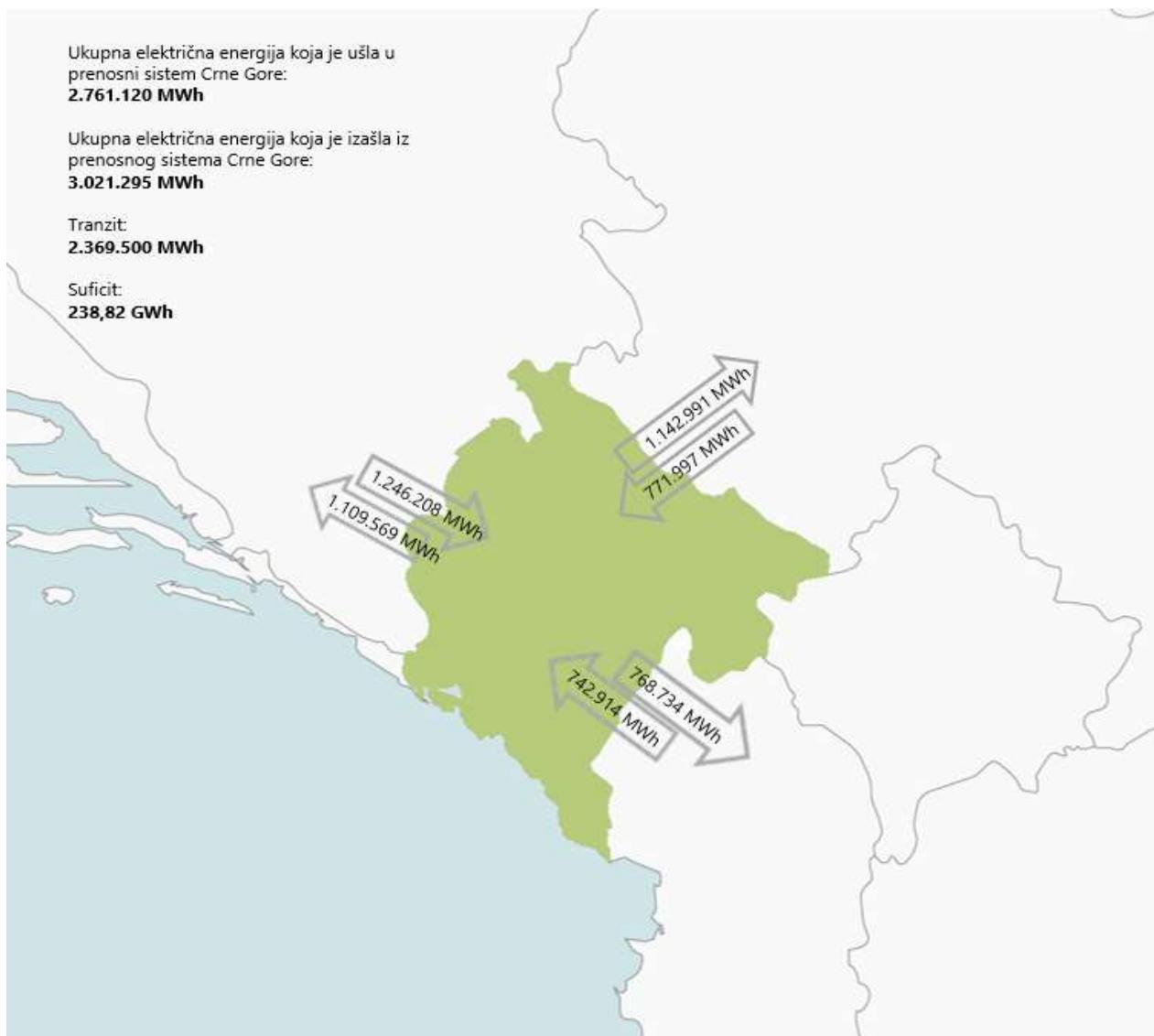
Nakon puštanja u rad podmorske interkonekcije, prekogranična razmjena energije se značajno povećala. Crnogorski elektroprenosni sistem postaje čvorište preko koga se vrši razmjena energije između zemalja EU i zemalja Jugoistočne Evrope, uslijed čega se tranzit preko crnogorskog elektroprenosnog sistema udvostručio 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, Srbije i Kosova, 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 4.2.3** Fizički tokovi između crnogorskog elektroprenosnog sistema i susjednih sistema u 2008. godini



**Slika 4.2.4** Fizički tokovi između crnogorskog elektroprenosnog sistema i susjednih sistema u 2018. godini

U 2023. godini, količina električne energije koja je ušla u prenosni sistem Crne Gore, prema podacima CGES-a, iznosila je 5.421.277 MWh, što je skoro duplo više nego 2018. godine i za 35% više nego 2008. godine, dok je energija koja je izašla iz crnogorskog sistema iznosila 6.292.230 MWh, što je duplo više nego 2018. godine i četiri puta više nego 2008. godine. Tranzit preko crnogorskog elektroprenosnog sistema iznosio je 5.196.600 MWh u 2023. godini, što je duplo više nego u 2018. godini i skoro tri i po puta više nego 2008. godine.

U narednom periodu očekuje se i uspostavljanje unutardnevног tržišta električne energije, a dalji razvoj crnogorskog tržišta će umnogome determinisati procesi njegovog povezivanja sa jedinstvenim evropskim tržištem električne energije (SDAC i SIDC), što predstavlja tek započetu aktivnost koju će primarno sprovoditi operator prenosnog sistema, nominovani operator tržišta električne energije i Agencija.

#### 4.2.1. Razvoj veleprodajnog tržišta električne energije

Otvaranjem tržišta, sprovedenim reformama elektroenergetskog sektora i usklađivanjem crnogorskog zakonskog okvira sa „*Trećim energetskim paketom EU*”, stvoreni su uslovi za razvoj tržišta i unapređenje konkurenčije. Ipak, normativni okvir EU kojim se uređuje način funkcionisanja elektroenergetskih sistema i tržišta je u stalnom razvoju, nastojeći da ih unaprijedi i prilagodi novim tehnologijama i ambicioznim energetskim i klimatskim ciljevima. Prateći evoluciju EU legislative, Crna Gora, kao zemlja kandidat za članstvo u EU, je u stalnom procesu prilagođavanja svog zakonskog okvira i funkcionisanja sistema i tržišta novim zahtjevima sadržanim u evropskim direktivama i regulativama.

„*Paket za integraciju tržišta električne energije*”<sup>45</sup>, kojim je Energetska zajednica prilagodila propise EU specifičnostima svojih članica, uspostavlja temelj za integraciju tržišta električne energije u jedinstveno evropsko tržište. Obaveza inkorporiranja navedenog paketa propisa u crnogorsko zakonodavstvo i njegova primjena su prepoznati kao preporuka u *Izveštaju Evropske komisije o Crnoj Gori za 2023. godinu*, u dijelu koji se odnosi na Poglavlje 15. Naime, u predmetnom izvještaju je navedeno sljedeće:

*„Crna Gora je postigla dobar stepen pripremljenosti u oblasti energetike. Ostvaren je određeni napredak, uglavnom stvaranjem dan-unaprijed tržišta energije i prelaskom na tržišne podsticajne šeme za proizvodnju obnovljive energije. Prošlogodišnje preporuke su stoga djelimično ispunjene. U narednoj godini Crna Gora bi posebno trebala:*

- dovršiti i usvojiti nacionalni energetski i klimatski plan (NECP);
- transponovati i implementirati „*Paket za integraciju električne energije*” i ubrzati prelazak na tržišne podsticajne šeme za proizvodnju obnovljive energije temeljene na pojednostavljenom postupku izdavanja dozvola i priključenja;
- donijeti zakon o sigurnosti snabdijevanja naftnim derivatima i imenovati tijelo za skladištenje obaveznih rezervi nafte.”

Povezivanje nacionalnih tržišta u jedinstveno evropsko tržište dobija sve više na značaju razvojem politika usmjerenih na klimatske promjene, zaštitu životne sredine, podsticanje proizvodnje energije iz obnovljivih izvora, smanjivanje proizvodnje energije iz uglja, ostalih fosilnih goriva i drugih neobnovljivih izvora (nuklearna energija). Osnovna karakteristika obnovljivih izvora energije, poput solara i vjetra, je intermitentnost, što predstavlja poseban izazov za upravljanje energetskim sistemom i obezbjeđenje sigurnosti snabdijevanja. Povećanu upotrebu obnovljivih izvora energije prati razvoj novih tehnologija za skladištenje energije, ulaganja u druge izvore energije koje karakteriše fleksibilnost proizvodnje (npr. akumulacione hidroelektrane, gasne elektrane), upravljanje potrošnjom, veća upućenost na druga tržišta i njihovo međusobno povezivanje. Povezivanjem tržišta električne energije obezbjeđuje se efikasnije korišćenje proizvodnih resursa širom Evrope. Stoga je integracija tržišta električne energije još jedan vid udruživanja napora zemalja usmjerenih na zajedničko prevazilaženje izazova u vezi sa sigurnošću snabdijevanja

<sup>45</sup> <https://www.energy-community.org/legal/acquis.html>

energijom, povećanje konkurenčije na tržištu, povećanje korišćenja energije iz obnovljivih izvora, a time i unapređenje ekološke situacije.

Realno je očekivati da će proces uključivanja crnogorskog tržišta električne energije (dan-unaprijed i unutardnevnom tržištu) 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. EU kroz ovaj mehanizam uvodi princip „zagadživač plaća“, pokrivajući niz specifičnih proizvoda u sektorima sa intenzivnim emisijama ugljen-dioksida, uključujući cement, električnu energiju, đubrivo, željezo, čelik, aluminijum i hemikalije, za koje predviđa primjenu „taksi za ugrađene emisije“ kako bi se podstakla dekarbonizacija. Dakle, to znači da će u praksi uvoznik morati da deklariše 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 regionala može biti izuzeta od primjene ovog mehanizma do 2030. godine, ako se, kako je prethodno rečeno, ostvari napredak u integraciji tržišta.

U cilju ispunjavanja uslova za dobijanje izuzeća od primjene CBAM-a, krajem 2023. godine su započete intenzivne aktivnosti na pripremi zakona kojima će se transponovati „*Paket za integraciju električne energije*“ i stvoriti uslovi za integraciju tržišta električne energije. Kada je riječ o pripremi legislative, u 2023. godini je započeta saradnja sa konsultantima angažovanim od strane Sekretarijata Energetske zajednice kao podrška u ovom zahtjevnom zadatku. Rezultat ove podrške su bili nacrti izmjena i dopuna zakonskog okvira u oblasti energetike završeni u prvoj polovini 2024. godine, koji su polazna osnova za dalji rad radnih grupa formiranih od strane Ministarstva energetike i rudarstva.

Paralelno sa transponovanjem evropskih propisa, započeta je primjena njihovih određenih djelova, koji su sadržani u važećem Zakonu. Tako je krajem 2023. godine uspostavljena saradnja ključnih aktera u procesu povezivanja tržišta električne energije, prvo bitno na nacionalnom nivou, a kasnije, tokom 2024. godine, sa italijanskim partnerima. Povezivanje crnogorskog dan-unaprijed tržišta električne energije sa italijanskim tržištem je prepoznato kao prioritet, budući da predstavlja „najkraći“ put do jedinstvenog evropskog tržišta, uz dragocjeno iskustvo italijanskih institucija i subjekata koji su ovaj kompleksni proces realizovali uspješno više puta.

U 2024. godini je uspostavljena saradnja između operatora prenosnih sistema električne energije i regulatornih tijela Crne Gore i Italije, u okviru koje će se donositi brojna regionalna podzakonska akta neophodna za proces povezivanja tržišta. U Crnoj Gori je, takođe, imenovan BELEN za nominovanog operatora tržišta električne energije (NEMO), koji će, pored operatora prenosnih sistema električne energije i regulatornih tijela, biti ključni nosilac posla u projektu integracije tržišta.

#### **4.3 Maloprodajno tržište električne energije**

Na maloprodajnom tržištu električne energije, koje se odnosi na snabdijevanje krajnjih kupaca od strane licenciranih snabdjevača, tokom 2023. godine nije bilo značajnijih promjena. Kao i prethodne godine, šest subjekata je posjedovalo licencu za snabdijevanje električnom energijom koju izdaje Agencija, 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
- „Twifin Tesla“ DOO Podgorica.<sup>46</sup>

„Elektroprivreda Crne Gore“ AD Nikšić je tokom 2023. godine bila i dalje jedini aktivni snabdjevač. U izvještajnoj godini su prestala da važe Zakonom propisana ograničenja povećanja cijena električne energije za domaćinstva i male kupce koji ne pripadaju kategoriji domaćinstva, pa je, s tim u vezi, EPCG bila u mogućnosti da cijene električne energije za krajnje kupce formira potpuno slobodno. EPCG je odlučila da u 2023. godini zadrži iste cijene električne energije za snabdijevanje kupaca priključenih na prenosni sistem i kupaca priključenih na distributivni sistem kao u 2022. godini.<sup>47</sup>

EPCG je u svojoj ponudi zadržala različite tarifne modele snabdijevanja za kupce priključene na distributivni sistem električne energije („osnovni“, „plavi“, „crveni“ i „zeleni“ model), čije uvođenje je imalo za cilj da omogući aktivnije učešće krajnjih kupaca u upravljanju potrošnjom električne energije i time im obezbijedi ostvarenje ušteda odabriom modela snabdijevanja koji odgovara načinu njihove potrošnje električne energije. Tokom 2023. godine 428 kupaca je promijenilo tarifni model snabdijevanja, što je skoro duplo više nego 2022. godine. Naime, osam kupaca je izvršilo promjenu iz „crvenog“ modela u „osnovni“, šest kupaca iz „osnovnog“ u „crveni“, 43 kupca iz „osnovnog“ u „plavi“, 125 iz „plavog“ u „osnovni“ model, dok je 246 kupaca „osnovni“ model zamijenilo „zelenim“. Više od pola promjena modela snabdijevanja se odnosi na odabir „zelenog“ modela. Od ukupnog broja kupaca koji su tokom 2023. godine potpisali ugovor o snabdijevanju (31.832), 30.939 kupaca se opredijelilo za „osnovni“ model, 438 za „plavi“ model, devet za „crveni“ i 446 za „zeleni“.

Od 1. juna 2019. godine kada je, donošenjem Dodatnih uslova za snabdijevanje električnom energijom, EPCG uvela navedene tarifne modele snabdijevanja, kupci u 2023. godini po prvi put biraju prelazak iz drugih modela snabdijevanja na „zeleni“ model, koji podrazumijeva uslugu isporuke 100% električne energije iz obnovljivih izvora, i kao takav uključuje i dodatnu naknadu za

<sup>46</sup> <https://dataportal.regagen.co.me/licence/ee-sektor>

<sup>47</sup> <https://www.epcg.com/media-centar/odluke-o-cijenama-elektricne-energije>

obnovljive izvore ( $0,2000 \text{ €c/kWh}$ ).<sup>48</sup> Iako je većina kupaca izabrala „osnovni“ model snabdijevanja, značajan porast u odabiru „zelenog“ modela snabdijevanja u izvještajnoj godini (57% svih promjena tarifnih modela) ukazuje na veću spremnost kupaca na odabir „čiste“ energije i postepenu promjenu percepcije o neophodnosti sprovođenja zelene tranzicije.

#### **4.3.1 Obim prodaje i cijene električne energije u Crnoj Gori**

U 2023. godini obim prodaje električne energije kupcima priključenim na distributivni sistem iznosio je 2605,55 GWh, što je za 123,41 GWh ili 4,97% više u odnosu na 2022. godinu. Obim prodaje električne energije u 2023. godini u odnosu na 2022. godinu je kod kupaca priključenih na:

- 35kV, manji za 0,72 GWh ili 0,66%;
- 10 kV, veći za 12,82 GWh ili 3,33%;
- 0.4 kV, ukupno veći za 111,31 GWh ili 5,60%;
- 0.4 kV - domaćinstva dvotarifno mjerjenje, veći za 82,43 GWh ili 6,08%;
- 0.4 kV - domaćinstva jednotarifno mjerjenje, veći za 4,43 GWh ili 24,33%.

U 2023. godini fakturisana realizacija za prodatu električnu energiju kupcima priključenim na distributivni sistem iznosila je 229,86 miliona €, što je za 6,17 miliona € ili 2,76% više u odnosu na 2022. godinu. Fakturisana realizacija za prodatu električnu energiju u 2023. godini u odnosu na 2022. godinu je kod kupaca priključenih na:

- 35kV, manja za 0,41 miliona € ili 6,08%;
- 10 kV, manja za 0,23 miliona € ili 0,73%;
- 0.4 kV, ukupno veća za 6,81 miliona € ili 3,67%;
- 0.4 kV - domaćinstva dvotarifno mjerjenje, veća za 5,56 miliona € ili 4,62%;
- 0.4 kV - domaćinstva jednotarifno mjerjenje, veća za 0,38 miliona € ili 22,41%.

U 2023. godini prosječno ostvarena cijena električne energije, koja obuhvata i naknadu za podsticanje obnovljivih izvora električne energije kod kupaca priključenih na distributivni sistem, iznosila je  $8,82 \text{ €c/kWh}$  (ne uključujući PDV), što je za  $0,19 \text{ €c/kWh}$  ili 2,11% manje u odnosu na 2022. godinu.

EPCG je i u 2023. godini, kao jedini aktivni snabdjevač, nastavila da snabdijeva sve kategorije kupaca.

Cijene električne energije u 2023. godini u odnosu na 2022. godinu su kod kupaca priključenih na:

- 35kV, manje za  $0,336 \text{ €c/kWh}$  ili 5,46%;

<sup>48</sup>

[https://www.epcg.com/sites/admin.epcg.com/files/multimedia/main\\_pages/files/2021/10/cijene za snabdijevanje krajnjih kupaca električne energije priključenih na distributivni sistem.pdf](https://www.epcg.com/sites/admin.epcg.com/files/multimedia/main_pages/files/2021/10/cijene za snabdijevanje krajnjih kupaca električne energije priključenih na distributivni sistem.pdf)

- 10 kV, manje za 0,32 €c/kWh ili 3,93%;
- 0.4 kV, ukupno manje za 0,17 €c/kWh ili 1,83%;
- 0.4 kV - domaćinstva dvotarifno mjerjenje, manje za 0,12 €c/kWh ili 1,38%;
- 0.4 kV - domaćinstva jednotarifno mjerjenje, manje za 0,14 €c/kWh ili 1,54%.

Relevantni podaci o obimu prodaje električne energije, fakturisanoj realizaciji i ostvarenim prodajnim cijenama električne energije kod krajnjih kupaca za period 2014 - 2023. 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 2014 – 2023. godina<sup>49</sup>

REALIZACIJA PO NAPONSKIM NIVOIMA ELEKTRODISTRIBUTIVNOG SISTEMA													
Naponski nivo	jedinica	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2023/2022.	
<b>35 kV</b>	GWh	82,66	91,00	87,37	92,43	97,44	96,50	99,20	104,17	109,32	108,60	-0,72	-0,66%
	mil €	4,53	4,92	4,94	5,02	5,33	5,86	6,10	6,41	6,73	6,32	-0,41	-6,08%
	€c/kWh	5,48	5,41	5,66	5,44	5,47	6,07	6,15	6,16	6,16	5,82	-0,336	-5,46%
<b>10 kV</b>	GWh	292,56	321,55	328,69	348,61	361,87	375,13	328,63	359,81	385,00	397,81	12,82	3,33%
	mil €	21,67	23,60	24,96	25,72	27,99	31,71	26,90	29,14	31,14	30,91	-0,23	-0,73%
	€c/kWh	7,41	7,34	7,59	7,38	7,73	8,45	8,18	8,10	8,09	7,77	-0,32	-3,93%
<b>0,4 kV</b>	GWh	1640,66	1748,93	1767,22	1829,73	1834,76	1869,62	1755,26	1907,35	1987,83	2099,14	111,31	5,60%
	mil €	144,28	154,39	154,26	159,49	165,22	175,20	165,11	179,19	185,82	192,63	6,81	3,67%
	€c/kWh	8,79	8,83	8,73	8,72	9,00	9,37	9,41	9,39	9,35	9,18	-0,17	-1,83%
<b>UKUPNO</b>	GWh	2015,88	2161,48	2183,28	2270,76	2294,06	2341,26	2371,33	2371,33	2482,14	2605,55	123,41	4,97%
	mil €	170,48	182,92	184,16	190,23	198,54	212,76	214,74	214,74	223,68	229,86	6,17	2,76%
	€c/kWh	8,46	8,46	8,43	8,38	8,65	9,09	9,06	9,06	9,01	8,82	-0,19	-2,11%

<sup>49</sup> Izvor: EPCG

**Tabela 4.3.2** Prodaja električne energije, fakturisana realizacija i ostvarene prodajne cijene električne energije domaćinstava u periodu 2014 – 2023. godina

REALIZACIJA KOD DOMAĆINSTAVA													
Naponski nivo	Jedinica	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2023/2022.	
Domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem	GWh	1097,74	1186,48	1200,65	1240,77	1234,99	1264,83	1217,46	1316,54	1355,65	1438,07	82,43	6,08%
	mil €	94,23	102,67	102,78	105,56	108,34	113,80	109,03	117,57	120,29	125,85	5,56	4,62%
	€c/kWh	8,58	8,65	8,56	8,51	8,77	9,00	8,96	8,93	8,87	8,75	-0,12	-1,38%
Domaćinstva sa jednotarifnim mjerenjem	GWh	83,55	64,32	50,47	45,10	37,08	25,46	21,44	17,73	18,21	22,64	4,43	24,33%
	mil €	8,78	6,97	5,08	4,25	3,64	2,58	2,00	1,65	1,69	2,06	0,38	22,41%
	€c/kWh	10,51	10,83	10,06	9,43	9,80	10,13	9,33	9,31	9,26	9,11	-0,14	-1,54%
UKUPNO	GWh	1181,29	1250,80	1251,13	1285,87	1272,08	1290,28	1238,90	1334,27	1373,86	1460,72	86,86	6,32%
	mil €	103,02	109,64	107,85	109,81	111,97	116,37	111,04	119,22	121,98	127,91	5,93	4,86%
	€c/kWh	8,72	8,77	8,62	8,54	8,80	9,02	8,96	8,94	8,88	8,76	-0,12	-1,37%

### 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 energetski 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 EU, u drugoj polovini 2023. godine, veće u odnosu na cijene u drugoj polovini 2022. godine. Prosječna cijena u EU za 2023. godinu, uključujući sve takse i PDV, iznosi 28,32 €c/kWh, a cijene su se kretale od 11,32 €c/kWh u Mađarskoj do 40,20 €c/kWh u Njemačkoj.

Promjene cijena električne energije u drugoj polovini 2023. godine u odnosu drugu polovinu 2022. godine bile su različite po državama. Najveća povećanja cijena električne energije za domaćinstva u EU registrovana su u Holandiji – 86,30%, Češkoj – 81,90% i Poljskoj – 26,93%. Najveća smanjenja cijena električne energije za domaćinstva u EU registrovana su u Danskoj – 39,30%, Španiji – 29,90% i Belgiji 15,80%.

Iskazano u €, uključujući sve takse i PDV, prosječne cijene električne energije za domaćinstva u drugoj polovini 2023. godine kada se posmatraju dostupni podaci za *Eurozonu*<sup>50</sup>, bile su najniže na Kosovu - 7,49 €c/kWh i u Bosni i Hercegovini – 8,45 €c/kWh, a najviše u Njemačkoj – 40,20 €c/kWh, Irskoj – 37,94 €c/kWh, i Belgiji – 37,78 €c/kWh.

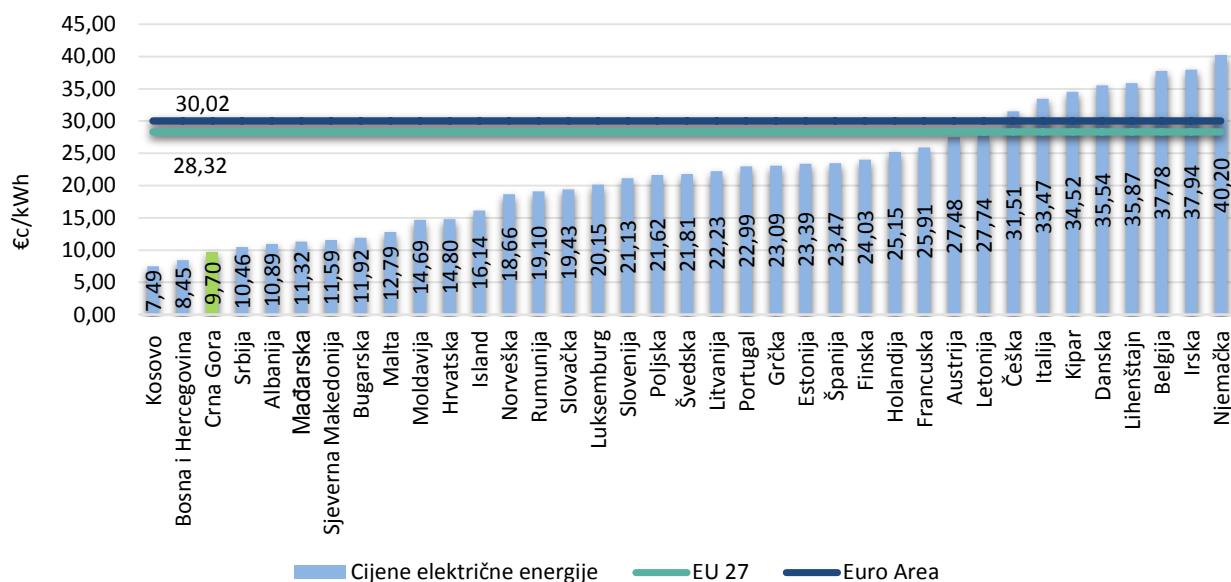
Prosječna cijena električne energije za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem u Crnoj Gori iznosila je 9,70 €c/kWh, uključujući sve takse i PDV, dok je prosječna cijena električne energije u zemljama EU, kao što je već rečeno, bila 28,32 €c/kWh.<sup>51</sup>

---

<sup>50</sup> Eurozona su članice EU-a koje su euro prihvatile kao svoju službenu valutu.

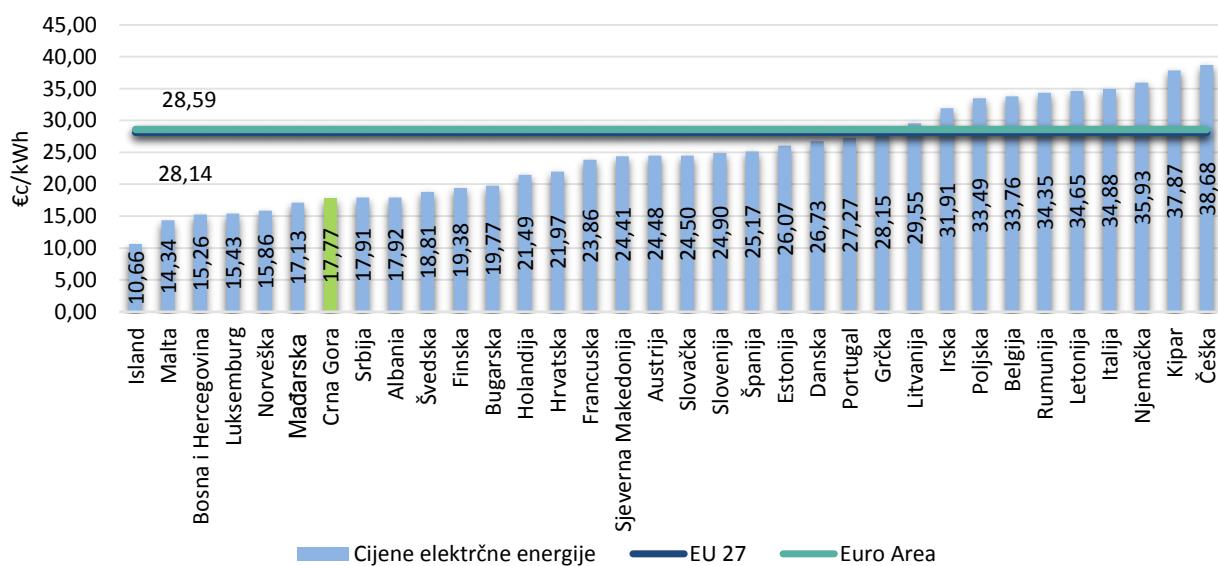
<sup>51</sup> Izvor podataka: Eurostat ([https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity\\_price\\_statistics#Electricity\\_prices\\_for\\_household\\_consumers](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_household_consumers)). 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 2023. godini

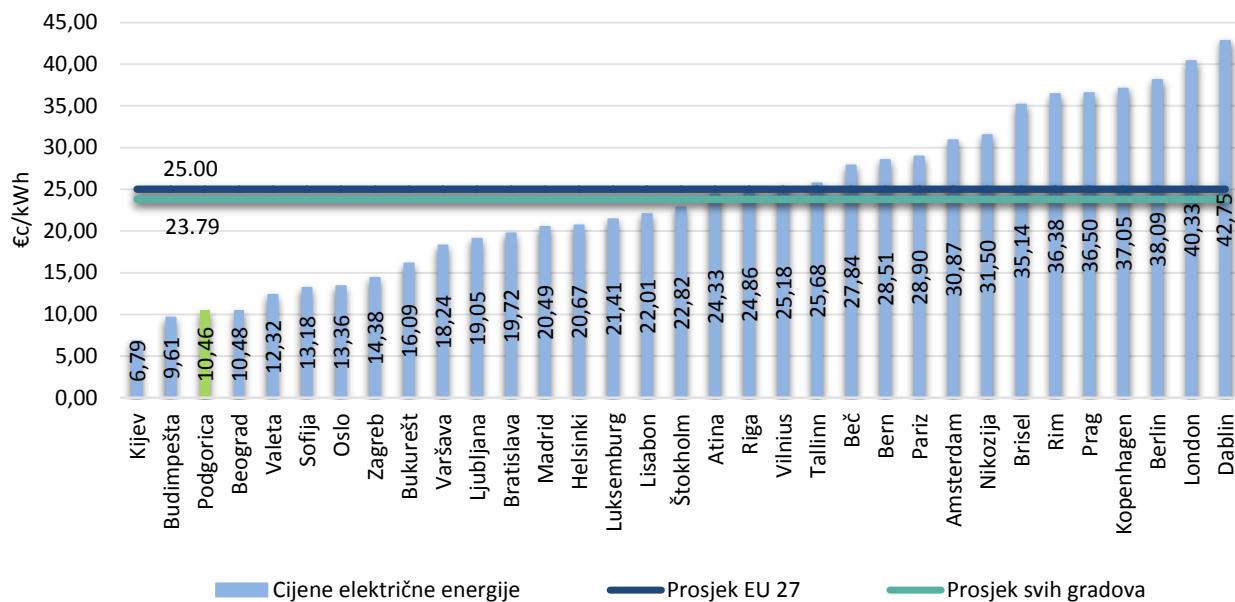
Radi boljeg poređenja cijena električne energije za domaćinstva, na Grafiku 4.3.2 prikazane su prosječne cijene električne energije za domaćinstva u Evropi za 2023. godinu, svedene na paritet kupovne moći. Na taj način, uzete su u obzir i razlike u standardu, koje postoje između evropskih zemalja. I u ovom slučaju, cijena električne energije za domaćinstva u Crnoj Gori je ispod prosjeka u EU.



**Grafik 4.3.2** Prosječne cijene električne energije za domaćinstva u evropskim državama u 2023. godine svedene na paritet kupovne moći

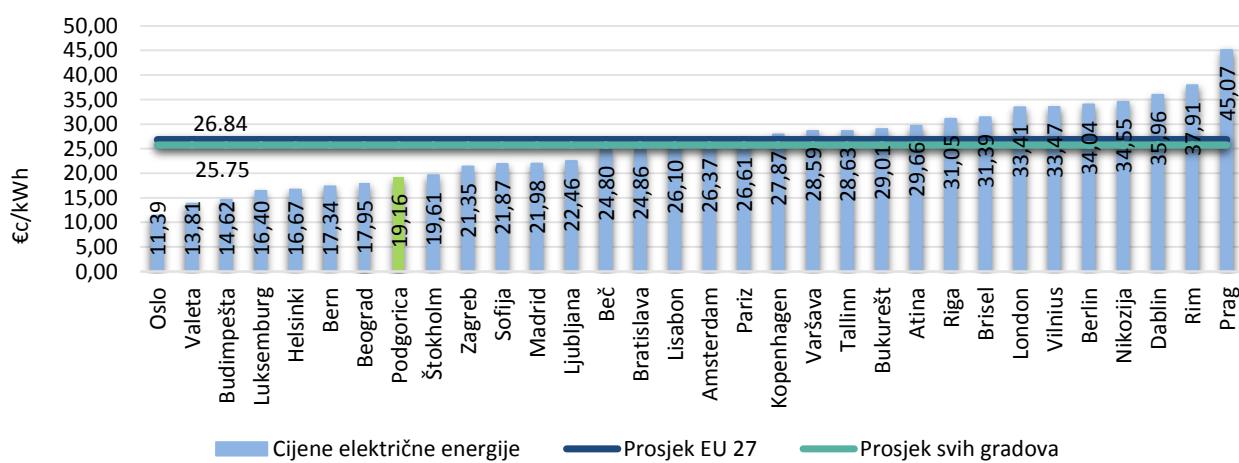
Austrijski regulator E-Control, mađarski regulator MEKH i istraživačka i konsultantska kuća VaasaETT jednom mjesечно izrađuju studiju u kojoj su prikazane prosječne cijene električne energije za domaćinstva za 33 grada u Evropi.

Na grafiku 4.3.3 prikazane su prosječne cijene električne energije za 33 grada u decembru 2023. godine, uključujući i Podgoricu.<sup>52</sup>



**Grafik 4.3.2** Prosječna cijena električne energije za domaćinstva u glavnim gradovima evropskih država u decembru 2023. 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 2023. godine. U ovom slučaju, cijena električne energije za domaćinstva u Podgorici je niža od prosjeka 33 glavnih gradova u Evropi.



**Grafik 4.3.3** Prosječne cijene električne energije po paritetu kupovne moći za domaćinstva u glavnim gradovima evropskih država u decembru 2023. godine

<sup>52</sup> 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.

#### 4.3.3 Zaštita potrošača

U smislu Zakona zaštitu krajnjih kupaca treba da obezbijedi snabdjevač koji kupce snabdijeva, drugi energetski subjekti koji obavljaju djelatnost od javnog interesa ili kao javnu uslugu, kroz svoje postupanje i izvršavanje obaveza prema kupcima koje Zakon propisuje, kao i Agencija kroz postupke rješavanja žalbi u slučajevima utvrđenim zakonom i sprovođenjem nadzora nad radom snabdjevača.

EPCG je jedini aktivni snabdjevač koji snabdijeva električnom energijom kupce u Crnoj Gori. EPCG je u 2023. 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 2023 - 2025. godina.

Zakonom supropisane obaveze snabdjevača u odnosu na krajnje kupce električne energije, kao i prava krajnjih kupaca prema snabdjevaču. Normativna razrada odredaba Zakona 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 isporuke i snabdijevanja električnom energijom* („Službeni list CG“, br. 50/17 i 59/23), *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).

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, obezbjeđivanje potrebnog kvaliteta isporuke električne energije, kao i pravo da budu informisani što proizilazi iz obaveze snabdjevača da na svojoj internet stranici objavi cijene koje primjenjuje najmanje 15 dana prije početka snabdijevanja, promjene cijena i naknada, da obavijesti kupce o mogućnosti raskida ugovora ako ne prihvataju promjenu cijene 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 domaćinstavima 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 domaćinstavima 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 mjesecne 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 2023. godine, prema podacima EPCG, bila su 323 ranjiva kupca i njima su računi u skladu sa navedenom uredbom subvencionirani u visini od 50%.

Subvencioniranje računa u 2023. godini je vršeno i u skladu sa *Uputstvom o postupku i načinu sproveđenja programa subvencioniranja računa za električnu energiju*, koje je utvrdilo Ministarstvo rada i socijalnog staranja, pa su pravo na subvencioniranje računa imali i 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 dječjoj zaštiti, kao i korisnici novčane naknade materijalnog obezbjeđenja boraca.

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 u specijalnim odjeljenjima redovne škole, i
- nezaposlena lica koja su završila obrazovanje prema obrazovnom programu, uz obezbjeđenje dodatnih uslova i pomagala, obrazovnom programu sa prilagođenim izvođenjem i dodatnom stručnom pomoći, posebnom obrazovnom 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 € umanjenje računa za 24 €, dok su ostale grupe kupaca imale popust od 30% za iznos računa do 60 €, a za račune veće od 60 € umanjenje za 18 €. Prema podacima EPCG, u decembru 2023. godine subvenciju računa od 40% ostvarilo je 3.750 kupaca, a subvenciju računa od 30% 22.218 kupaca.

Važnu ulogu u pogledu zaštite kupaca snabdjevač ostvaruje i kroz rješavanje prigovora koji se odnose na snabdijevanje električnom energijom, u skladu sa ovlašćenjima iz Zakona, koji je snabdjevaču dao posebnu ulogu. Naime, članom 194 Zakona propisano je da je snabdjevač dužan da obrazuje posebnu organizacionu jedinicu ili da odredi lice ovlašćeno za prijem i odlučivanje po prigovorima kupaca podnijetim zbog neizvršavanja obaveza iz ugovora o snabdijevanju, pri čemu je u obavezi da obezbijedi nezavisnost lica ovlašćenog za sproveđenje postupka odlučivanja po prigovorima kupaca u vezi međusobnih prava i obaveza utvrđenih ugovorom o snabdijevanju i da obezbijedi da to lice ne bude pozvano na odgovornost ili na drugi način bude dovedeno u

nepovoljni položaj ako odluke donosi na osnovu objektivne primjene pravila i u propisanim rokovima.

U 2023. godini podnijeta su ukupno 5.564 prigovora, od kojih je 3.457 odbijeno, a 1.283 usvojeno, dok je rješavanje njih 824 prenijeto u 2024. godinu.

Podaci o podnijetim i riješenim prigovorima u 2023. 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 2023. godini

Vrsta prigovora	Ukupan broj	Usvojeni	Odbijeni
Prigovor na upozorenje o obustavi snabdijevanja	41	/	20
Prigovor zbog obustave isporuke električne energije	44	6	33
Prigovor po osnovu neispunjavanja minimuma kvaliteta, isporuke i snabdijevanja električnom energijom	17	2	6
Prigovor na visinu računa (provjera mjernih veličina, kontrola ispravnosti brojila)	4379	1214	2553
Prigovori u drugim slučajevima u vezi snabdijevanja električnom energijom	1083	61	845

Razlika u podacima datim u tabeli, između ukupnog broja podnijetih i broja riješenih prigovora nastaje zbog postojanja prigovora prenijetih na rješavanje u 2024. godinu.

Zbog neizvršavanja obaveza utvrđenih računom za utrošenu električnu energiju, prema podacima EPCG, u 2023. godini je bila obustavljena isporuka električne energije kod 15.565 kupaca.

EPCG je izvršila obustavu isporuke električne energije i kod 229 kupaca zbog nezaključivanja ugovora o snabdijevanju, a u pitanju su kupci za koje je snabdjevač utvrdio na osnovu informacija od javnih izvršitelja da su mjerna mjesta registrovana na umrla lica, a novi korisnici se nijesu odazvali na pozive za promjenu imena kupca i zaključenje ugovora o snabdijevanju.

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, dala mogućnost zaključivanja sporazuma o izvršavanju obaveza za utrošenu električnu energiju na rate, kao i prekid obračuna kamata za kupce sa zaključenim sporazumom. Uz to, kupcima je obezbijeđeno i besplatno pružanje servisnih informacija.

Prema podacima EPCG, u 2023. godini zaključeno je 12.769 sporazuma o izvršavanju obaveza za utrošenu električnu energiju na rate, od čega 12.060 sporazuma sa kupcima iz kategorije „domaćinstava“, a 709 sa ostalim distributivnim kupcima. Za vrijeme trajanja akcije „Podijelimo

teret”, zaključeno je 9.246 sporazuma, od čega su 6.467 bili kupci koji su produžili ranije utvrđeni način izvršavanja obaveza, dok je 2.779 novih kupaca. To omogućava kupcima otplate prethodnog duga u jednakim mjesecnim ratama, u iznosu od po 20 € i izuzeće od prinudnih metoda naplate dok se poštaje 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 potpisala ugovore o izmirenju duga. Kupcima koji su blagovremeno izmirivali obaveze po navedenom sporazu EPCG nije obračunavala zateznu kamatu na dug.

U 2023. godini zaključeno je i 150 sporazuma o izvršavanju obaveza za utrošenu električnu energiju sa kupcima iz kategorije „ostala potrošnja“, pri čemu je kod ovih kupaca minimalna mjesecna rata 50 €, a u zavisnosti od visine duga, kupcima iz privrede ponuđeno je više opcija za otplate, počev od četvrtine duga, preko trećine i polovine do ukupnog iznosa duga.

U 2023. godini raskinuta su ukupno 5.252 sporazuma o izvršavanju obaveza za utrošenu električnu energiju na rate, zbog nepoštovanja zaključenih sporazuma, od čega je 2.209 bilo zaključeno u 2023. godini.

U cilju stimulisanja redovnog izmirenja računa za utrošenu električnu energiju, EPCG je u 2023. godini kupcima iz kategorije domaćinstva, čija potrošnja je ispod 500 kWh, obračunavala popust na stavke aktivne energije i mrežne usluge, i to: u visini od 13% domaćinstvima - članovima „Zlatnog tima“, tj. kupcima koji su u kontinuitetu, svakog mjeseca u godini, izmirivali svoje obaveze, i 5% domaćinstvima – ostali redovni kupci koji su izmirivali svoja dugovanja do kraja mjeseca.

U cilju smanjenja aerozagađenja, EPCG je kupcima iz Pljevalja, koji pripadaju kategoriji domaćinstva, u januaru 2023. godine obračunala popust od 50% na stavku aktivne energije, a u februaru i martu popust od 20%.

Informisanje kupaca u 2023. godini vršeno je putem besplatne info linije - 19100, internet stranice i Facebook stranice EPCG-a.

Na osnovu člana 56 stav 1 Zakona, Agenciji su u izveštajnom periodu podnijete tri žalbe, i to jedna po osnovu neispunjavanja minimuma kvaliteta snabdijevanja, koja je usvojena i vraćena EPCG na ponovni postupak i odlučivanje i dvije zbog obustave isporuke električne energije, od kojih je jedna usvojena i predmet vraćen EPCG na ponovni postupak i odlučivanje, zato što nije dokazano da je postupak obustave sproveden u skladu sa zakonom, dok je u drugom slučaju žalba odbijena zato što je u istoj stvari već odlučeno.

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

Prema podacima EPCG, po navedenom osnovu, u 2023. godini je podnijeto 17 prigovora i to 13 zbog prekida u napajanju električnom energijom (neplanirani prekidi u trajanju od 24 časa neprekidno ili 48 časova u toku mjeseca), dok su se ostali prigovori odnosili na kvalitet napona električne energije (četiri). EPCG je u 2023. godini rješila osam prigovora, dok je rješavanje devet prigovora prenijeto u 2024. godinu. Zbog nepoštovanja minimuma kvaliteta usluga subjekata, kupcima je na ime finansijske kompenzacije isplaćeno 40 €.

Agenciji su u 2023. godini dostavljena i 53 podneska za čije rješavanje nije nadležna. Navedeni podnesci su se uglavnom odnosili na račune za utrošenu električnu energiju, obračune neovlašćeno preuzete električne energije i naknadu štete. Takve podneske Agencija je, primjenom Zakona o upravnom postupku, prosleđivala nadležnom organu na postupanje ili je donosila rješenja kojima ih je odbijala zbog nенадлеžности.

U skladu sa Zakonom o zaštiti potrošača („Službeni list CG”, 02/14, 06/14, 43/15, 70/17, 67/19, 146/21) i *Odlukom o utvrđivanju liste organa nadležnih za inspekcijski nadzor nad sprovodenjem zakona koji sadrže odredbe o zaštiti potrošača* („Službeni list CG”, broj 53/21), Agencija je dužna da vodi evidenciju o primljenim žalbama potrošača i njihovom rješavanju i da podatke unosi u Centralni informacioni sistem za zaštitu potrošača – CISZP ([www.potrosac.me](http://www.potrosac.me)), čija je kontakt tačka Uprava za inspekcijske poslove.

Podatke o žalbama kupaca (potrošača), koje su rješavane u 2023. godini Agencija je evidentirala u CISZP.

**REZIME:**

Tokom 2023. 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 dugoročnom berzanskom tržištu električne energije, kojim upravlja BELEN, vršila se 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, formirana u 2023. godini na dugoročnom organizovanom tržištu u Crnoj Gori iznosila je 140,80 €/MWh, što je za 0,66% više u odnosu na 2022. godinu, za 134,08% više nego u 2021. godini i 154,15% više nego u 2020. godini. U 2023. godini CGES je 46,03% energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu kupio od EPCG, a ostatak od inostranih učesnika na tržištu.

Prosječna ponderisana cijena električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu formirana u 2023. godini na dugoročnom organizovanom tržištu u Crnoj Gori iznosila je 124,08 €/MWh, a bila je veća za 6,76% u odnosu na cijenu u 2022. godini, za 54,39% veća u odnosu na 2021. godinu i više nego duplo veća u odnosu na cijenu u 2020. godini. U periodu od 2020. do 2023. godine energija za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu je u potpunosti nabavljena od EPCG. EPCG je naknadno donijela odluke o umanjenju faktura za CEDIS u ukupnom iznosu od 23.616.564,01 €, čime je prosječnu ponderisanu cijenu postignutu na dugoročnom berzanskom tržištu od 124,08 €/MWh indirektno svela na cijenu od 52,91 €/MWh. Razvoj tržišta se mora temeljiti na jačanju povjerenja njegovih učesnika i transparentnosti, a ovakva praksa EPCG tome ne doprinosi.

Najznačajniji napredak u razvoju veleprodajnog tržišta električne energije ostvaren je uspostavljanjem dan-unaprijed tržišta, koji je prepoznat i u Izvještaju Evropske komisije o Crnoj Gori za 2023. godinu. Ovim tržištem upravlja BELEN, a počelo je sa radom 26. aprila 2023. godine. Na dan-unaprijed tržištu električne energije, registrovano je 25 učesnika, dok su dva učesnika u procesu registracije na dan 26. jun 2024. godine. 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 do 2030. godine. Naime, saglasno navedenoj uredbi EU, od 2026. godine proizvodi sa ugrađenim emisijama iz Crne Gore koji se izvoze u EU će biti predmet karbonskog „oporezivanja“, što može uticati na njihovu konkurentnost na tržištu EU. Ukoliko se želi izbjegći ovakav scenario do 2030. godine, za izvezenu električnu energiju u EU

Kada je rječ posjedovalo aktivni snab propisana og koji ne pripa električne er 2023. godini prenosni sist Cijena elektr je 9,70 €c/kW zemljama EU istog zaključ godini bila is

U decembru snabdijevanj od 50% mje izvještajnoj smještaj ili obezbjeđenje računa do 60 pravo na su subvencije ra prema poda računa od 30

U cilju stimu 2023. godin obračunava domaćinstvima mjeseca u ga izmirivali svoj

U izvještajno utrošenu ele „Podijelimo t



## **5. FINANSIJSKO POSLOVANJE ENERGETSKIH SUBJEKATA**



## 5. FINANSIJSKO POSLOVANJE ENERGETSKIH SUBJEKATA

### 5.1 Elektroenergetski sektor

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 svojim zakonskim ovlašćenjima, Agencija prati poslovanje regulisanih subjekata u odnosu na njihove ostvarene troškove i prihode. Analiza finansijskog poslovanja ovih subjekata je data 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 njenom 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 neregulisanih subjekata koji se bave licenciranim djelatnostima proizvodnje i snabdijevanja električnom energijom.

#### 5.1.1 Finansijsko poslovanje regulisanih elektroenergetskih subjekata

Agencija prema svojim zakonskim ovlašćenjima prati i analizira poslovanje energetskih 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 regulisanih subjekata i ravnoteže interesa regulisanih subjekata i korisnika njihovih usluga.

Ciljevi regulacije u proteklom periodu bili su obezbjeđenje podsticaja za povećanje ekonomске 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 regulisanih 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

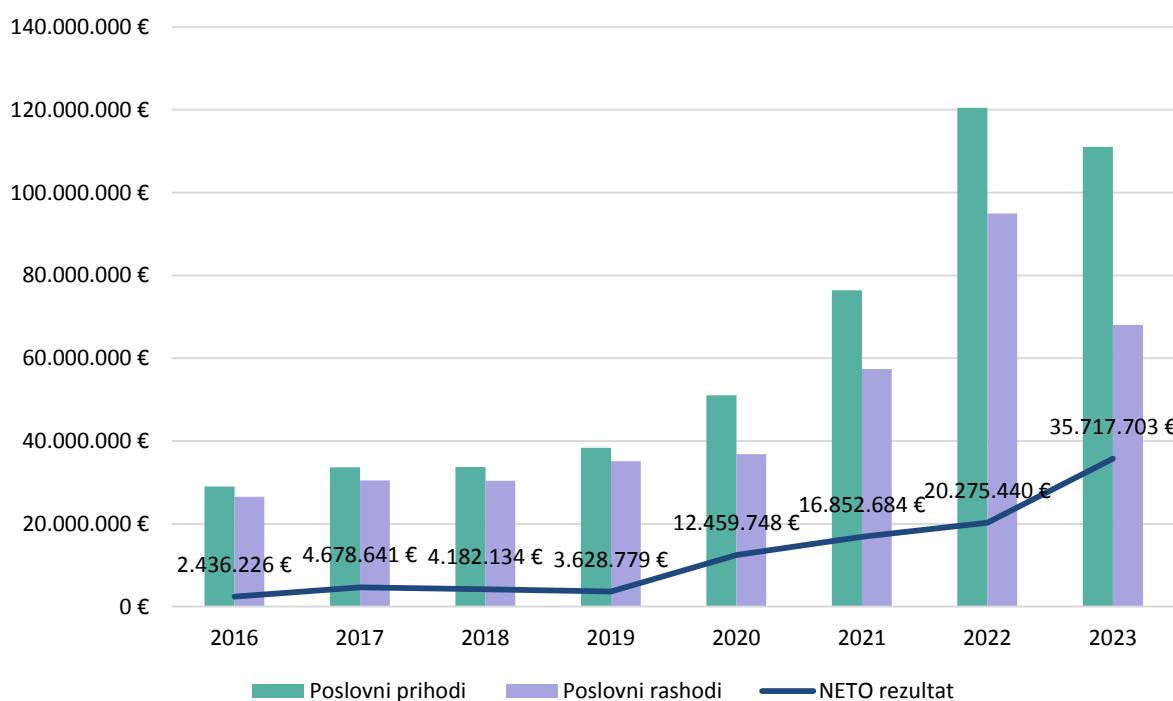
("Službeni list CG", broj 131/22), CGES-u utvrdila regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuje u cijene, u iznosu od 23.203.503 €.

Takođe je, Odlukom o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i naknade za rad operatora tržista električne energije za period 01.01.2023 - 31.12.2025. godina ("Službeni list CG", broj 131/22), COTEE-u utvrdila regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuje u naknade, u iznosu od 900.271 €.

Sa druge strane, zbog povlačenja Zahtjeva za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema, od strane CEDIS-a, za 2023. godinu nije utvrđen regulatorno dozvoljeni prihod, već su, *Odlukom o utvrđivanju privremenih cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije* ("Službeni list CG", broj 131/22) utvrđene privremene cijene na nivou cijena iz 2022. godine, kada je utvrđeni prihod za CEDIS iznosio 82.386.381 €.

#### **5.1.1.1 Rezultati poslovanja Operatora prenosnog sistema električne energije**

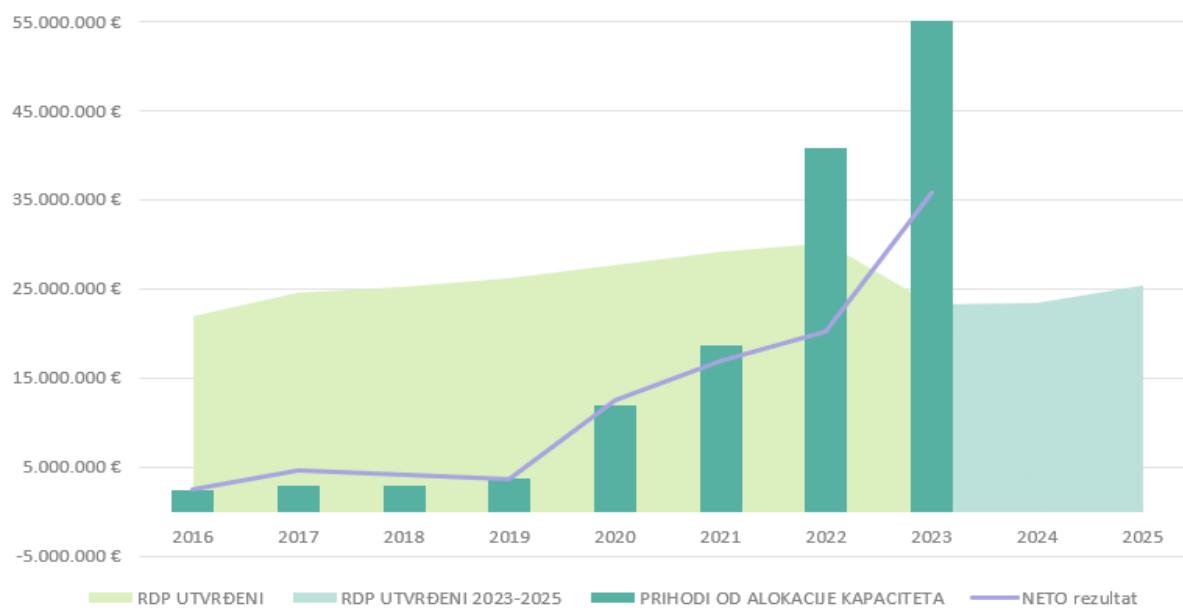
CGES je u 2023. godini iskazao dobit od 35.717.703 €, koja je za 15.442.263 €, odnosno za 76% veća u odnosu na prethodnu godinu. Na grafiku koji slijedi prikazani su poslovni prihodi i rashodi i neto rezultati ostvareni u periodu od 2016. godine do 2023. godine.



**Grafik 5.1.1 Rezultat poslovanja CGES-a u periodu od 2016. do 2023. godine**

U 2023. godini ostvareni su poslovni prihodi koji su za 9.408.473 €, odnosno za 7,81% manji u odnosu na 2022. godinu, dok su poslovni rashodi manji za 26.854.412 €, odnosno za 28,29% u odnosu na 2022. godinu, što je dovelo do poslovnog rezultata koji je za 17.445.939 €, tj. za 68,25% veći u odnosu na prethodnu godinu.

Na grafiku koji slijedi prikazano je kretanje neto rezultata poslovanja i prihoda po osnovu alokacije prekograničnih kapaciteta ostvarenih u periodu od 2016. do 2023. 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 2023. godine

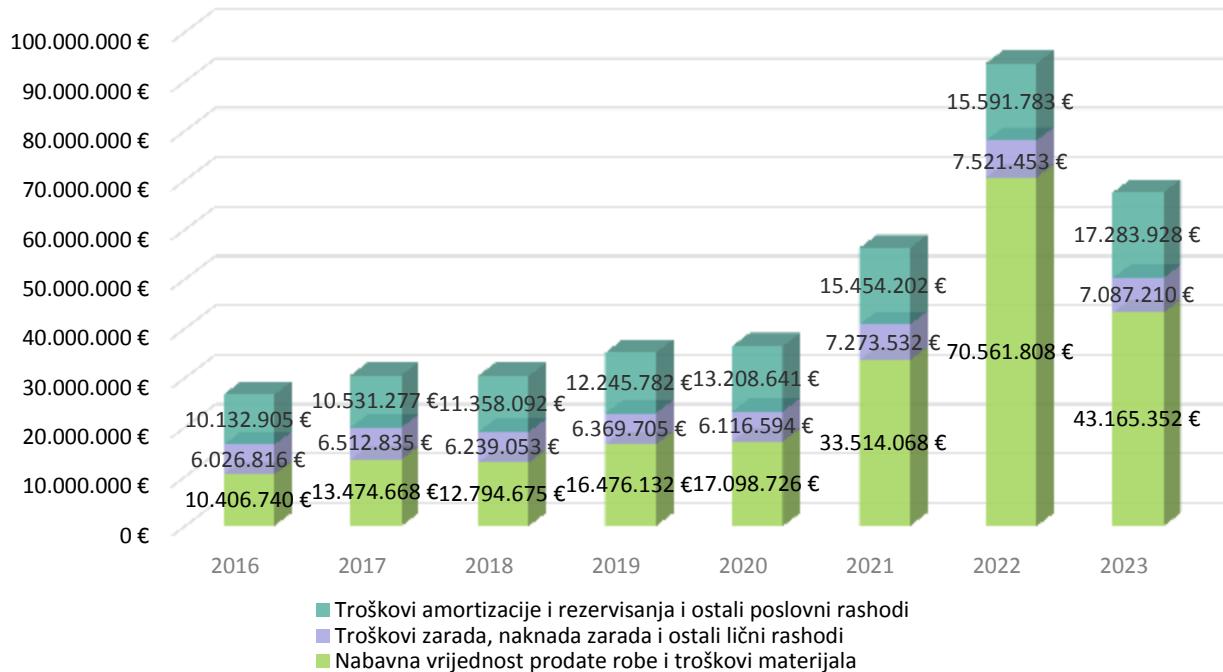
Analizirajući osmogodišnji period (2016 – 2023. godina), uviđa se da je CGES od 2016. godine poslovaо sa dobitkom, te da od puštanja u rad podmorske interkonekcije između Italije i Crne Gore, krajem 2019. godine, bilježi značajno poboljšanje rezultata poslovanja. Uspješno poslovanje rezultat je dugogodišnjih npora ove kompanije u pogledu investiranja i poboljšanja efikasnosti poslovanja.

Neto rezultat ostvaren u 2023. godini je u najvećoj mjeri odraz značajno većih ostvarenih prihoda od alokacije prekograničnih kapaciteta u odnosu na prihode koji su po ovom osnovu utvrđeni 2022. godine za 2023. godinu. Naime, prihodi od alokacije prekograničnih kapaciteta pripadaju kategoriji ostalih prihoda, koji u postupku utvrđivanja regulatorno dozvoljenog prihoda za operatora prenosnog sistema predstavljaju odbitnu stavku, tj. utiču na umanjenje cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije.

Prihodi koji su tokom 2023. godine ostvareni po ovom osnovu značajno su nadmašili projekcije sa kraja 2022. godine, koje su korišćene prilikom utvrđivanja regulatorno dozvoljenog prihoda za 2023. godinu, što je ishodovalo velikom neto dobiti. U skladu sa uspostavljenim regulatornim okvirom, ostali prihodi, koji obuhvataju i prihode od alokacije prekograničnih kapaciteta, utiču na smanjenje prihoda koji se nadoknađuje od korisnika prenosnog sistema (proizvođači i kupci). Na opisani način, ostali prihodi ostvareni u 2023. godini uticaće pozitivno na cijene za korišćenje sistema u narednom regulatornom periodu počevši od 2026. godine. Trend rasta prihoda od alokacije kapaciteta uzet je u obzir i prilikom utvrđivanja cijena za korišćenje prenosnog sistema za period 2023 - 2025. godina, što je uticalo na smanjenje regulatorno dozvoljenog prihoda CGES-a

koji pokrivaju korisnici prenosnog sistema u Crnoj Gori (za 2024. godinu - 23.325.626,99 € i za 2025. godinu - 25.385.258,37 €), što se vidi na grafiku 5.1.2.

Na grafiku koji slijedi prikazane su najznačajnije kategorije troškova, koje je CGES ostvario u periodu od 2016. do 2023. godine.



**Grafik 5.1.3** Troškovi poslovanja CGES-a u periodu od 2016. do 2023. godine

Ostali troškovi poslovanja CGES-a (troškovi amortizacije, rezervisanja i ostali poslovni rashodi) su u 2023. godini bili veći za 1.692.145 €, odnosno za 10,85% u odnosu na 2022. godinu. Ovi troškovi su veći u odnosu na prethodnu godinu uglavnom zbog većeg troška amortizacije po osnovu aktivacije novih sredstava u toku 2022. godine, troškova poreza i taksi.

S druge strane, CGES je ostvario smanjenje troškova zarada, naknada zarada i ostalih ličnih rashoda, kao i nabavne vrijednosti prodate robe i troškova materijala u ukupnom iznosu od 27.830.699 €, odnosno za 35,64% u odnosu na 2022. godinu. Troškovi zarada, naknada zarada i ostalih ličnih rashoda su smanjeni za 434.243 €, tj. za 5,77% u odnosu na prethodnu godinu, dok su nabavna vrijednost prodate robe i troškovi materijala smanjeni za 27.396.456 €, tj. za 38,83% u odnosu na prethodnu godinu.

Pregledom troškova poslovanja CGES-a u osmogodišnjem periodu (2016 – 2023. godina) primjećuje se njihov znatan porast u 2021., 2022. i 2023. godini u odnosu na ostvarene troškove u periodu 2016 – 2020. godina, posebno u dijelu troškova nabavne vrijednosti prodate robe i materijala, koji je u najvećoj mjeri odraz rasta troškova nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka u sistemu. Međutim, u 2023. godini došlo je do značajnog pada troškova nabavne vrijednosti prodate robe i usluga u odnosu na 2022. godinu, što je rezultiralo i smanjenjem ukupnih troškova poslovanja u odnosu na 2022. godinu. Do smanjenja ovih troškova je došlo zbog smanjenja troškova isporučene električne energije po osnovu usluge sekundarne regulacije,

troškova odstupanja CGES-a kao balansno odgovorne strane, troškova za angažovanje prekogranične sekundarne regulacije i troškova po osnovu Fskar mehanizma, a uslijed nižih cijena električne energije angažovane za potrebe balansiranja u odnosu na prethodnu godinu.

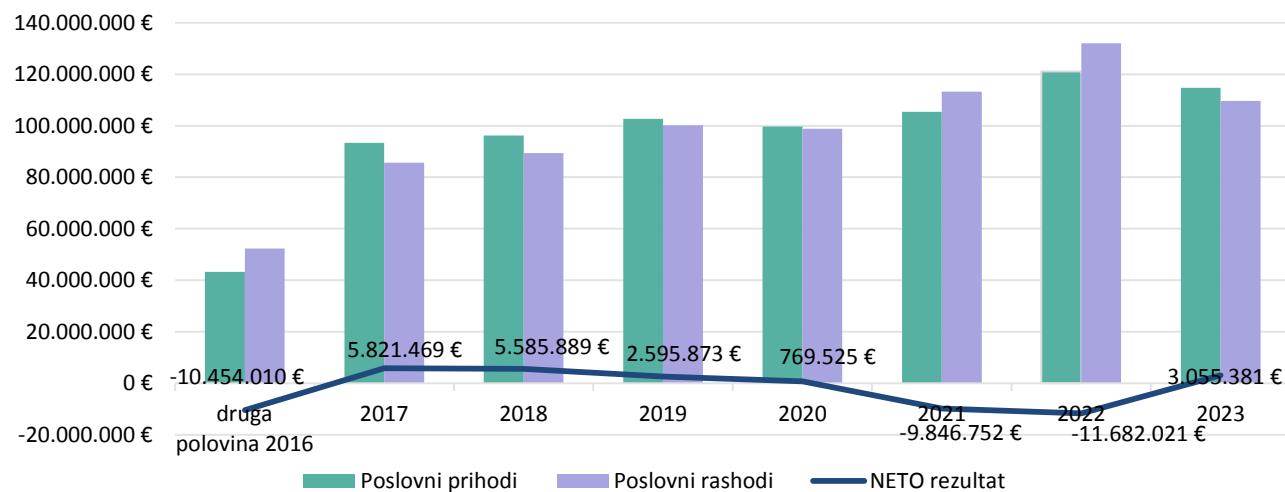
Nabavka električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu vršena je putem aukcija koje sprovodi BELEN. Energija za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu u velikoj mjeri je nabavljana od strane EPCG, a tokom 2023. godine je postignuta prosječna ponderisana cijena od 140,79 €/MWh, što je neznatno više u odnosu na ostvarenu cijenu u 2022. godini od 139,87 €/MWh, što je detaljnije obrađeno u potpoglavlju 4.2 ovog izvještaja. Sa druge strane, troškovi po osnovu opravdanih gubitaka u sistemu koji se prenose na korisnike sistema, utvrđuju se u skladu sa propisima koje donosi Agencija. Cijena na osnovu koje su, krajem 2022. godine, utvrđeni troškovi opravdanih gubitaka (koji se odnose samo na tehničke gubitke u prenosnom sistemu) za 2023. godinu iznosila je 119,36 €/MWh, što je oko 15% manje od pomenute prosječne ponderisane cijene električne energije postignute na aukcijama.

Imajući u vidu činjenicu da je CGES izvršio značajna ulaganja u prenosni sistema, a da opravdani troškovi prenosa utvrđeni za 2023. godinu čine samo 6,60% prosječnog računa za utrošenu električnu energiju za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem, prikazani rezultati poslovanja CGES-a nedvosmisleno ukazuju na to da dugoročna usmjerenost na razvoj sistema i poboljšanje efikasnosti, suštinski predstavlja usmjerenost na zadovoljenje potreba krajnjih kupaca.

### 5.1.1.2 Rezultati poslovanja Operatora distributivnog sistema električne energije

CEDIS je u 2023. godini ostvario neto dobitak od 3.055.381 €. Akumulirani gubitak iskazan u bilansu stanja ove kompanije na kraju 2023. godine iznosi 18.211.412 €.

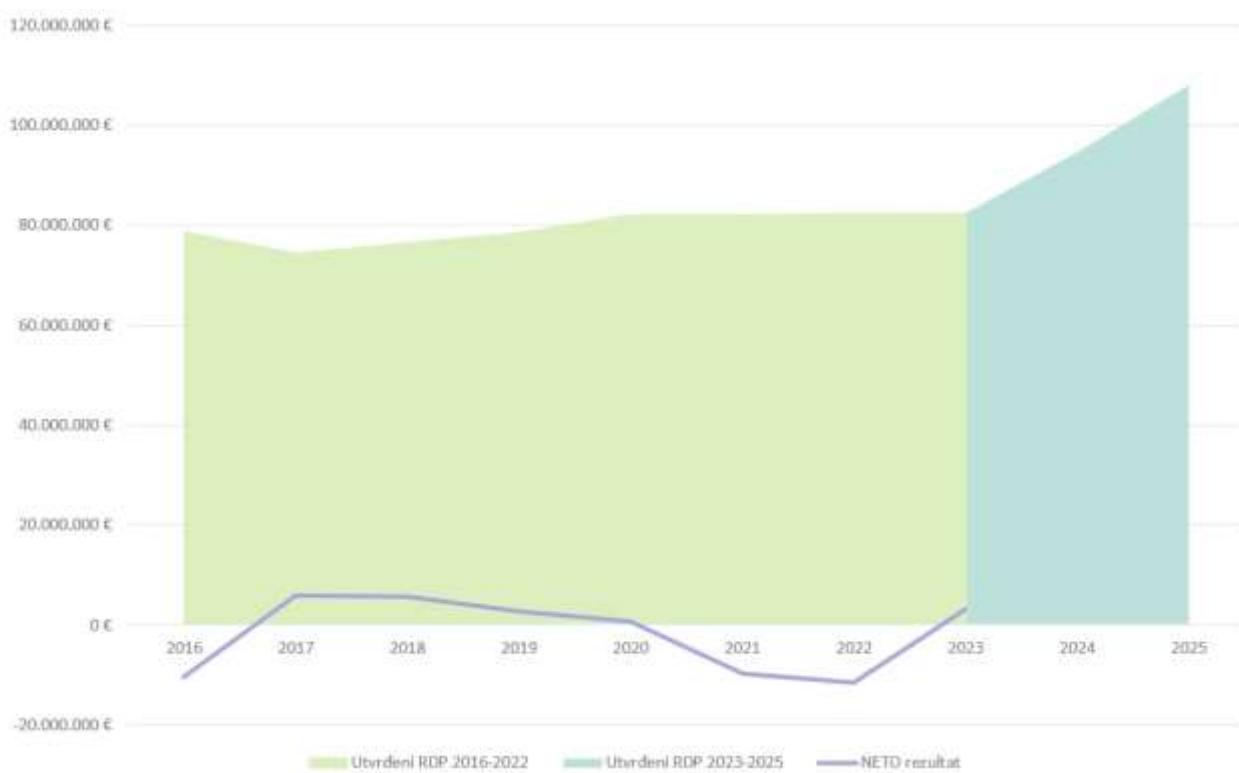
Na grafiku koji slijedi prikazani su poslovni prihodi i rashodi i neto rezultati CEDIS-a ostvareni u periodu od 2016. godine do 2023. godine.



**Grafik 5.1.4** Rezultat poslovanja CEDIS-a u periodu od 2016. do 2022. godine

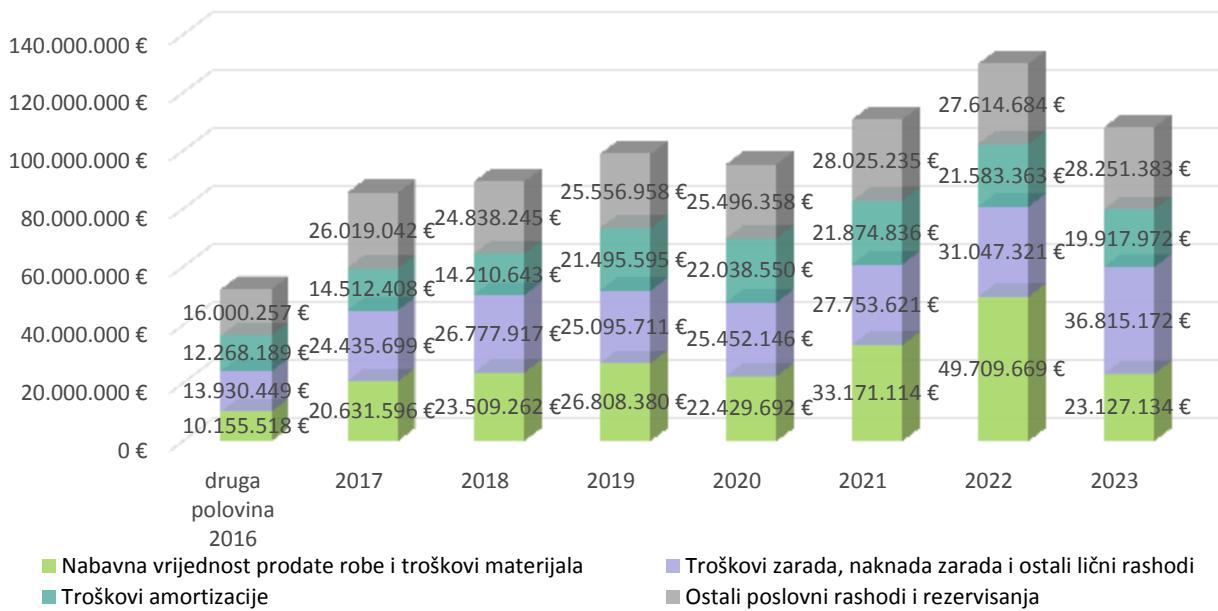
U 2023. godini ostvareni su poslovni prihodi koji su za 6.336.436 €, odnosno za 5,24% manji u odnosu na 2022. godinu, dok su poslovni rashodi manji za 22.354.741€, odnosno za 16,94% u odnosu na 2022. godinu, što je dovelo do poslovnog rezultata koji je za 16.018.305 € veći u odnosu na prethodnu godinu.

Na grafiku koji slijedi prikazano je kretanje neto rezultata CEDIS-a u periodu od 2016. do 2023. godine i regulatorno dozvoljenog prihoda utvrđenog za period od 2016. godine, zaključno sa 2025. godinom.



**Grafik 5.1.5** Utvrđeni regulatorno dozvoljeni prihod i rezultat poslovanja CEDIS-a u periodu od 2016. do 2023. godine

Analizirajući osmogodišnji period (2016 – 2023. godina), uviđa se da je CEDIS poslovoao sa gubitkom u godini osnivanja (jul 2016. godine), u 2021. i 2022. godini, dok je sa dobitkom završio 2017, 2018, 2019 i 2020. 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, dok su 2021. i 2022. godina bile obilježene ekonomskim oporavkom i rastom poslovnih prihoda, i istovremeno rastom cijena električne energije na tržištu, te značajnim povećanjem rashoda CEDIS-a. Struktura najznačajnijih kategorija ostvarenih rashoda u periodu od 2016. do 2023. godine prikazana je na grafiku koji slijedi.



**Grafik 5.1.6** Troškovi poslovanja CEDIS-a u periodu od 2016. do 2023. godine

U 2023. godini ostvareno je smanjenje troškova amortizacije i nabavne vrijednosti prodate robe i troškova materijala u ukupnom iznosu od 28.247.926 €, tj. za 39,62% u odnosu na 2022. godinu.

Navedeno smanjenje se u najvećoj mjeri odnosi na smanjenje u okviru kategorije troškova - nabavna vrijednost prodate robe i troškovi materijala, koja je u 2023. godini manja za 26.582.535 €, odnosno za 53,48% u odnosu na prethodnu godinu. Ovo odstupanje dominantno se odnosi na troškove nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu, koji su u 2023. godini iznosili 17.558.750 € (od čega se 12.830.773 € odnosi na troškove opravdanih gubitaka, a 4.727.977 € na komercijalne gubitke koji se ne pokrivaju kroz utvrđene cijene za korišćenje distributivnog sistema električne energije), a u 2022. godini 45.348.695 €.

Kao i CGES, i CEDIS je dužan da nabavlja električnu energiju za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu u transparentnom postupku, posredstvom BELEN. Energija za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu nabavljana je od strane EPCG, a tokom 2023. godine je na berzanskom tržištu postignuta prosječna ponderisana cijena od 124,08 €/MWh, po kojoj bi trošak nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu iznosio 41.175.314 €. U septembru 2023. godine Odbor direktora EPCG je donio Odluku, broj 10-00-39704, kojom se CEDIS-u umanjuju troškovi nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka za januar i februar 2023. godine. Navedena odluka donijeta je na temelju Zaključaka Vlade broj 07-010/23-375/2 od 31. januara 2023. godine, a u vezi sa primjenom Zakona o dopunama Zakona o energetici („Službeni list CG“, br. 152/22), kojim je krajem 2022. godine propisana mogućnost da Vlada u ime „ekstremnog rasta cijena električne energije na tržištu“ uvede posebne mjere. Pomenutim zaključcima, Vlada je zadužila „Odbor direktora Elektroprivrede Crne Gore AD Nikšić da u skladu sa članom 213 stav 1 tačka 2 Zakona o energetici („Službeni list CG“, br. 5/16, 51/17, 82/20, 29/22 i 152/22) za period od 1. januara do 28. februara 2023. godine ugovori posebne uslove trgovine za

*nabavku gubitaka na mreži CEDIS-a na nivou regulatorno odobrene cijene metodom knjižnog odobrenja*<sup>53</sup>. Agencija je već ukazala na negativne efekte primjene Zakona o dopunama Zakona o energetici („Službeni list CG”, broj 152/22) i predmetnih zaključaka Vlade u Izvještaju o stanju energetskog sektora Crne Gore za 2022. godinu, u okviru potpoglavlja 4.2 – Veleprodajno tržište električne energije. Međutim, primjena spornih rješanja je nastavljena i nakon isteka perioda na koji su se odnosili prethodno navedeni Zaključci.

Odbor EPCG je u martu 2024. godine donio Odluku, broj 10-00-12685, kojom su umanjeni troškovi CEDIS-a za nabavku električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu za preostale mjesecce 2023. godine (mart - decembar). Ovaj put to je urađeno čak i bez donošenja zaključaka Vlade. Po navedenom osnovu, a prema podacima CEDIS-a, njegovi troškovi su umanjeni ukupno za 23.616.564 €. Knjižnim odobrenjima su ovi troškovi svedeni na iznos koji odražava cijenu od 52,91 €/MWh.

Ovakvo postupanje ne smije postati praksa jer primjena knjižnih odobrenja može da naruši povjerenje drugih učesnika na tržištu u pouzdanost cjenovnog signala, budući da su cijene koje su ostvarene u transparentnim postupcima na dugoročnom berzanskom tržištu - onako kako to Zakon i nalaže indirektno ex-post promijenjene, a da drugi učesnici na tržištu nijesu mogli imati saznanja o tome u trenutku kada bi takva informacija bila relevantna za njihove odluke o kupovini ili prodaji električne energije na tom tržištu. Dodatno, ovakve transakcije između povezanih lica (EPCG – matično društvo i CEDIS – zavisno društvo) i naknadno umanjenje računa na vrijednost koja nije tržišna, po mišljenju Agencije, mogu imati složene poreske implikacije s obzirom na to da su u značajnoj mjeri uticale na visinu iskazanog rezultata poslovanja matičnog i zavisnog pravnog lica u 2023. godini, a time i otvorile brojna pitanja u vezi sa oporezivanjem dobiti i transfernim cijenama.

Ostvarenje pozitivnog rezultata poslovanja CEDIS u 2023. godini se, dakle, mora sagledati isključivo u kontekstu gorenavedenih odluka EPCG, koja je u izvještajnoj godini izvršila i dokapitalizaciju CEDIS kroz povećanje svog osnivačkog uloga za 21.578.253 €.

U 2023. godini ostvaren je rast troškova zarada, naknada zarada i ostalih ličnih rashoda, kao i ostalih poslovnih rashoda i rezervisanja u ukupnom iznosu od 6.404.550 €, tj. za 10,92% u odnosu na 2022. godinu.

Navedeno povećanje se u najvećoj mjeri odnosi na povećanje troškova zarada, naknada zarada i ostalih ličnih rashoda, koji su u 2023. godini veći za 5.767.851 €, odnosno za 18,58% u odnosu na 2022. godinu, za 9.061.551 € ili 32,65 % u odnosu na 2021. godinu, a za 11.363.026 € ili 44,64% u odnosu na 2020. godinu. Dakle, i pored nezavidne finansijske pozicije CEDIS-a u navedenom periodu, troškovi zarada se u kontinuitetu povećavaju. Prema podacima iz Statističkog aneksa, objavljenog na portalu Uprave prihoda i carina Crne Gore<sup>54</sup>, prosječan broj zaposlenih u 2023. godini iznosio je 1.721, što je za 98 više u odnosu na 2022. godinu, za 292 više u odnosu na 2021.

---

<sup>53</sup> <https://www.gov.me/clanak/saopstenje-o-odlukama-vlade-crne-gore-donijetim-na-telefonskoj-sjednici-odrzanoj-31-januara-2023-godine>

<sup>54</sup> <https://www.gov.me/dokumenta/9b66874a-e078-470b-9b94-a323066a65d2>  
<https://eprijava.tax.gov.me/TaxisPortal>

godinu, a za 361 u odnosu na 2020. godinu. Broj zaposlenih je nastavio da se povećava i u 2024. godini, pa prema podacima CEDIS-a broj zaposlenih na dan 31. maj 2024. godine iznosi 1.784<sup>55</sup>. Uzimajući u obzir 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 cijelosti 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.

S druge strane, na poslovne prihode CEDIS-a umnogome je uticala odluka s kraja 2022. godine da povuče zahtjev za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema za period 2023 - 2025. godina, zbog čega je, u skladu sa propisima, u 2023. godini produžena primjena cijena za korišćenje distributivnog sistema utvrđena za 2022. godinu. Odluku o povlačenju Zahtjeva CEDIS je donio na temelju Pisma o namjeri EPCG, broj 10-00-55502 od 29. novembra 2022. godine, u kojem se navodi da će EPCG izvršiti finansijsku konsolidaciju zavisnog privrednog društva CEDIS. Zbog navedene odluke CEDIS je u 2023. godini ostvario značajno manje poslovne prihode od prihoda koje bi ostvario da je postupak okončan utvrđivanjem novih cijena od strane Agencije.

Imajući u vidu da je CEDIS 2023. godinu završio sa profitom od 3.055.381 €, koji ne reflektuje kvalitet poslovnih odluka samog CEDIS-a, već je, prije svega, izraz naknadnih intervencija matičnog društva (EPCG), i trend rasta troškova koje CEDIS može kontrolisati, neophodno je preuzeti mјere za poboljšanje efikasnosti i smanjenje kontrolabilnih troškova. Neefikasnost poslovanja CEDIS-a, osim što narušava dugoročnu sposobnost ove regulisane kompanije da ispunjava zahtjeve korisnika i da ulaže u razvoj mreže, utiče i na poslovanje i investicionu sposobnost njegovog matičnog društva koje ima ključnu ulogu u snabdijevanju domaćeg konzuma električnom energijom.

Operator distributivnog sistema treba na nediskriminatoran način da doprinese razvoju tržišta i drugih energetskih djelatnosti – proizvodnje i snabdijevanja električnom energijom. Sproveođenje energetske tranzicije zahtjeva velika ulaganja, kako u proizvodne kapacitete, tako i u mreže koje moraju biti spremne za priključenje novih objekata koji će proizvoditi energiju iz obnovljivih izvora. Ovaj proces od operatora sistema zahtjeva ne samo investicije povezane sa priključenjem novih proizvodnih kapaciteta, već i veće troškove upravljanja sistemom. Pored omogućavanja integracije obnovljivih izvora, tranzicija podrazumijeva i stvaranje uslova za veće učešće krajnjih kupaca na tržištu (ulaganja u pametne mreže) i ulazak novih aktera, poput aggregadora, operatora za skladištenje električne energije, itd. U tom smislu, predstojeća neminovalna promjena načina funkcionisanja distributivnog sistema je izuzetno složena i mogu je sprovesti samo finansijski zdrave kompanije. U prilog tome da za promjenu korporativne kulture, poboljšanje efikasnosti i smanjenje operativnih troškova ove kompanije nema više čekanja, govori i činjenica da veoma izazovan period predstoji i pred EPCG - matičnim društvom na koje se CEDIS oslanjala. Naime,

---

<sup>55</sup> <https://cedis.me/cedis-u-brojkama/>

EPCG će zbog remonta TE „Pljevlja“ (koja je u prethodnoj deceniji činila u prosjeku oko 43% proizvodnje električne energije u zemlji), u trajanju od osam mjeseci, značajna sredstva morati da uloži u uvoz električne energije tokom 2025. godine.

### **5.1.1.3 Rezultati poslovanja Operatora tržišta električne energije**

COTEE je 2023. godinu završio sa neto dobitkom od 6.722 €. COTEE je energetski subjekat koji obavlja djelatnost organizovanja i upravljanja tržištem električne energije, izuzev balansnim i berzanskim tržištem električne energije. Ovaj subjekat se finansira od naknada za rad koje naplaćuje od učesnika na tržištu, a koje utvrđuje Agencija. Regulatorno dozvoljeni prihod operatora tržišta električne energije pokriva ukupne opravdane troškove poslovanja, nabavku osnovnih sredstava neophodnih za obavljanje energetske djelatnosti, amortizaciju i razumnu dobit. Od osnivanja do danas, operatoru tržišta je obezbijeđena stabilnost poslovanja kroz primjenu regulatornog okvira utvrđenog od strane Agencije i ova kompanija je u kontinuitetu ostvarivala pozitivne neto rezultate.

### **5.1.2 Finansijsko poslovanje neregulisanih elektroenergetskih subjekata**

U elektroenergetskom sektoru je tokom 2023. godine, kao i 2022. godine, poslovalo 17 kompanija koje se bave neregulisanim djelatnostima. Ove kompanije se bave djelatnostima proizvodnje i snabdijevanja električnom energijom. Licencu za snabdijevanje električnom energijom posjeduje 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 „Twifin Tesla“ DOO Podgorica. Međutim, samo EPCG je tokom 2023. godine bila aktivni snabdjevač, te stoga rezultati poslovanja ostalih pet subjekata nijesu prikazani na Grafiku 5.1.7.

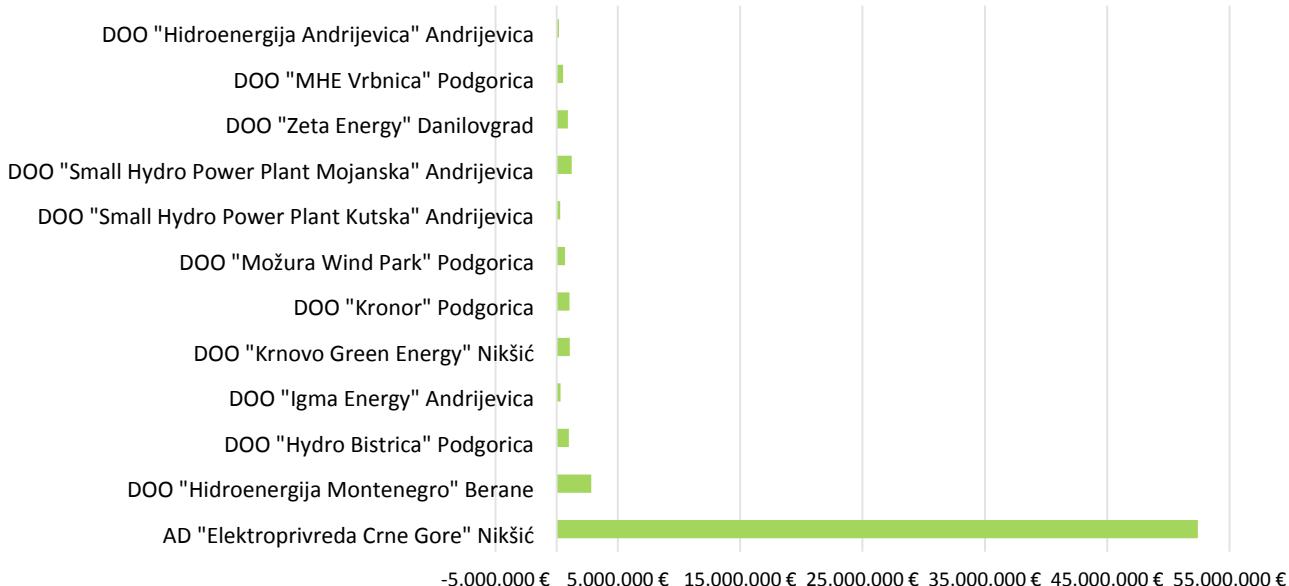
EPCG pored djelatnosti snabdijevanja, obavlja i djelatnost proizvodnje električne energije i učestvuje na veleprodajnom tržištu električne energije. Zbog rasta cijena električne energije na veleprodajnom tržištu, tokom 2023. godine su tri povlašćena proizvođača (DOO „Hidroenergija Montenegro“ Podgorica, DOO „BB Hidro“ Podgorica i DOO „Viridi Progressum“ Kolašin<sup>56</sup>), prodavala električnu energiju na veleprodajnom tržištu bez prava na podsticajne mjere, što je detaljnije obradeno u potpoglavlju 6.6 ovog izvještaja.

U nastavku je dat prikaz rezultata u 2023. godini, ostvarenih od strane tržišnih energetskih subjekata koji posjeduju licencu za snabdijevanje i/ili proizvodnju električne energije, iz kojih se

---

<sup>56</sup> Proizvodni objekti DOO „BB Hidro“ Podgorica i DOO „Viridi Progressum“ Kolašin imaju instalisanu snagu koja ne prelazi 1 MW, pa ove kompanije, saglasno članu 74 stav 1 tačka 2 Zakona, obavljaju djelatnost proizvodnje električne energije bez licence.

može zaključiti da je 12 kompanija imalo pozitivan rezultat poslovanja.<sup>57</sup> Finansijsko poslovanje ovih kompanija nije predmet nadzora koji vrši Agencija u skladu sa Zakonom.



**Grafik 5.1.7** Rezultat poslovanja tržišnih elektroenergetskih subjekata u 2023. godini

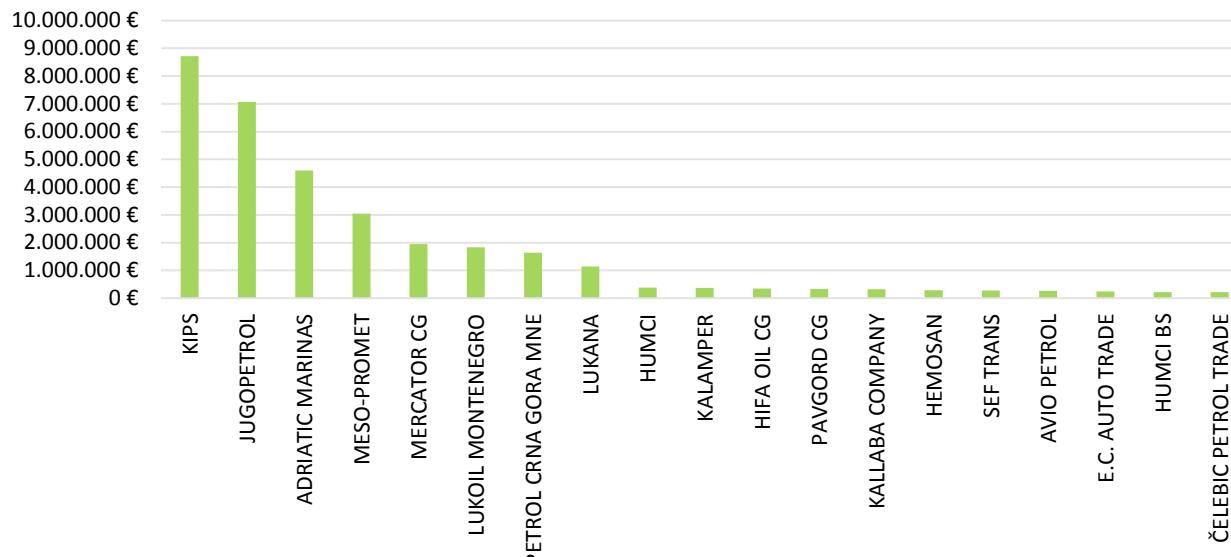
## 5.2 Sektor nafte i gasa

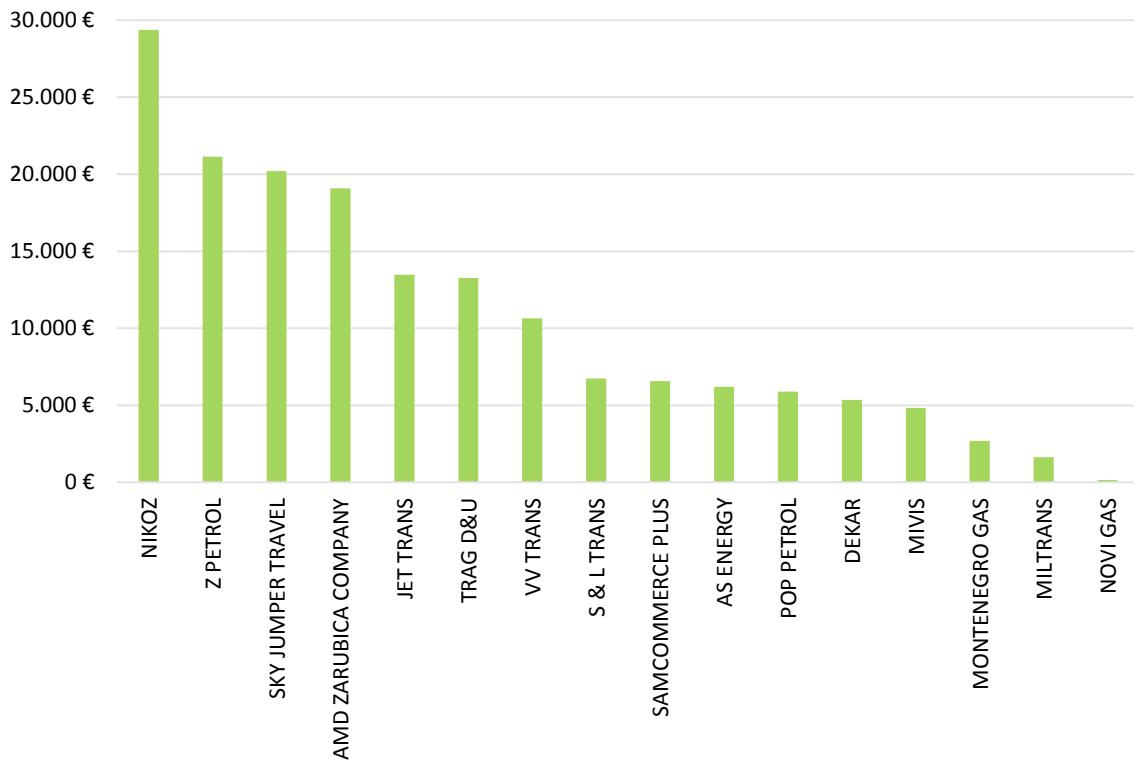
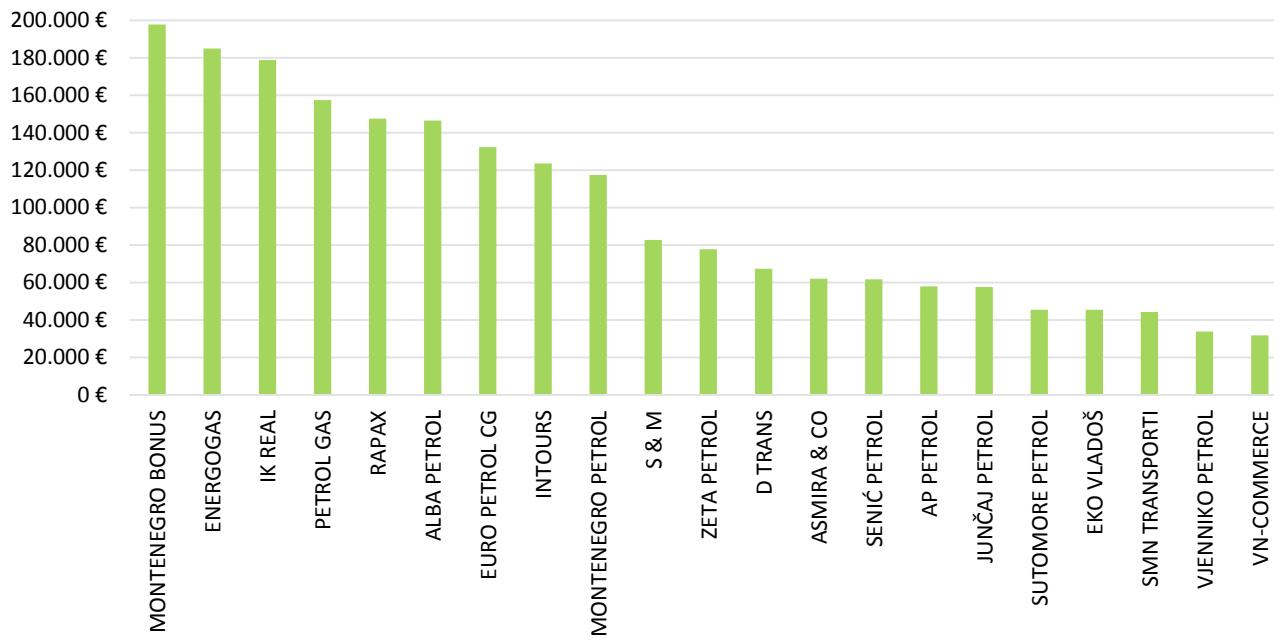
U sektoru nafte i gasa na kraju 2023. godine poslova 61 subjekat koji se bavi trgovinom, skladištenjem i/ili transportom naftnih derivata, TNG i prirodnog gasa. Osim navedenim djelatnostima, neki od ovih subjekata se bave i drugim tržišnim djelatnostima, koje nijesu licencirane od strane Agencije.

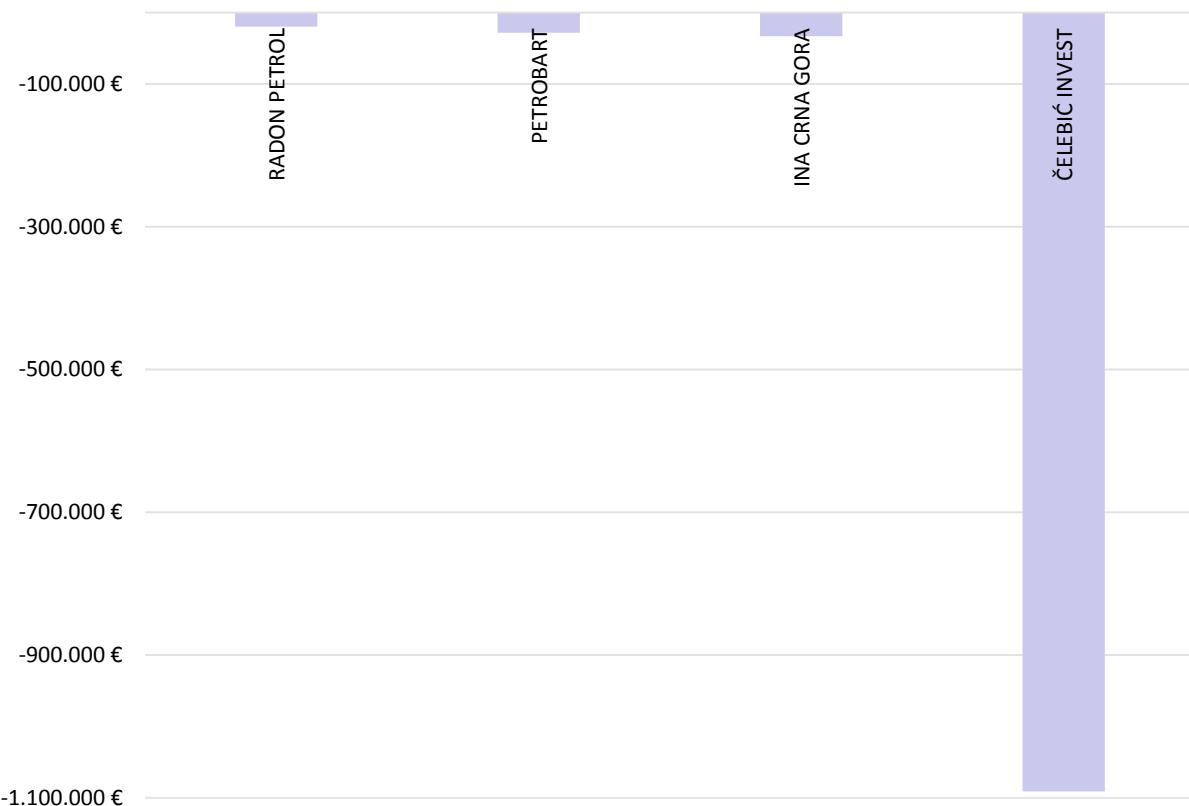
U nastavku je dat prikaz poslovanja za izvještajnu godinu onih subjekata koji, između ostalog, obavljaju i djelatnosti iz sektora nafte i gasa, iz kog se može zaključiti da je 56 kompanija imalo pozitivan, a četiri kompanije negativan rezultat poslovanja. Za jednog subjekta, podaci za 2023. godinu nijesu bili dostupni na portalu Uprave prihoda i carine Crne Gore<sup>58</sup>.

<sup>57</sup> Izvor: <https://eprijava.tax.gov.me/TaxisPortal>

<sup>58</sup> Izvor: <https://eprijava.tax.gov.me/TaxisPortal>







**Grafik 5.2.1** Rezultati poslovanja tržišnih subjekata u sektoru nafte i gasa u 2023. godini

**REZIME:**

*CGES je u 2023. godini iskazao dobit od 35.717.703 €, koja je za 15.442.263 €, odnosno za 76% veća u odnosu na prethodnu godinu. Ovaj regulisani subjekat je od 2016. godine poslova 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 2023. godini ostvario neto dobitak od 3.055.381 €, dok akumulirani gubitak iskazan u bilansu stanja ove kompanije na kraju 2023. godine iznosi 18.211.412 €. Godina je završena pozitivnim rezultatom poslovanja zahvaljujući odlukama EPCG kojima su za 23.616.564 € umanjeni troškovi nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka za 2023. godinu. Ovakvo postupanje ne smije postati praksa jer primjena knjižnih odobrenja može da naruši povjerenje drugih učesnika na tržištu u pouzdanost cjenovnog signala, budući da su cijene koje su ostvarene u transparentnim postupcima na dugoročnom berzanskom tržištu - onako kako to Zakon o energetici i nalaže - indirektno ex-post promijenjene, a da drugi učesnici na tržištu nijesu mogli imati saznanja o tome u trenutku kada bi takva informacija bila relevantna za njihove odluke o kupovini ili prodaji električne energije na tom tržištu. Dodatno, ovakve transakcije između povezanih lica (EPCG-matično društvo i CEDIS-zavisno društvo) i naknadno umanjenje računa na vrijednost koja nije tržišna, imaju i složene poreske implikacije s obzirom na to da su u značajnoj mjeri uticale na visinu iskazanog rezultata matičnog i zavisnog pravnog lica u 2023. godini, a time i otvorile brojna pitanja u vezi sa oporezivanjem dobiti i transfernim cijenama.*

*Osim na navedeni način, EPCG je doprinijela finansijskoj konsolidaciji CEDIS-a i kroz dokapitalizaciju koja je izvršena u 2023. godini, kada je povećan ulog EPCG u ovom društvu za 21.578.253 €.*

*Sprovođenje energetske tranzicije zahtijeva velika ulaganja, kako u proizvodne kapacitete, tako i u mreže koje moraju biti spremne za priključenje novih objekata koji će proizvoditi energiju iz obnovljivih izvora. Predstojeća neminovalna promjena načina funkcionisanja distributivnog sistema je izuzetno složena i mogu je sprovesti samo finansijski zdrave kompanije. U prilog tome da za promjenu korporativne kulture, poboljšanje efikasnosti i smanjenje operativnih troškova CEDIS-a nema više čekanja, govori i činjenica da veoma izazovan period predstoji i pred njenim matičnim društvom - uvoz električne energije tokom 2025. godine zbog remonta TE „Pljevlja“.*

*COTEE je 2023. godinu završio sa neto dobitkom od 6.722 €. 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 2023. godine poslovalo 17 kompanija koje se bave neregulisanim licenciranim djelatnostima (proizvodnja i snabdijevanje električnom energijom), od čega je 12 kompanija imalo pozitivan rezultat poslovanja.*

*U sektoru nafte i gasa na kraju 2023. godine poslova je 61 subjekat koji se bavi trgovinom, skladištenjem i/ili transportom naftnih derivata, TNG i prirodnog gasa, od čega je 56 kompanija imalo pozitivan, a četiri kompanije negativan rezultat poslovanja. Za jednog subjekta, podaci za 2023. godinu nijesu bili dostupni.*

## **6. NORMATIVNE I UPRAVNE AKTIVNOSTI AGENCIJE U 2023. GODINI**



## **6. NORMATIVNE I UPRAVNE AKTIVNOSTI AGENCIJE U 2023. GODINI**

### **6.1 Donošenje podzakonskih akata**

Normativna djelatnost Agencije obuhvata izradu teksta nacrta 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 energetskih subjekata.

#### **6.1.1 Oblast električne energije**

Agencija je tokom 2023. godine utvrdila, odnosno donijela:

- Metodologiju o dopunama Metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije ("Službeni list CG", broj 37/23);
- Metodologiju o izmjenama i dopunama Metodologije za utvrđivanje cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije ("Službeni list CG", broj 37/23);
- Metodologiju o dopunama Metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije ("Službeni list CG", broj 37/23);
- Metodologiju o dopunama Metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i naknade za rad operatora tržišta električne energije ("Službeni list CG", broj 37/23);
- Pravila o dopunama Pravila za korekcije cijena i naknada ("Službeni list CG", broj 37/23);
- Pravila o izmjenama i dopunama Pravila o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom ("Službeni list CG", broj 59/23).

#### **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 i Zakon o prekograničnoj razmjeni električne energije i gase, transponovana je EU Regulativa koja se odnosi na regulaciju tržišta gasa. Ovim zakonima je propisana obaveza da Crna Gora doneše 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 energetskih subjekata**

Postupajući po zahtjevu CGES, Agencija je u 2023. godini odobrila Odluku o utvrđivanju jediničnih naknada za priključenje na prenosni sistem električne energije („Službeni list CG“, broj 14/23).

U 2023. godini je izostalo donošenje jednog od ključnih akata subjekata koji uređuje funkcionisanje elektroenergetskog sektora – Tržišnih pravila. Imajući u vidu datum stupanja na snagu Zakona o izmjenama i dopunama Zakona o energetici („Službeni list CG”, broj 82/20), kao i rok propisan njegovim članom 77, jasno je da COTEE od avgusta 2020. godine nema Tržišna pravila usklađena sa Zakonom. COTEE je navedeni akt dostavio Agenciji tek u januaru 2023. godine, a Agencija mu je svoje primjedbe i sugestije dostavila iste godine u februaru. Tek u decembru 2023. godine, COTEE je Agenciji dostavio korigovani tekst predloga navedenog akta. Početkom marta 2024. godine, COTEE-u su ponovo dostavljene primjedbe i sugestije Agencije na pomenuti propis, koje nijesu bile uvažene prilikom prethodne iteracije.

U trenutku sačinjavanja ovog izvještaja konstatuje se da je COTEE dostavio korigovani akt 23. maja 2024. godine i postupak njegovog odobravanja je u toku pred Agencijom.

Izmjena nadležnosti u oblasti obnovljivih izvora energije je rezultirala obavezom Agencije da odobrava pravila o garancijama porijekla koje operator tržišta donosi u skladu sa propisom Vlade Crne Gore i pravilima evropskog udruženja organizacija koje izdaju garancije porijekla, kao i akt operatora tržišta kojim se utvrđuje naknada za korišćenje registra garancija porijekla, koji su dužni da plaćaju korisnici registra. COTEE u 2023. godini nije dostavio Agenciji predmetna akta na odobravanje.

U trenutku sačinjavanja ovog izvještaja konstatuje se da je COTEE u junu 2024. godine dostavio cjenovnik usluga korišćenja registra garancija porijekla, na odobravanje.

### **6.3 Utvrđivanje cijena i naknada**

*Odlukom Agencije o trajanju regulatornog perioda za regulisane elektroenergetske subjekte, broj 22/840-2 od 24. februara 2022. godine, definisano je da regulatorni period za operatora prenosnog sistema, operatora distributivnog sistema i operatora tržišta električne energije, počinje 01.01.2023. godine i traje do 31.12.2025. godine. Krajem 2022. godine donijete su odluke o utvrđivanju regulatorno dozvoljenih prihoda za navedeni regulatorni period za operatora prenosnog sistema električne energije (CGES) i za operatora tržišta električne energije (COTEE), dok je za operatora distributivnog sistema (CEDIS) donijeta Odluka o utvrđivanju privremenih cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije ("Službeni list CG", broj 131/22).*

CEDIS je 30. avgusta 2023. godine podnio *Zahtjev za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema za 2024. i 2025. godinu (regulatorni period 2023 - 2025. godina), broj 10-00-29323*. Postupajući po navedenom zahtjevu, Agencija je sprovedla postupak u skladu sa *Zakonom o energetici („Službeni list CG”, br. 5/16, 51/17, 82/20, 29/22 i 152/22)* i *Metodologijom za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije („Službeni list CG”, br. 71/22 i 37/23)*, koji je okončan donošenjem *Odluke o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije za 2024. i 2025. godinu („Službeni list CG”, br. 107/23)*, krajem novembra 2023. 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 2023. godini dostavio *Zahtjev, broj 7012/5-D/23-2145/1 od 29. avgusta 2023. godine, za davanje saglasnosti na „Ažurirani investicioni plan CGES-a za period 2023 - 2025. godina“ i „Program otkupa infrastrukture za period 2023 - 2025. godina“, po osnovu koga je Agencija donijela Odluku o davanju saglasnosti, broj 23/3406-14 od 25. decembra 2023. godine.* Navedenom odlukom data je saglasnost na investicije u vrijednosti od 10.669.000 € u 2024. godini i 9.279.000 € u 2025. godini, kao i na otkup infrastrukture u vrijednosti od 500.000 € u 2025. godini.

CEDIS je, takođe, dostavio *Zahtjev, broj 10-10-29411 od 31. avgusta 2023. godine, za davanje saglasnosti na „Ažurirani investicioni plan za period 2024 - 2025. godina“ i „Program otkupa elektroenergetske infrastrukture u vlasništvu trećih lica za period 2024 - 2026. godina“, po osnovu koga je Agencija donijela Odluku o davanju saglasnosti, broj 23/3420-10 od 25. decembra 2023. godine.* Navedenom odlukom data je saglasnost na investicije u vrijednosti od 36.362.898 € u 2024. godini i 29.854.954 € u 2025. godini, kao i na otkup elektroenergetske infrastrukture u vlasništvu trećih lica u vrijednosti od 17.061.203,86 € u 2024. godini i 15.973.950,99 € u 2025. godini.

## **6.5 Izdavanje licenci za obavljanje energetskih djelatnosti**

Licenciranje energetskih subjekata propisano je Zakonom, a bliže razrađeno Pravilima o licencama za obavljanje energetskih djelatnosti koje je donijela Agencija.

Za obavljanje energetskih djelatnosti u oblasti naftnih derivata i tečnog naftnog gasa, Agencija je tokom 2023. godine izdala 48 novih licenci. Pored izdavanja novih licenci, tokom 2023. godine je zbog promjene obima obavljanja energetske djelatnosti izvršeno 18 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 14 licenci. Pored toga, produžena je jedna licenca, a odbijeno je 10 zahtjeva za izdavanje licence.

## **6.6 Obnovljivi izvori i visokoefikasna kogeneracija**

Nadležnost Agencije da utvrđuje status povlašćenog proizvođača električne energije i privremeni status povlašćenog proizvođača propisana je Zakonom. Podzakonskim aktom Vlade Crne Gore – *Uredbom o načinu sticanja statusa i ostvarivanja prava povlašćenog proizvođača električne energije* („Službeni list CG“, br. 59/16 i 89/20), propisan je sadržaj zahtjeva za sticanje navedenih statusa, te utvrđena dokumentacija koja se uz zahtjev dostavlja, a koje Agencija cijeni u postupku.

Vlada Crne Gore je Zaključima, broj 04-3550/4 od 22. jula 2021. godine, utvrdila da je ispunjen nacionalni cilj od 33% udjela energije iz obnovljivih izvora u ukupnoj finalnoj potrošnji energije u Crnoj Gori, te zadužila resorno ministarstvo da obavijesti Agenciju o obavezi postupanja u skladu sa članom 98 Zakona.

Naime, članom 98 stav 3 Zakona propisano je da će Vlada prestati da podstiče izgradnju novih objekata za proizvodnju energije iz obnovljivih izvora, a Agencija prestati sa daljom dodjelom statusa povlašćenog proizvođača, u slučaju dostizanja nacionalnog cilja, utvrđenog Nacionalnim akcionim planom korišćenja energije iz obnovljivih izvora do 2020. godine od strane Vlade Crne Gore, od 33%.

Ministarstvo kapitalnih investicija je o donošenju navedenih zaključaka Vlade Crne Gore obavijestilo Agenciju dopisom od 26. jula 2021. godine, u kojem je navedeno: „*Postupajući po navedenom Zaključku, a uvažavajući činjenicu da je Vlada utvrdila da je nacionalni cilj od 33% udjela energije iz obnovljivih izvora u ukupnoj finalnoj potrošnji energije u Crnoj Gori, obavještavamo Vas da su se stekli uslovi da primijenite odredbu člana 98 Zakona o energetici („Službeni list CG”, br. 5/16, 51/17 i 82/20) i prestanete sa daljom dodjelom statusa povlašćenog proizvođača*“.

Dodatno, Vlada Crne Gore je 26. jula 2021. godine donijela Uredbu o prestanku važenja Uredbe o načinu ostvarivanja i visini podsticajnih cijena za električnu energiju proizvedenu iz obnovljivih izvora i visokoefikasne kogeneracije („Službeni list CG“, broj 82/21).

Bitno je napomenuti da je Crna Gora preuzela obavezu sprovođenja odluke (2022/02/MC od 15. decembra 2022. godine), donesene na sastanku Ministarskog savjeta Energetske zajednice, kojom je nacionalni cilj sa 33% povećan na 50%, nakon čega je Vlada Crne Gore donijela Zaključke, broj 08-302/23-5973/2 od 11. januara 2024. godine, kojim je usvojila Informaciju o stavljanju van snage Zaključaka, broj 04-3550/4 od 22. jula 2021. godine.

Kod činjenice da je, kako je prethodno rečeno, Uredba o načinu ostvarivanja i visini podsticajnih cijena za električnu energiju proizvedenu iz obnovljivih izvora i visokoefikasne kogeneracije stavljena van snage, a da je Uredba o načinu sticanja statusa i ostvarivanja prava povlašćenog proizvođača električne energije i dalje na snazi, postavlja se pitanje ostvarivanja prava na otkupnu cijenu u slučaju eventualnog utvrđivanja privremenog statusa povlašćenog proizvođača, odnosno statusa povlašćenog proizvođača.

Podaci o svim važećim statusima povlašćenog proizvođača i privremenim statusima povlašćenog proizvođača utvrđenim u prethodnom periodu upisani su u registar povlašćenih proizvođača, koji je objavljen na internet stranici Agencije.

U Tabeli 6.6.1 prikazani su proizvođači i pripadajući proizvodni objekti koji su 2023. godine imali utvrđen status povlašćenog proizvođača.

**Tabela 6.6.1** Proizvođači koji su u 2023. 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 „Hidroenergija 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
2.	DOO „Synergy”, Podgorica	mHE „Vrelo”, Bijelo Polje	09.07.2027
		mHE „Bradavec”, Andrijevica	08.11.2027
3.	DOO „Igma Energy”, Andrijevica	mHE „Piševska rijeka”, Andrijevica	21.06.2029
		mHE „Jara”, Plav	23.11.2028
4.	DOO „Kronor”, Podgorica	mHE „Babino polje”, Plav	01.11.2029
		VE „Krnovi”, Nikšić	02.11.2029
5.	DOO „Krnovi Green Energy”, 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	mHE „Alliance“, Podgorica	27.07.2032
19.	DOO „Fudbalski savez Crne Gore“, Podgorica	mHE „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 Mišnića“, 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

Prema podacima iz tabele, u 2023. godini je 26 povlašćenih proizvođača imalo status povlašćenog proizvođača za 39 proizvodnih objekata, ali je njih 23 sa COTEE imalo zaključen ugovor o otkupu proizvedene električne energije iz 29 proizvodnih objekata. Naime, od 1. januara 2023. godine, tri

povlašćena proizvođača (DOO „Hidroenergija Montenegro“ Berane, DOO „BB Hidro“ i DOO „Viridi Progressum“ Kolašin) su prestala da koriste podsticajne mjere i električnu energiju proizvedenu iz 10 malih hidroelektrana su prodavali na tržištu.

Na osnovu zaključenih ugovora o otkupu, električnu energiju proizvedenu od strane povlašćenih proizvođača otkupljuje COTEE po podsticajnim cijenama, koju energiju potom preuzimaju snabdjevači i samosnabdjevači u cilju snabdijevanja svojih kupaca. Preuzetu električnu energiju, snabdjevači i samosnabdjevači fakturišu svojim kupcima po jediničnim cijenama, koje su utvrđene *Uredbom o naknadi za podsticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora i visokoefikasne kogeneracije* („Službeni list CG“, broj 29/19), a sredstva prikupljena od krajnjih kupaca po ovom osnovu prenose COTEE-u.

U skladu sa *Uredbom o naknadi za podsticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora i visokoefikasne kogeneracije*, krajnji kupci plaćaju mjesecnu naknadu za podsticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora kao stavku na računu, dok su kupci iz kategorije domaćinstva oslobođeni plaćanja te naknade za prvih 300 kWh mjesecne potrošnje. Prema navodima COTEE, u 2023. godini nije bilo problema u prikupljanju i isplati sredstava po osnovu zaključenih ugovora o otkupu, odnosno o prodaji električne energije proizvedene od strane povlašćenih proizvođača.

U Tabeli 6.6.2 prikazane su količine električne energije koje je COTEE otkupio od povlašćenih proizvođača u periodu od 2014. do 2023. godine.

**Tabela 6.6.2** Električna energija otkupljena od povlašćenih proizvođača u periodu 2014 – 2023. godine

Otkupljena količina električne energije proizvedena od strane povlašćenih proizvođača													
Povlašćeni proizvođač	Proizvodni objekat	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	Ukupna proizvedena električna energija 2014 - 2023. [kWh]	
		[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	Po pojedinačnim elektranama	Za sve elektrane
DOO „Hidroenergija Montenegro“ Berane	mHE „Jezerštica“	1.171.455	1.183.155	1.481.655	406.823	1.314.798	1.135.147	1.773.480	2.107.868	2.623.959	0	13.198.340	254.766.809
	mHE „Rmuš“		710.104	1.928.763	1.512.085	1.972.140	1.461.828	1.227.813	1.687.034	1.548.437	0	12.048.204	
	mHE „Spaljevići“	825.058	2.478.097	1.649.795	2.070.570	1.586.947	1.254.097	1.779.387	1.710.557	0	13.354.508		
	mHE „Bistrica“	5.003.532	22.184.991	14.693.235	19.385.605	16.562.630	12.417.828	20.831.217	18.974.816	0	130.053.854		
	mHE „Orah“	1.577.266	4.672.624	3.557.363	4.325.914	3.346.432	2.734.676	3.929.017	3.479.920	0	27.623.212		
	mHE „Šekular“		3.536.326	4.683.643	6.204.054	4.391.077	3.218.828	5.823.582	4.677.050	0	32.534.560		
	mHE „Jelovica 2“						122	1.306.738	2.236.466	1.986.822	0	5.530.148	
	mHE „Jelovica 1“							320.996	10.385.417	9.717.570	0	20.423.983	
DOO „Igma Energy“ Andrijevica	mHE „Bradavec“		336.435	3.209.475	2.896.788	4.063.703	3.564.568	3.219.022	3.700.158	4.274.497	4.922.201	30.186.847	46.522.058
	mHE „Piševska rijeka“				732.057	3.150.376	2.213.699	1.671.775	2.846.378	2.475.078	3.245.848	16.335.211	
DOO „Synergy“ Podgorica	mHE „Vrelo“		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	21.959.580	21.959.580
DOO „Kronor“ Podgorica	mHE „Jara“			1.076.180	12.693.625	19.252.522	17.231.430	15.022.259	15.441.255	16.178.258	18.125.536	115.021.065	160.812.624
	mHE „Babino polje“				1.188.712	8.541.095	7.457.138	6.532.346	6.429.211	7.573.294	8.069.762	45.791.558	
DOO „Hydro Bistrica“ Podgorica	mHE „Bistrica Majstorovina“					9.524.544	10.236.322	10.352.052	12.336.984	12.854.796	17.170.640	72.475.338	72.475.338
DOO „Nord Energy“ Andrijevica	mHE „Šeremet potok“					570.527	2.950.578	2.620.246	2.911.519	3.200.503	3.718.776	15.972.149	15.972.149
DOO „Knovo Green Energy“ Podgorica	VE „Knovo“				37.981.318	161.625.588	193.016.095	180.685.133	192.186.311	190.768.166	187.398.884	1.143.661.495	1.143.661.495
DOO „Možura Wind Park“ Podgorica	VE „Možura“						807.782	126.183.248	128.278.328	131.885.343	122.562.727	509.717.428	509.717.428
DOO „Bar-Kod“ Podgorica	SE „Bar-Kod“					35.261	799.323	771.615	822.507	789.973	3.218.679	3.218.679	

**REGAGEN** Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti

DOD „Eco Solar System“ Danilovgrad	SE „DG“					345.384	1.050.885	921.554	1.134.548	1.155.043	4.607.414	4.607.414
DOD „Invicta“ Podgorica	SE „Invicta“					333.140	510.702	455.286	416.373	423.042	2.138.543	2.138.543
DOD „Simes Inženjer“ Podgorica	mHE „Ljevak“						1.327.621	2.265.197	1.810.744	2.654.335	8.057.897	8.057.897
DOD „Small Hidro Power Plants Mojanska“ Andrijevica	mHE „Mojanska 1“					6.002.909	10.700.283	10.391.871	12.407.541	39.502.604	71.486.490	
	mHE „Mojanska 2“					3.578.352	6.050.527	6.011.230	7.069.477	22.709.586		
	mHE „Mojanska 3“					1.372.250	2.430.015	2.556.872	2.915.162	9.274.299		
DOD „Small Hidro Power Plants Kutska“ Andrijevica	mHE „Kutska 1“					3.591.557	7.997.057	4.389.233	6.063.770	22.041.617	33.980.858	
	mHE „Kutska 2“					1.663.219	2.566.367	3.546.461	4.163.194	11.939.241		
DOD „BB Hidro“ Podgorica	mHE „Lipovska Bistrica“					853.795	3.220.125	2.585.443	0	6.659.363	6.659.363	
DOD „AB Power Group“ Kolašin	mHE „Bukovica“					353.543	1.091.358	924.751	1.106.577	3.476.229	3.476.229	
DOD „Đekić“ Podgorica	mHE „Pecka“					0	2.529.713	2.772.777	3.234.355	8.536.845	8.536.845	
DOD „Zeta Energy“ Danilovgrad	mHE „Slap Zete“					1.802.497	4.782.311	5.019.065	6.113.086	17.716.959	17.716.959	
DOD „Viridi Progressum“ Kolašin	mHE „Paljevinska“					440.450	2.035.274	2.019.355	0	4.495.079	4.495.079	
DOD „Alliance“ Podgorica	SE „Alliance“					113.905	265.498	291.108	221.375	891.886	891.886	
„Fudbalski savez Crne Gore“ Podgorica	SE „FSCG“					9.447	35.987	37.095	31.555	114.084	114.084	
DOD „Vrbnica“ Podgorica	mHE „Vrbnica“					18.184.617	17.084.339	21.526.482	56.795.438	56.795.438		
DOD „Manira Hydro“ Mojkovac	mHE „Elektrana Mišnica“					654.585	928.798	1.320.311	2.903.694	2.903.694		
DOO „Hidroenergija Andrijevica“ Andrijevica	mHE „Štitska“					963.589	2.939.525	3.043.640	6.946.754	10.777.363		
	mHE „Umska“					499.246	1.515.381	1.815.983	3.830.610			
DOD „Vodovod i kanalizacija Andrijevica“ Andrijevica	mHE „Krkori“					1.042.711	2.224.994	2.283.515	5.551.220	5.551.220		
DOD „Benergo“ Berane	mHE „Miolje Polje“					947.696	1.897.719	2.001.143	4.846.558	4.846.558		
<b>UKUPNO</b>		<b>1.171.455</b>	<b>10.483.272</b>	<b>43.685.561</b>	<b>84.474.798</b>	<b>244.628.344</b>	<b>269.161.722</b>	<b>396.326.127</b>	<b>485.969.221</b>	<b>487.538.947</b>	<b>448.702.635</b>	<b>2.472.142.082</b>

Na osnovu podataka iz Tabele 6.6.2 proizilazi da je u 2023. godini u odnosu na 2022. godinu, proizvodnja povlašćenih proizvođača koja je otkupljena od strane COTEE niža za oko 10%, što je posljedica prestanka korišćenja podsticajnih mjera od strane tri povlašćena proizvođača. Proizvodnja ostalih elektrana je bila na sličnom nivou kao prethodne godine.

U skladu sa članom 55 Zakona, Agencija je pripremila i *Analizu udjela proizvodnje iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije u ukupnoj proizvodnji i potrošnji električne energije za 2022. godinu*, koja je objavljena na sajtu Agencije.

**REZIME:**

Tokom 2023. godine, Agencija je donijela, odnosno utvrdila šest podzakonskih akata, a odobrila jedan akt čiji je donosilac operator prenosnog sistema. U pogledu određenih podzakonskih akata, u izvještajnoj godini je evidentna potreba jačanja administrativnih kapaciteta za obavljanje normativne aktivnosti u pojedinim energetskim subjektima.

CEDIS je 30. avgusta 2023. godine podnio Zahtjev za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema za 2024. i 2025. godinu (regulatorni period 2023-2025. godina), a Agencija je, postupajući po navedenom zahtjevu, donijela Odluku o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije za 2024. i 2025. godinu ("Službeni list CG", broj 107/23), krajem novembra 2023. godine.

Agencija je tokom 2023. godine dala saglasnost CGES-u na „Ažurirani investicioni plan CGES-a za period 2023-2025. godina“ i Program otkupa infrastrukture za period 2023-2025. godina, odnosno na investicije u vrijednosti od 10.669.000 € u 2024. godini, 9.279.000 € u 2025. godini, kao i na otkup infrastrukture u vrijednosti od 500.000 € u 2025. godini.

Takođe je data saglasnost CEDIS-u na „Ažurirani investicioni plan za period 2024-2025. godina“ i Program otkupa elektroenergetske infrastrukture u vlasništvu trećih lica za period 2024-2026. godina, odnosno na investicije u vrijednosti od 36.362.898 € u 2024. godini, 29.854.954 € u 2025. godini, kao i na otkup elektroenergetske infrastrukture u vlasništvu trećih lica u vrijednosti od 17.061.203,86 € u 2024. godini i 15.973.950,99 € u 2025. godini.

Agencija je u 2023. godini za obavljanje energetskih djelatnosti u oblasti naftnih derivata i tečnog naftnog gasa izdala 48 novih licenci, izvršila izmjenu 18, oduzela 14 i produžila jednu licencu.

U izvještajnoj godini, COTEE je po osnovu zaključenih ugovora otkupio električnu energiju proizvedenu od strane 23 povlašćena proizvođača iz 29 proizvodnih objekata, dok tri povlašćena proizvođača nijesu koristila pravo na podsticajne mjere u smislu obaveznog otkupa proizvedene električne energije po podsticajnim cijenama. U skladu sa zaključkom Vlade Crne Gore, Agencija u 2023. godini nije utvrđivala statuse povlašćenih proizvođača.

Broj: 24/1785-37

Podgorica, 26. jul 2024. godine

**Predsjednik Odbora Agencije**

**Branislav Prelević, s.r.**



**Energy Community Secretariat**  
Am Hof 4, Level 5, 1010 Vienna, Austria

**Phone** +43 (0)1 535 2222  
**Email** contact@energy-community.org  
**Web** www.energy-community.org

Vienna, 04 July 2024  
ME/O/alo/14/04-07-2024

**Subject: Independence of the national regulatory agency (REGAGEN) in Montenegro**

EXCELLENCY,

In May 2024, the Secretariat undertook an independence and governance assessment of REGAGEN's regulatory activities with the goal to identify gaps in the existing legal and regulatory framework applied to REGAGEN, and to formulate recommendations for enhancing REGAGEN's independence. The key findings and recommendations are included in the attached report. We recommended, among others, that the ongoing amendment of the legislation of public sector salaries gives REGAGEN and other independent regulatory agencies more autonomy in staff remuneration, in a manner similar to the National Bank of Montenegro. Other recommendations focus on strengthening the Parliamentary oversight of REGAGEN, both in financial and sectoral dimensions.

The Secretariat is committed to ensure independent and effective regulatory frameworks as an important prerequisite for successful energy market integration in the Energy Community. We kindly ask you to support our recommendations within the scope of your competences and in communication within other government authorities in Montenegro. We will be glad to provide any details if the need arises.

Yours sincerely,

A handwritten signature in black ink that appears to read "Artur Lorkowski".

Artur Lorkowski  
Director

A handwritten signature in blue ink that appears to read "Dirk Buschle".

Dirk Buschle  
Deputy Director/Legal Counsel

**ATTN. H.E. MR. SAŠA MUJOVIĆ  
MINISTER OF ENERGY AND MINING OF MONTENEGRO**

*Copy:*

*Mr. Branislav Prelević, President, REGAGEN, Montenegro  
Ms. Mechthild, Wörsdörfer, Deputy Director General, DG ENER, European Commission  
Ms. Valentina Superti, Director, DG NEAR, The European Commission  
Ms. Oana Cristina Popa, Ambassador, EU Delegation to Montenegro*



**Predmet: Nezavisnost nacionalne regulatorne agencije (REGAGEN) u Crnoj Gori**

Ekselencijo,

U maju 2024. godine, Sekretarijat je preduzeo procjenu nezavisnosti i upravljanja regulatornih aktivnosti REGAGEN-a sa ciljem da identificuje nedostatke u postojećem zakonskom i regulatornom okviru koji se primjenjuje na REGAGEN, i da formulise preporuke za unapređenje nezavisnosti REGAGEN-a. Ključni nalazi i preporuke nalaze se u priloženom izvještaju. Preporučili smo, između ostalog, da tekuće izmjene i dopune zakonodavstva o platama u javnom sektoru daju REGAGEN-u i drugim nezavisnim regulatornim agencijama veću autonomiju u naknadama osoblja, na način sličan Nacionalnoj banci Crne Gore. Ostale preporuke se fokusiraju na jačanje parlamentarnog nadzora REGAGEN-a, kako u finansijskoj tako i u sektorskoj dimenziji.

Sekretarijat je posvećen da obezbijedi nezavisne i djelotvorne regulatorne okvire kao važan preduslov za uspešnu integraciju tržišta energije u Energetskoj zajednici. Ljubazno tražimo da podržite naše preporuke u okviru svojih nadležnosti i u komunikaciji sa drugim organima vlasti u Crnoj Gori. Biće nam drago da pružimo bilo kakve detalje ako se ukaže potreba.



PREVOD

**Procjena nezavisnosti i upravljanja Regulatorne agencije za  
energetiku i regulisane komunalne djelatnosti  
Crne Gore**

**od strane Sekretarijata Energetske zajednice**

**5. jun, 2024**



## Pregled sadržaja

<b>CILJ .....</b>	<b>4</b>
<b>UVOD .....</b>	<b>4</b>
<b>PREGLED METODOLOGIJE I OBIM RADA .....</b>	<b>5</b>
1. Organizaciona nezavisnost i oblasti regulisanja.....	6
2. Samostalnost u donošenju odluka .....	12
3. Sprovođenje regulatornih odluka .....	15
4. Članovi Odbora i menadžment NRT .....	17
5. Ljudski resursi.....	20
6. Finansijska nezavisnost .....	24
<b>ZAKLJUČCI I PREPORUKE.....</b>	<b>29</b>
<b>ANEKS - LISTA INSTITUCIJA I DOKUMENATA.....</b>	<b>32</b>

## Cilj

Procjena usklađenosti okvira nezavisnosti i upravljanja Regulatorne agencije za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti Crne Gore (u daljem tekstu „REGAGEN“ ili „Agencija“) sa *acquis*-om Energetske zajednice.

## Uvod

Dana 24. aprila 2024. godine, Sekretarijat Energetske zajednice (u daljem tekstu „SEZ“) primio je pismo od REGAGEN-a u kojem se od SEZ traži revizija REGAGEN-ovog okvira nezavisnosti i upravljanja zasnovanog na *acquis*-u Energetske zajednice. Prema REGAGEN-u, nalazi SEZ-a bi bili dragocena podrška u stvaranju adekvatnog zakonskog okvira, imajući u vidu da se trenutno mijenjaju i Zakon o energetici i Zakon o zaradama zaposlenih u javnom sektoru.

Regulatorna nezavisnost je centralni preduslov za pravilno funkcionisanje internih tržišta električne energije i gasa. Stoga, *acquis communautaire* Energetske zajednice uspostavlja regulatorne organe („NRT“) kao nezavisne institucije. Posebno, direktive o električnoj energiji<sup>1</sup> i gasu<sup>2</sup> imaju povećan naglasak na regulatornoj nezavisnosti.

Ova procjena ispituje nezavisnost i okvir upravljanja REGAGEN-a u skladu sa zahtjevima *acquis*-a Energetske zajednice, pretežno članom 57. Direktive o električnoj energiji, koji štiti regulatornu nezavisnost. Takođe, pruža uvid u REGAGEN-ove sposobnosti u njenoj funkciji nezavisne regulatorne agencije.

---

<sup>1</sup><https://www.energy-community.org/dam/jcr:4dd35c70-91d7-4219-8396-7637a0cef7c7/EnC%20LF%205.0%20VOLUME%202%202019944.pdf>

<sup>2</sup>[https://www.energy-community.org/dam/jcr:004b3ca7-fa52-4633-875e-8ac1b2cea021/Directive\\_2009\\_73\\_GAS.pdf](https://www.energy-community.org/dam/jcr:004b3ca7-fa52-4633-875e-8ac1b2cea021/Directive_2009_73_GAS.pdf)

## Pregled metodologije i obim rada

Procjena je zasnovana na informacijama koje je prikupio SEZ i dostavio REGAGEN i druge relevantne institucije u Crnoj Gori. Spisak ispitanih institucija i dokumenata nalazi se u Aneksu.

Procjena je sprovedena putem

- Analize relevantnog zakonodavstva,
- Istraživanja funkcionalnosti REGAGEN-a,
- Misije za utvrđivanje činjenica u Crnoj Gori posjetom REGAGEN-u, Ministarstvu finansija, Ministarstvu energetike i rudarstva i članu Odbora za ekonomiju, finansije i budžet Skupštine Crne Gore.

Prema Direktivi o električnoj energiji i Direktivi o gasu<sup>3</sup>, od ugovornih strana se zahtjeva da odrede jedinstveno nacionalno regulatorno telo (NRT). Štaviše, strane ugovornice moraju garantovati nezavisnost NRT i obezbjediće da ona svoja ovlašćenja sprovodi nepristrasno i transparentno. Direktive takođe nameću ugovornim stranama obaveze u pogledu institucionalnog uređenja NRT, uključujući njeno osoblje i lica odgovorna za njeno upravljanje i neke dalje obaveze „kako bi se zaštitila nezavisnost regulatora”.

Obje Direktive stoga zahtjevaju od strane ugovornice da obezbjedi da osoblje i lica odgovorna za NRT „ne traže ili ne primaju direktne instrukcije od bilo koje vlade ili drugog javnog ili privatnog subjekta kada izvršavaju regulatorne zadatke”. Međutim, Direktive dozvoljavaju da vlada može izdati „opšte smjernice politike” pod uslovom da one nijesu povezane sa regulatornim ovlašćenjima i dužnostima NRT.

Pravo EU takođe priznaje da postoje neki kontrolni mehanizmi koji ograničavaju nezavisnost NRT, koji se obično nazivaju „odgovornost” NRT. Kao što je pomenuto u uvodnoj izjavi 30 Direktive o gasu, nezavisnost NRT „ne isključuje ni sudsku reviziju ni parlamentarni nadzor u skladu sa ustavnim pravom država članica”.

Prema članu 94 Ugovora o Energetskoj zajednici „Institucije će tumačiti svaki termin ili drugi koncept koji se koristi u ovom Ugovoru koji je izведен iz prava Evropske zajednice u skladu sa sudskom praksom Suda pravde ili Suda prve instance Evropskih zajednica.”

U Evropskoj uniji, obaveze država članica u pogledu nezavisnosti NRT rezultirale su prekršajnim postupcima i nedavnim presudama Suda pravde Evropske unije (SPEU) koji nalazi da su nacionalni zakoni nekompatibilni sa obavezama da se osigura nezavisnost NRT.<sup>4</sup> U najnovijoj presudi (Komisija protiv Nemačke), SPEU nalazi da su odredbe njemačkog zakonodavstva koje zadržavaju pravo da utvrđuju ili odobravaju metodologije mrežnih tarifa Saveznoj vladi, a ne NRT, nekompatibilne sa zahtjevima za nezavisnost NRT.

U ovom kontekstu, SPEU je rezimirao cilj zahtjeva nezavisnosti kako slijedi: „potpuna nezavisnost NRT od ekonomskih aktera i javnih subjekata, bilo da se radi o upravnim ili političkim organima (i u poslednjem slučaju, bilo da su nosioci izvršne ili zakonodavne vlasti) je ključna u obezbjeđivanju da odluke koje donose NRT budu zaista nepristrasne i

<sup>3</sup> Član 57(1) Direktive o električnoj energiji i 39(1) Direktive o gasu

<sup>4</sup> ECJ 3. decembar 2020., C-767/19, ECLI:EU:C:2020:984. (Komisija protiv Belgije); ECJ 11. jun 2020., C-378/19, ECLI:EU:C:2020:462 (Prezident Slovenske republike); ECJ 2. septembra 2021., predmet C-718/18, ECLI:EU:C:2021:662, (Komisija protiv Nemačke).

nediskriminatorne, dok je mogućnost da subjekti i ekonomski interesi povezani sa vladom, većinskom ili političkom moći budu tretirani povoljnije isključena<sup>5</sup>.

„...princip demokratije ne isključuje postojanje javnih vlasti izvan klasične hijerarhijske uprave i manje ili više nezavisne od vlade, koje često obavljaju regulatorne funkcije ili izvršavaju zadatke koji moraju biti slobodni od političkog uticaja, dok je i dalje u obavezi da poštuje zakon koji podliježe reviziji nadležnih sudova. Davanje NRT statusa nezavisnog od opšte uprave samo po sebi ne lišava te vlasti njihovog demokratskog legitimiteta, tako da nijesu zaštićene od svakog parlamentarnog uticaja“<sup>6</sup>.

Naša procjena nezavisnosti i upravljanja REGAGEN-om pratiće ovaj pristup Suda pravde Evropske unije. Pored pravnog osnova, analiza razmatra pitanja njene praktične implementacije, gdje je to relevantno. Potencijalni problemi se identificiraju putem anketa relevantnih institucija. Procjena se fokusira na sledeće aspekte regulatorne nezavisnosti i upravljanja koji proizilaze iz *acquis communautaire* Energetske zajednice:

### ***1. Organizaciona nezavisnost i oblasti regulisanja***

---

U skladu sa članom 57(4a) Direktive o električnoj energiji, ugovorne strane moraju garantovati nezavisnost regulatornog organa i obezbjediće da ono sprovodi svoja ovlašćenja nepristrasno i transparentno. One će obezbjediti da regulatorno tijelo bude pravno različito i funkcionalno nezavisno od drugih javnih ili privatnih subjekata.

Aspekti nezavisnosti i upravljanja NRT koji su ispitani:

- a) Zakonodavstvo kojim se uspostavlja NRT i njene odgovornosti
- b) Pravni status NRT i njeno razlikovanje od drugih subjekata javne uprave
- c) Sektorski fokus NRT i obim regulatornih ovlašćenja
- d) Druge regulatorne funkcije NRT

REGAGEN nam je dostavio sledeći opis relevantnog okvira:

Agencija je osnovana Zakonom o energetici („Sl. list CG“, br. 5/16,51/17,82/20,29/22 i 152/22). Ne postoji poseban postupak za likvidaciju ili reorganizaciju Agencije.

Drugi zakoni ili drugi akti nacionalnog zakonodavstva koji regulišu rad Agencije (npr. zadaci i dužnosti, kadrovska politika, budžet, itd.):

- Zakon o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa („Službeni list CG“, br. 42/16),
- Zakon o nadzoru nad veleprodajnim tržištem električne energije i prirodnog gasa ("Službeni list CG", br. 1/22),
- Zakon o komunalnim djelatnostima („Sl. list CG“, br. 55/16,2/18,66/19 i 140/22),

---

<sup>5</sup> Stav 112

<sup>6</sup> Stav 126

- Zakon o budžetu i fiskalnoj odgovornosti („Službeni list CG”, br. 20/14,56/14,70/17,4/18,55/18,66/19,70/21,145/21,27/ 23 i 125/23),
- Zakon o upravljanju i unutrašnjim kontrolama u javnom sektoru ("Sl. list CG", br. 75/18).

Regulatorna ovlašćenja koja su Agenciji data Zakonom o energetici i Zakonom o komunalnim djelatnostima vrši Agencija kao javni organ<sup>7</sup>, koji deluje kao nezavisna, neprofitna organizacija, pravno i funkcionalno nezavisna od državnih organa i energetskih subjekata. Agencija ima svojstvo pravnog lica, upisana je u Centralni registar privrednih subjekata.

U vršenju javnih ovlašćenja, Agencija:

- je dužna da postupa nepristrasno i transparentno,
- je dužna da djeluje nezavisno od bilo kakvog tržišnog interesa,
- ne može primati niti tražiti uputstva od državnih ili drugih organa i organizacija ili drugih lica u vršenju poslova utvrđenih ovim zakonom.

Navedeni uslovi ne utiču na saradnju sa drugim nadležnim državnim organima ili poštovanje opštih političkih smjernica koje utvrđuje Vlada, a koje se ne odnose na ovlašćenja i obaveze Agencije u vršenju poslova utvrđenih ovim zakonom.

Agencija ima Statut koji donosi Odbor kojim se definiše organizaciona struktura Agencije, uključujući unutrašnje organizacione jedinice i njihove nadležnosti, kao i postupak izbora članova odbora i direktora.

### **Obim regulatornih ovlašćenja u određenim sektorima**

#### Sektor električne energije i prirodnog gasa:

Agencija utvrđuje metodologije za: utvrđivanje regulatorno dozvoljenih prihoda operatora prenosnog i distributivnog sistema i cijena, rokova i uslova za korišćenje prenosnih i distributivnih sistema električne energije; utvrđivanje cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnih sistema električne energije; utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i naknade za rad operatora tržišta električne energije; utvrđivanje načina obezbjeđivanja sredstava za rad Agencije.

U postupku odlučivanja, na zahtjev regulisanih energetskih subjekata (OPS,ODS,OT), Agencija utvrđuje regulatorno dozvoljene prihode, cijene ili naknade za: korišćenje prenosnog i distributivnog sistema električne energije; pomoćne usluge i balansiranje prenosnog sistema električne energije; rad operatora tržišta.

Agencija donosi pravila: za rješavanje sporova putem arbitraže; za korekcije cijena na inicijativu energetskog subjekta, odnosno samoinicijativno; o licencama za obavljanje energetskih delatnosti; o sertifikatima operatora sistema; za funkcionisanje snabdjevača poslednjeg izbora i ugroženih kupaca; o uslovima i postupku promjene snabdjevača krajnjih kupaca električne energije; za čuvanje povjerljivosti komercijalno osetljivih informacija koje koriste operateri sistema; za utvrđivanje statusa zatvorenog distributivnog sistema; o minimumu kvaliteta

<sup>7</sup> Član 5 Statuta REGAGEN

isporuke i snabdijevanja električnom energijom i gasom; za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjih razvojnih planova prenosnog i distributivnog sistema električne energije.

U skladu sa Zakonom o energetici, Agencija utvrđuje: opšte uslove za snabdijevanje električnom energijom; početak i trajanje regulatornog perioda, odnosno jednogodišnjeg ili višegodišnjeg perioda u toku kojeg se elementi regulatorno dozvoljenog prihoda primjenjuju u iznosima koje utvrđuje Agencija u skladu sa zakonom; sadržaj obrasca na kojem se kupcu pružaju podaci o njegovoj potrošnji, uključujući i podatke o profilu potrošnje; regulatorni kontni plan, sadržaj i obrazac izveštaja koji se dostavljaju Agenciji; usklađenost cijena koje je utvrdio snabdjevač poslednjeg izbora i ranjivih kupac sa metodologijom za utvrđivanje cijena za krajnje kupce koje snabdjeva snabdjevač poslednjeg izbora i ranjivih kupaca.

Agencija odobrava metodologije za: utvrđivanje naknada za priključenje na prenosne i distributivne sisteme električne energije; obračunavanje i naplatu neovlašćeno preuzete električne energije.

Agencija odobrava tržišna pravila za tržište električne energije, kao i pravila za: funkcionalisanje prenosnog sistema električne energije; funkcionalisanje distributivnog sistema električne energije; mjerjenje u distributivnim sistemima električne energije; primjenu transparentnih postupaka upravljanja i dodjeljivanja kapaciteta za prenos električne energije zasnovanih na tržišnim principima; dodjeljivanje prekograničnih kapaciteta za prenos električne energije u skladu sa usaglašenim pravilima na nivou regionala; utvrđivanje i sprječavanje neovlašćenog korišćenja električne energije od strane operatera distributivnog sistema; rad balansnog tržišta električne energije; pravila i uslove za funkcionalisanje, odnosno rad sistema u interkonekciji, koji se donose u skladu sa zakonom kojim se uređuje prekogranična razmena električne energije i gasa.

Agencija odobrava metodologije kojima se reguliše: dostavljanje informacija o proizvodnji i opterećenju koje proizvođači i kupci dostavljaju operatoru prenosnog sistema električne energije, a koje se naročito odnose na njihove tehničke karakteristike, na raspoloživost proizvodnih jedinica i opterećenja, na vozne redove proizvodnih jedinica kao i na redoslijed angažovanja proizvodnih jedinica.

Agencija odobrava regionalne i nacionalne odredbe, uslove i metodologije OPS-a i NEMO-a u vezi sa povezivanjem dan-unaprijed i unutardnevnom tržišta električne energije.

Agencija odobrava: naknade za priključenje na prenosne i distributivne sisteme električne energije; cijene pružanja dodatnih usluga održavanja; cijene pružanja nestandardnih usluga operatora distributivnog sistema; cjenovnik za otkup infrastrukture za priključenje na distributivni sistem električne energije; naknade za korišćenje registra garancija porijekla.

Agencija daje saglasnost na: desetogodišnji plan razvoja prenosnog sistema električne energije; investicioni plan prenosnog sistema električne energije; desetogodišnji plan razvoja distributivnog sistema električne energije; plan investicija distributivnog sistema električne energije.

Agencija odobrava: plan zamjene i izmještanja brojila električne energije; program mjera za primjenu nediskriminatornih uslova za pristup distributivnim sistemima električne energije i sistemima za skladištenje gasa; izuzeće od primjene propisanih uslova, rokova i cijena za korišćenje nove infrastrukture za električnu energiju.

Agencija ima pravo da naloži izmjene i dopune predloženih akata, u postupku odobravanja ili davanja saglasnosti u skladu sa zakonom, kao i izmjene važećih akata. Regulisani energetski subjekat je dužan da postupi po nalogu.

Agencija prati i analizira rad i poslovanje energetskih subjekata u odnosu na: stvarne troškove i prihode subjekata koji obavljaju djelatnost za koju Agencija utvrđuje ili odobrava metodologije, cijene ili naknade; kvalitet snabdijevanja električnom energijom, koji obuhvata kvalitet usluga, kvalitet napona i neprekidnost napajanja, primjenu tržišnih pravila, uslove pristupa prenosnim i distributivnim sistemima električne energije i gasa, skladišnim kapacitetima gasa i pomoćnim uslugama, pojavu restriktivnih ugovornih praksi, izvršavanje podsticajnih mjera u oblasti obnovljivih izvora energije, uključujući uslove i cijene za priključenje novih proizvođača na prenosne i distributivne sisteme, primjenu propisa kojima je uređeno objavljivanje podataka o prekograničnim kapacitetima i upotrebi prenosnog i distributivnog sistema, pojavu praksi kojima operator distributivnog sistema koristi prednosti vertikalne integracije za narušavanje konkurenциje i mjere za sprječavanje ili onemogućavanje tih praksi, usaglašenost i primjenu pravila za funkcionisanje prenosnih i distributivnih sistema, primjenu propisanih naknada, cijena i tarifa, kao i metodologija za utvrđivanje cijena i tarifa, izvršavanje obaveza koje se odnose na garancije porekla, upravljanje zagušenjima, uključujući interkonektore i primjenu pravila o upravljanju zagušenjima i dr.

Agencija prati i kontrolisce rad i poslovanje energetskih subjekata u pogledu ispunjavanja uslova utvrđenih licencom.

U skladu sa Zakonom o energetici, Agencija vrši neposrednu kontrolu funkcionisanja tržišta električne energije i nalaže mjere potrebne za otklanjanje utvrđenih nepravilnosti u funkcionisanju tržišta.

Energetski subjekat koji obavlja djelatnost u oblasti električne energije dužan je da, na zahtjev Agencije, dostavi podatke, informacije i dokumentaciju u roku koji odredi Agencija, odnosno obezbijedi pristup poslovnoj dokumentaciji potrebnoj za kontrolu njegovog rada i poslovanja.

U skladu sa Zakonom o nadzoru nad veleprodajnim tržištem električne energije i prirodnog gasa, Agencija utvrđuje: obrazac prijave za upis u evidenciju učesnika na veleprodajnom tržištu električne energije i gasa, listu centralizovanih insajderskih informativnih platformi i platformi za transparentnost koje se koriste za objavljivanje insajderskih informacija od strane učesnika na tržištu, obrazac obavještenja o odlaganju objavljivanja informacija, obrazac obavještenja o korišćenju izuzeća u vezi sa trgovinom na osnovu insajderskih informacija, obrazac obavještenja o sumnji na kršenje REMIT-a.

Pored toga, Agencija vodi Nacionalni registar učesnika na veleprodajnom tržištu električne energije, prati pravilnost objavljivanja insajderskih informacija učesnika na tržištu i vrši nadzor navedenih tržišta. Prilikom vršenja nadzora nad veleprodajnim tržištem Agencija sarađuje sa

organom nadležnim za zaštitu konkurenčije, organom nadležnim za tržište kapitala, nadležnim organima Energetske zajednice i Agencijom za saradnju energetskih regulatora (ACER).

U vršenju nadzora nad veleprodajnim tržištem električne energije i prirodnog gasa, Agencija je ovlašćena da: pristupi podacima i dokumentaciji u vezi sa transakcijama i naložima za trgovanje veleprodajnim energetskim proizvodima; zahtijeva podatke, informacije i dokumenta potrebne za vršenje nadzora nad veleprodajnim tržištem; pribavlja pisane izjave od učesnika na veleprodajnom tržištu i/ili njegovih zaposlenih u vezi sa vršenjem transakcija i izdavanjem naloga za trgovanje veleprodajnim energetskim proizvodima; izvrši neposrednu kontrolu u poslovnim prostorijama učesnika na veleprodajnom tržištu. Učesnik na veleprodajnom tržištu dužan je da na zahtev Agencije obezbijedi: pristup podacima i dokumentaciji u vezi sa transakcijama i naložima za promet veleprodajnim energetskim proizvodima; dostavljanje podataka, informacija i dokumenata potrebnih za praćenje veleprodajnog tržišta u roku koji odredi Agencija; pisane izjave u vezi sa izvršenjem transakcija i izdavanjem naloga za promet veleprodajnim energetskim proizvodima; nesmetano vršenje neposredne kontrole u poslovnim prostorijama.

Ako Agencija u toku nadzora nad veleprodajnim tržištem utvrdi da učesnik na veleprodajnom tržištu nije postupio u skladu sa Zakonom o nadzoru nad veleprodajnim tržištem električne energije i gasa, Agencija će doneti rešenje kojim, u zavisnosti od prekršaja, može da: ukaže na utvrđene nepravilnosti i odredi rok za njihovo otklanjanje, naloži preduzimanje odgovarajućih mjera i radnji u roku koji odredi, izrekne opomenu i objavi je na svojoj internet stranici. Učesnik na veleprodajnom tržištu je dužan da otkloni utvrđene nepravilnosti ili da preduzme odgovarajuće mjere i radnje u roku utvrđenom rješenjem Agencije.

Više regulatornih zadataka će biti povjereno Agenciji nakon usvajanja Paketa za integraciju električne energije (PIE).

#### Sektor vode i komunalnih djelatnosti:

Privrednim društvima i preduzetnicima koji ispunjavaju uslove iz Zakona o regulisanim komunalnim djelatnostima, Agencija izdaje licencu za obavljanje regulisanih komunalnih delatnosti.

Agencija daje saglasnost na predlog cijene za obavljanje regulisanih komunalnih djelatnosti. Takođe vrši poređenja poslovanja i pokazatelja učinka vršilaca regulisanih komunalnih djelatnosti na osnovu propisanih indikatora (benchmarking).

## **Druge regulatorne funkcije Agencije**

### Garancije porijekla – trenutni nivo obaveza Agencije je od 2020. godine

Agencija odobrava naknade za korišćenje registra garancija porijekla, koji vodi operator tržišta. Nadzire i analizira rad i poslovanje svih energetskih subjekata u pogledu ispunjavanja obaveza u vezi sa garancijama porijekla. Pored toga, odobrava pravila o garancijama porekla koja donosi operator tržišta.

### Podsticajne mjere OIE – trenutni nivo obaveza Agencije je od 2010. godine

Agencija utvrđuje i mijenja privremeni status povlašćenog proizvođača i status povlašćenog proizvođača, vodi registar povlašćenih proizvođača i izyještava nadležno ministarstvo, operatora tržišta, operatora distribucije i prenosnog sistema električne energije o donijetim rešenjima o sticanju statusa povlašćenog proizvođača.

Agencija takođe sprovodi godišnju analizu učešća obnovljivih izvora energije i visokoefikasne kogeneracije u ukupnoj proizvodnji i potrošnji električne energije. Novi Zakon o obnovljivim izvorima energije, koji je trenutno u izradi, daće neke nove nadležnosti Agenciji.

### Regionalna saradnja:

REGAGEN je član Regulatornog odbora Energetske zajednice („ECRB“) od 2005. godine kako je Crna Gora postala ugovorna strana Energetske zajednice. REGAGEN je 2017. godine postao prvi NRT od ugovornih strana, kome je odobren pristup radnim grupama ACER-a, nakon pozitivne ocjene SEZ-a.

Član 61 Direktive o električnoj energiji propisuje da će se regulatorni organi blisko konsultovati i sarađivati jedni sa drugima, posebno u okviru ECRB-a, i da će jedni drugima i ECRB-u pružiti sve informacije neophodne za ispunjavanje njihovih zadataka prema ovoj Direktivi. Usvajanjem Paketa integracije električne energije (PIE) u Energetskoj zajednici uloga regionalne saradnje značajno se povećala. Implementacija EIP-a će biti osigurana relevantnom regionalnom odlukom koju donose NRT relevantnog regiona. Regulatorno tijelo će kontinuirano održavati ovaj zadatak i podržavati ga relevantnim osobljem i finansijskim resursima.

### ***ECS procjena i preporuke:***

Proširenje nadležnosti NRT izvan energetskog sektora, kao što je slučaj sa REGAGEN-om, obično je dokaz sposobnosti NRT i značajnog doprinosa koje je takva NRT dala primjenom regulatornih standarda i praksi u sektoru energetike na druge sektore. Kao što je Savjet evropskih energetskih regulatora primijetio u nedavnom izyještaju: „Tokom poslednjih 5 godina i naknadnih promjena zakonskih okvira, dužnosti i ovlašćenja NRT da regulišu druge sektore osim električne energije i gasa značajno su porasli. Rad NRT u oblasti električne energije i gasa pokazao se efikasnim i stabilnim, tako da se standardi postavljeni za energetiku mogu primijeniti i na druge sektore.“<sup>8</sup>

Institucionalni aranžmani i obim regulatornih zadataka Agencije su u skladu sa odgovarajućim odredbama EZ zakonodavstva o regulatornoj nezavisnosti. Usvajanje PIE-a je značajno povećalo obim regulatornih zadataka REGAGEN-a što zahtijeva nove regulatorne sposobnosti i kapacitete. Ovo zahtijeva prilagođavanje organizacionih aranžmana, poboljšanu obuku regulatornog osoblja i povećanje stručnog osoblja. Preporučujemo da Agencija sproveđe reviziju novih regulatornih zadataka koji proizilaze iz PIE-a, prilagodi svoje procese donošenja

<sup>8</sup> CEER report, Monitoring NRAs' Independence Regulatory Benchmarking Work Stream, Ref: C20-RBM-23-04, 26 April 2021, page 13

odлука, procijeni potrebu za većim brojem regulatornog osoblja i osmisli i implementira planove stručnog usavršavanja kadrova.

## ***2. Samostalnost u donošenju odluka***

---

I Direktiva o električnoj energiji i Direktiva o gasu zahtijevaju od ugovorne strane da obezbijedi da osoblje i lica odgovorna za NRT „djeluju nezavisno od bilo kakvog tržišnog interesa; i ne traže niti primaju direktne instrukcije od bilo koje vlade ili drugog javnog ili privatnog subjekta kada izvršavaju regulatorne zadatke“. Kao izuzetak od opšteg principa nezavisnosti NRT, Direktive predviđaju da vlada može izdati „opšte smjernice politike“ pod uslovom da one nisu povezane sa regulatornim ovlašćenjima i dužnostima NRT<sup>9</sup>.

Dalje, član 57 (5a) Direktive o električnoj energiji zahtijeva da regulatorno tijelo može donositi autonomne odluke, nezavisno od bilo kojeg političkog tijela.

Aspekti nezavisnosti i upravljanja NRT koji su ispitani:

- a) Nezavisnost od javnih ili privatnih interesa
- b) Odgovornost NRT
- c) Primjena odluka NRT – direktno ili indirektno
- d) Procedura za donošenje odluka NRT
- e) Oblici odluka NRT koji stupaju na snagu
- f) Žalbe na odluke NRT

REGAGEN nam je dostavio sledeći opis situacije:

Agencija nije podređena nijednoj javnoj instituciji. U mjeri koja je poznata, REGAGEN ne dobija nikakva uputstva/zadatke od Vlade, drugih političkih ili državnih organa. Prema članu 27 Zakona o energetici, Agencija će postupati fer i transparentno, obavljati poslove nezavisno od bilo kakvog tržišnog interesa i neće primati niti tražiti uputstva od državnih ili drugih organa i organizacija ili drugih lica u vršenju svojih regulatornih poslova definisanih Zakonom. Odluke Odbora donose se većinom glasova.

Član 36 Zakona o energetici propisuje da zaposleni u Agenciji ne mogu zasnovati radni odnos niti primati bilo kakvu naknadu od energetskih kompanija. Aktivnosti Agencije vođene su godišnjim planovima rada, ne postoji dugoročna regulatorna strategija.

Agencija utvrđuje i dostavlja Skupštini Crne Gore na usvajanje:

- Predlog finansijskog izvještaja i Predlog izvještaja o radu Agencije za proteklu godinu,
- Izvještaj o stanju energetskog sektora Crne Gore,
- Izvještaj o aktivnostima vezanim za regulisane komunalne djelatnosti za prošlu godinu,
- Predlog finansijskog plana sa Planom rada Agencije za narednu godinu,

---

<sup>9</sup> Član 57(4b) Direktive o električnoj energiji i član 39(4b) Direktive o gasu

Skupština ima pravo da odobrava izveštaje o energetskom sektoru i izveštaje o radu Agencije. Ako Skupština ne usvoji finansijski plan prije početka godine za koju se plan donosi, članom 52 Zakona o energetici propisano je da troškovi Agencije za svaki kvartal ne prelaze jednu četvrtinu sredstava utvrđenih finansijskim planom za prethodnu godinu.

U protekle tri godine, izvještaji Agencije nijesu usvajani u Skupštini bez obrazloženja takve odluke ili predloga za poboljšanje izvještaja. S obzirom na to da ovi izvještaji imaju za cilj da opišu procese i dešavanja u energetskom sektoru, kontinuirano odbijanje bi se moglo shvatiti kao vrsta političkog pritiska. Detaljnije o postupku odobravanja finansijskog plana Agencije i prikupljanju finansijskih izvora potrebnih za finansiranje regulatornih aktivnosti Agencije je dato u poglavlju 6. ovog izvještaja.

Ostale odgovornosti Agencije za izvještavanje uključuju:

- Agencija dostavlja godišnje finansijske izvještaje Ministarstvu finansija i socijalne zaštite u skladu sa Zakonom o računovodstvu,
- Finansijski izvještaji Agencije podliježu reviziji Državne revizorske institucije, a poslednja revizija je obavljena 2022. godine<sup>10</sup>,
- Agencija u propisanim rokovima nadležnom organu državne uprave dostavlja sledeću dokumentaciju: U skladu sa Zakonom o javnim nabavkama - plan javnih nabavki za narednu godinu, izvještaj o javnim nabavkama za godinu, statistički izvještaj o sprovedenim postupcima javnih nabavki i zaključenim ugovorima o javnim nabavkama, izvještaj o sprovedenim nabavkama i zaključenim ugovorima/računima za jednostavne nabavke, za godinu, izvještaj o realizaciji ugovora i objavljanje u elektronskom sistemu javnih nabavki (ESJN), u roku od 30 dana od dana realizacije ugovora o javnoj nabavci, izvještaj o kršenju antikorupcijskih pravila za godinu.
- Agencija dostavlja Agenciji za sprječavanje korupcije u skladu sa Zakonom o sprječavanju korupcije - izvod iz evidencije poklona za prošlu godinu, izvještaj o primljenim donacijama i sponzorstvima za prošlu godinu, izveštaj o sprovođenju Plana integriteta za prošlu godinu,
- Agencija podatke o nepokretnim i pokretnim stvarima dostavlja organu uprave nadležnom za poslove imovine u skladu sa Zakonom o državnoj imovini.

Odluke Agencije koje se odnose na sektor energetike direktno se primjenjuju na regulisane subjekte i za njih nije potrebna nikakva potvrda drugog organa ili institucije. Odluke treba da budu objavljene u "Službenom listu Crne Gore".

Rad Agencije je otvoren za javnost, a donošenje svih njenih akata prati javna rasprava. Na primjer, metodologijama je propisan postupak donošenja odluka Agencije o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena. Cijene se utvrđuju u transparentnoj proceduri koja počinje podnošenjem zahtjeva regulisanih subjekata. Zahtjev i cjelokupna dokumentacija koju

<sup>10</sup> Npr., najnoviji REGAGEN revizorski izvještaji Državne revizije Crne Gore su <https://dri.co.me/doc/izvie%C5%A1ta%20o%20reviziji%20god%25A1njeg%20finansijskog%20izvie%C5%A1ta%20Regulatorne%20agencije%20za%20energetiku%20i%20regulisane%20komunalne%20djelatnosti%20%20za%202021.%20godinu.pdf> <https://dri.co.me/doc/Izvie%C5%A1ta%20o%20realizaciji%20preporuka%20iz%20izvie%C5%A1ta%25A1taja%20o%20reviziji%20GFI%20Regulatorne%20agencije%20za%20energetiku%20i%20regulisane%20komunalne%20djelatnosti%20%20za%202021.%20godinu%20-%20II%20izvie%C5%A1ta.pdf>

podnosi regulisani subjekat objavljuje se na sajtu Agencije, čime je omogućeno svim zainteresovanim licima da Agenciji dostave svoje mišljenje ili sugestije u vezi sa zahtjevom. Nakon analize zahtjeva, Agencija donosi sveobuhvatan izveštaj. Javna rasprava se sprovodi i sva zainteresovana lica, kao i regulisani subjekat, imaju pravo da podnesu svoj predlog Agenciji. Nakon razmatranja svih primjedbi, Agencija usvaja i objavljuje izvještaj sa odgovorima i izjavama u vezi sa sugestijama prikupljenim putem javne rasprave. Nakon toga, odluka o utvrđivanju cijena donosi se na sjednici Odbora koja je otvorena za javnost. Državni organi i ministarstva do sada nisu učestvovali u ovim procesima.

Do 2023. godine, Odluke Agencije o utvrđivanju regulatorno dozvoljenih prihoda, cijena i naknada za OPS, ODS i OT mogle su se pobijati pred Upravnim sudom. Sudska praksa u vezi sa ovakvim odlukama promijenjena je 2023. i 2024. godine kada su i Upravni i Vrhovni sud (Rešenje br. Uvp.997/23 od 19.04.2024. godine) ocijenili da ove regulatorne odluke nemaju pojedinačno rješavajući karakter, već predstavljaju obavezu regulisanog subjekta propisanu zakonom. Dakle, takve odluke nisu predmet sudske revizije u upravnom sudskom postupku, već su predmet revizije pred Ustavnim sudom. Takođe, svi podzakonski akti koje donosi Agencija podliježu razmatranju Ustavnog suda. Sve ostale odluke Agencije podliježu žalbi Upravnom sudu.

#### ***ECS procjena i preporuke:***

Sekretarijat nalazi da sve odluke koje donosi Agencija podliježu sudske reviziji bilo pred Upravnim ili Ustavnim sudom. Ovo je u skladu sa relevantnim zahtjevima zakonodavstva EU i daje pogodenim stranama pravo da osporavaju odluke Agencije ako smatraju da su njihovi interesi neopravdano oštećeni.

U *acquis communautaire*, parlamentarni nadzor je prihvaćen unutar primarnog principa nezavisnosti NRT samo u mjeri da se taj nadzor vrši u skladu sa ustavnim zakonom države. Pravilna praksa u pogledu vršenja takvih nadzornih ovlašćenja u kontekstu post hoc parlamentarnog pregleda izveštaja NRT zahtijeva da se nadzorna ovlašćenja sprovode samo u odnosu na sadržaj izveštaja, čime se zahtijeva da se navedu relevantni razlozi u slučaju da izveštaj nije prihvaćen ili je odbijen, te da se vršenje nadzorne moći ne vrši iz političkih motiva koji nisu u vezi sa sadržajem izveštaja. Preporučuje se primjena ovih principa u procesu razmatranja izveštaja Agencije i usvajanja u Skupštini Crne Gore. Praksa odbijanja izveštaja REGAGEN-a od strane Skupštine bez razloga se čini arbiternom i čini intervenciju u njenu nezavisnost koja je za posebnu brigu.

Sekretarijat takođe preporučuje da Agencija razvije i usvoji dugoročnu regulatornu strategiju koja navodi ključne regulatorne politike i principe koji će se primjenjivati na regulisane sektore u narednih 3-5 godina. Ovo bi bila osnova za izradu detaljnijih podzakonskih akata i odluka koje se primjenjuju na određene sektore i regulisane subjekte. Agencija će pri izradi regulatorne strategije sprovesti javnu raspravu sa ključnim zainteresovanim stranama.

### ***3. Sprovodenje regulatornih odluka***

---

Član 59 (3) Direktive o električnoj energiji izričito predviđa da NRT ima najmanje sledeća ovlašćenja:

- da donosi obavezujuće odluke za energetske subjekte,
- da sprovodi istrage o funkcionisanju tržišta električne energije i odlučuje i nameće sve neophodne i srazmjerne mјere za unapređenje efektivne konkurenčije i obezbjeđivanje pravilnog funkcionisanja tržišta,
- da od energetskih subjekata traži sve informacije koje su relevantne za ispunjavanje njenih zadataka,
- da nametne efikasne, srazmjerne i odvraćajuće kazne za energetske subjekte,
- odgovarajuća prava na istragu i relevantna ovlašćenja za davanje instrukcija za rešavanje sporova.

Zadaci NRT su dalje definisani u članu 59 (6) Direktive o električnoj energiji, dok član 60 (7) zahtjeva da odluke NRT budu u potpunosti obrazložene i opravdane kako bi se omogućilo sudska preispitivanje.

Pored toga, svaka ugovorna strana takođe mora da obezbjedi da njena NRT ima neophodna istražna i izvršna ovlašćenja kako je definisano članom 13 REMIT-a.

Aspekti nezavisnosti i upravljanja NRT koji su ispitani:

- a) Ovlašćenja za sprovodenje usklađenosti sa zakonodavnim i regulatornim okvirom
- b) Ovlašćenje za pokretanje prekršajnog postupka
- c) Ovlašćenja za izricanje kazni za nepoštovanje
- d) Ovlašćenja za inspekciju

REGAGEN nam je dostavio sledeći opis situacije:

U tabeli 1 dat je pregled izvršnih ovlašćenja Agencije na osnovu dostavljenih informacija.

**Tabela 1** Izvršna ovlašćenja REGAGEN

<b>Izvršenje</b>	
da donosi obavezujuće odluke za subjekte za električnu energiju/gas	✓
da sproveđe istrage o funkcionisanju tržišta električne energije/gasa	✓
da vrši inspekciju funkcionisanja subjekata za električnu energiju/gas	✓
da od subjekata za električnu energiju/gas zahtijeva bilo kakve informacije relevantne za ispunjavanje zadataka <b>NRT</b>	✓

da nametne efikasne, srazmjerne i odvraćajuće kazne subjektima za električnu energiju/gas	x
da oduzme licence ili sertifikate	✓
da izriče administrativne kazne, npr. pojedincima	x
odgovarajuća prava na istragu i relevantna ovlašćenja za davanje instrukcija za rešavanje sporova	✓
da pokrene sudski postupak	x
druge nadležnosti za sprovođenje (ako ih ima)	✓
- da izrekne javnu opomenu	

Agencija svojim podzakonskim aktima propisuje formalne procedure, prava i obaveze energetskih subjekata u različitim procesima (npr. Metodologije za tarife, Pravila o licencama za obavljanje energetskih djelatnosti, Pravila o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom, itd.). Takođe ima svoje interne procedure koje se odnose na: praćenje/istragu/inspekcije (uključujući traženje bilo kojih potrebnih informacija od energetskih subjekata), izdavanje ili oduzimanje licenci i donošenje obavezujućih odluka u vezi sa cijenama.

Na izvršnu ulogu Agencije u sektoru energetike je ozbiljno uticano Rešenjem Višeg suda za prekršaje broj PŽP.br. 658/23-3 od 10.05.2023. za EPCG i br.PŽP.br. 410/23-3 od 17.05.2023. za CEDIS u kojem se navodi da Agencija nema pravo da podnosi zahtjeve za pokretanje prekršajnog postupka pred Sudom za prekršaje za povrede Zakona o energetici, za koje se mogu predvidjeti novčane kazne. Sud je naveo da ovo pravo imaju inspektor i ministarstvo nadležno za oblast energetike.

Činjenična pozadina odluke Višeg suda za prekršaje je da je Agencija tokom 2021. godine vršila monitoring razdvajanja ODS-a. Agencija je na osnovu priloženih dokaza zaključila da je EPCG, 100% vlasnik CEDIS-a, ugrozila nezavisnost CEDIS-a - ODS donošenjem odluka o popustima za kupce kojima bi se CEDIS obavezao da učestvuje u popustima smanjenjem CEDIS komponente na računima kupaca koje je Agencija prethodno utvrdila, čime je CEDIS snosio finansijski gubitak.

U skladu sa Zakonom o energetici, ugrožavanje nezavisnosti ODS-a predstavlja prekršaj, pa je Agencija podnijela Prekršajnom суду zahtjev za pokretanje prekršajnog postupka protiv EPCG. Istovremeno, Agencija je podnijela zahtjev za pokretanje postupka protiv CEDIS-a zbog nedostavljanja podataka koje je Agencija tražila za sprovođenje monitoringa. Prekršajni sud je presudio da su oba subjekta počinila prekršaj i izrekao novčanu kaznu.

EPCG i CEDIS pokrenuli su postupak pred Višim sudom za prekršaje, koji je preinačio ranija rešenja Prekršajnog suda, navodeći da pravo podnošenja zahtjeva za pokretanje prekršajnog

postupka pred sudom za prekršaje iz Zakona o energetici imaju inspektori i ministarstvo nadležno za oblast energetike, jer samo oni imaju pravo da vrše neposredni nadzor nad sprovođenjem Zakona o energetici (član 224).

Ovom presudom Suda efektivno se onemogućava sposobnost Agencije da pokrene i vodi prekršajne postupke protiv energetskih subjekata zbog neusaglašenosti i stvara rizik nepredvidive i nedosledne primjene Zakona o energetici od strane različitih javnih subjekata. Ovakva situacija takođe indirektno ugrožava nezavisnost Agencije, jer druge javne institucije preduzimaju sprovođenje aspekata Zakona o energetici koji su u okviru regulatornih ovlašćenja Agencije.

#### ***ECS procjena i preporuke:***

Član 59 (3d) Direktive o električnoj energiji<sup>11</sup> propisuje da će NRT imati ovlašćenje da nametne efikasne, srazmjerne i odvraćajuće kazne energetskim subjektima koji ne ispunjavaju svoje obaveze. Nedostatak ovlašćenja Agencije da izriče novčane kazne i kazne za neusaglašenost ozbiljno ometa efektivnu primenu i umanjuje djelotvornost regulatornog nadzora. Sekretarijat preporučuje da se Agenciji dodijeli nadležnost da izriče kazne za pravilno dokumentovanu i provjerenu neusaglašenost sa regulatornih zahtjevima od strane regulisanih kompanija. Svaki sistem kazni koji Agencija naknadno osmisli takođe će biti u skladu sa ovim zahtjevima.

Alternativno, preporučuje se da Agencija bude nadležna za pokretanje prekršajnog postupka pred odgovarajućim sudom zbog kršenja zakonskih odredbi koje su u nadležnosti Agencije, uključujući i sprovođenje REMIT-a. Zakonom će se jasno definisati obim ovlašćenja Agencije za pokretanje sudskog postupka.

#### **4. Članovi Odbora i menadžment NRT**

Član 57(d)–(h) Direktive o električnoj energiji propisuje pravila za imenovanje, izbor, rotaciju, razrješenje i razrješenje najvišeg rukovodstva NRT ili članova odbora.

Aspekti nezavisnosti i upravljanja NRT koji su ispitani:

- a) mandati, stepenovanje mandata
- b) postupak izbora
- c) postupak imenovanja
- g) izbor predsjednika
- e) postupak razrješenja, uključujući prevremeni raskid
- f) uslovi sukoba interesa, period „hlădenja“

---

<sup>11</sup> Direktiva (EU) 2019/944 ugrađena i prilagođena Odlukom Ministarskog saveta br. 2021/13MC-EnC i izmenjena Odlukom 2022/03/MC-EnC.

REGAGEN nam je dostavio sledeći opis situacije:

Odbor REGAGEN-a čine predsjednik i dva člana. Zakonom je definisan petogodišnji mandat predsjednika i članova odbora NRT. U slučaju da se istovremeno biraju dva člana Odbora, da se istovremeno biraju predsednik i jedan ili dva člana Odbora, dužina mandata se utvrđuje javnim žrijebanjem, a mandati su pet, šest i sedam godina.

Pored Odbora, Agencija ima i izvršnog direktora i zamjenika izvršnog direktora. Mandati izvršnog direktora i zamjenika izvršnog direktora određuju se na četiri godine. Svi mandati se mogu obnoviti samo jednom. Nadležnosti predsjednika, članova odbora, izvršnog direktora i zamjenika izvršnog direktora definisane su zakonom i Statutom.

Predsjednika i članove Odbora Agencije imenuje Skupština Crne Gore na predlog Vlade. Oni se biraju u postupku koji sprovodi komisija za izbor (koju obrazuje Vlada) po javnom konkursu, koji se objavljuje u najmanje jednom štampanom mediju koji se distribuira na teritoriji Crne Gore i traje 30 dana.

Konkurs za izbor predsjednika i članova Odbora Agencija raspisuje najkasnije 90 dana prije isteka odgovarajućeg mandata u skladu sa članom 13 Statuta Agencije. Uz prijavu na konkurs, kandidati, pored dokaza o ispunjenosti uslova utvrđenih ovim zakonom, u pisanoj formi prilaže i sopstveno viđenje stanja i razvoja regulatornog procesa u energetskom sektoru.

Izvršnog direktora i zamjenika izvršnog direktora Agencije bira po javnom konkursu Odbor Agencije, uz prethodno mišljenje Vlade.

Razrješenje predsjednika i članova odbora NRT takođe je vođeno zakonima. Predsjednik ili član Odbora Agencije može biti razrješen i prije isteka mandata, ako:

- ne izvršava ili nesavjeno vrši službene obaveze,
- je u nemogućnosti da izvršava svoje obaveze u periodu dužem od šest mjeseci,
- bude izbrisana iz registra prebivališta,
- je dao netačne podatke o svojim kvalifikacijama,
- je osuđen za krivično djelo za koje je propisana kazna zatvora,
- je u pisanoj formi podnio zahtjev za razrješenje,
- je bio neopravданo odsutan sa sjednica Odbora Agencije više od tri puta uzastopno,
- se ne pridržava kodeksa ponašanja,
- je dao netačnu izjavu u pogledu postojanja sukoba interesa.

Vlada, odnosno jedna trećina poslanika Skupštine može predložiti Skupštini razrješenje predsjednika ili člana Odbora Agencije. Odluka o razrješenju može se donijeti samo na osnovu obrazloženog predloga, nakon sprovedenog postupka u kome su utvrđene sve bitne okolnosti i u kome je predsjedniku ili članu Odbora Agencije protiv koga je pokrenut postupak, omogućeno izjašnjavanje o svim okolnostima.

Što se tiče perioda „hlađenja“, Zakon o energetici propisuje da predsjednik, članovi Odbora Agencije, izvršni direktor i zamjenik izvršnog direktora Agencije ne mogu da zasnuju radni

odnos niti da primaju naknadu po drugom osnovu od regulisanih energetskih subjekata u toku trajanja mandata i u roku od godinu dana od prestanka mandata ili razrješenja. U tom periodu imaju pravo da primaju naknadu od Agencije pod uslovima propisanim članom 38 Zakona o energetici.

Predsjednik, članovi Odbora Agencije, izvršni direktor i zamjenik izvršnog direktora Agencije, kao i članovi njihovih užih porodica ne mogu biti članovi organa upravljanja i imati materijalni, finansijski ili drugi interes u regulisanom energetskom subjektu. Ovi funkcioneri ne mogu koristiti besplatne ili snižene usluge energetskog subjekta, osim cijene i uslove koji važe za ostale krajnje kupce u skladu sa zakonom.

Osim toga, ovi funkcioneri ne mogu u roku od dve godine od prestanka javne funkcije:

- nastupati kao zastupnik ili punomoćnik pravnog lica, preduzetnika ili međunarodne ili druge organizacije koja ima ili zasnuje ugovorni ili poslovni odnos sa tim organom pred organom u kome je obavljao javnu funkciju,
- zasnovati radni odnos, odnosno ostvariti poslovnu saradnju sa pravnim licem, preduzetnikom ili međunarodnom ili drugom organizacijom koja, na osnovu odluka organa u kome je javni funkcioner obavljao funkciju, ostvaruje korist;
- zastupa pravno ili fizičko lice pred organom u kome je obavljao javnu funkciju u predmetu u kome je kao javni funkcioner učestvovao u donošenju odluke,
- obavlja poslove upravljanja ili revizije u pravnom licu u kome su se, najmanje godinu dana prije prestanka javne funkcije, obavljali poslovi nadzora ili kontrole,
- stupiti u ugovorni odnos ili drugi oblik poslovne saradnje sa organom u kome je obavljao javnu funkciju,
- koristiti, u svrhu sticanja koristi za sebe ili drugog ili u svrhu nanošenja štete drugome, znanja i informacije dobijene u vršenju javne funkcije, osim ako su ta saznanja i informacije dostupni javnosti. (Zakon o sprječavanju korupcije, „Sl. list CG“, br. 53/14, 42/17 i 73/23).

Trenutno, Odbor REGAGEN-a ima dva člana – predsjednika i jednog člana odbora. Mandati za obojicu su već istekli. Drugi član Odbora napustio je Odbor nakon isteka mandata. Na osnovu informacija kojima je Sekretarijat raspolagao u vrijeme pisanja ovog izveštaja, konkurs za izbor novih članova Odbora nije završen.

#### ***ECS procjena i preporuke:***

Trenutna situacija u kojoj su samo dva od tri člana Odbora u privremenoj v.d. situaciji ozbiljno utiče na regulatornu stabilnost i nezavisnost. Štaviše, trenutna situacija izlaže Agenciju riziku zastoja ako je jedan od dva postojeća člana odbora onesposobljen ili se njih dvojica ne mogu dogоворити, i drugim pravnim nesigurnostima. Sekretarijat preporučuje trenutno pokretanje transparentnog i konkurentnog procesa odabira članova REGAGEN Odbora u skladu sa važećim zakonima.

Zakonska obaveza da se traži mišljenje Vlade prije imenovanja izvršnog direktora i zamjenika izvršnog direktora Agencije predstavlja rizik uticaja na operativnu nezavisnost NRT. Kriterijumi za ovakvo mišljenje Vlade nijesu jasno propisani, što povećava nesigurnost. Kako se izvršni direktor i zamjenik izvršnog direktora po svojim zadacima i dužnostima mogu smatrati najvišim rukovodstvom Agencije, Sekretarijat preporučuje da se definisu kriterijumi na osnovu kojih se zasniva mišljenje Vlade ili da se imenuje direktor i zamjenik direktora isključivo odlukom Odbora Agencije.

## ***5. Ljudski resursi***

---

U cilju zaštite nezavisnosti regulatornih tijela, član 57 (5b) Direktive o električnoj energiji zahtijeva da NRT budu opremljene neophodnim ljudskim i finansijskim resursima za obavljanje svojih dužnosti i vršenje svojih ovlašćenja na efektivan i efikasan način.

Aspekti nezavisnosti i upravljanja NRT koji su ispitani:

- a) Autonomija u zapošljavanju i zarade osoblja
- b) Broj i status članova osoblja
- c) Zarade osoblja – status quo naspram potreba naspram uporedivih poslova u zemlji

REGAGEN nam je dostavio sledeći opis situacije:

Agencija utvrđuje zarade zaposlenih u skladu sa Zakonom o zaradama zaposlenih u javnom sektoru („Službeni list”, br. 16/16, 83/16, 21/17, 42/17, 12/18, 39/18, 42/18, 34/19, 130/21, 146/21, 92/22 i 152/22). Agencija je dužna da striktno poštuje opštu proceduru zapošljavanja definisanu Zakonom o radu („Sl. list CG”, br. 74/19, 8/21, 59/21, 68/21, 145/21). Predsjednik, članovi Odbora i svi zaposleni u Agenciji su zaposleni u javnom sektoru. Zaposleni u Agenciji ne mogu zasnovati radni odnos niti primati naknadu od subjekata u energetskom sektoru za vreme trajanja radnog odnosa u Agenciji. Osim za predsjednika, članove Odbora Agencije, izvršnog direktora i zamjenika izvršnog direktora Agencije, zaposleni nemaju zakonom propisan period „hlađenja” nakon prestanka radnog odnosa u Agenciji.

REGAGEN navodi da zaposleni u Agenciji nisu državni službenici<sup>12</sup>, jer Agencija nije državna agencija niti je dio državne uprave (prema Zakonu o državnoj upravi (Sl. list CG, br. 74/19, 8/21, 59/21, 68/21, 145/21), niti je dio izvršne vlasti. Takođe nije odgovorna Vladu, već Skupštini Crne Gore. Pored toga, položen državni ispit nije uslov za prijem u radni odnos u Agenciji, kao što je za sve ostale državne službenike koji rade u izvršnoj vlasti.

---

<sup>12</sup> Definicija javnog službenika prema Zakonu o državnim službenicima i namještenicima (Sl. list CG, br. 2/18, 34/19, 8/21 i 37/22): Član 2 - Državni službenik je lice koje je zasnovalo radni odnos u državnom organu za vršenje poslova kojima se ostvaruje Ustavom, zakonom i drugim propisima utvrđena nadležnost tog organa. Član 3. Državnim organima smatraju se ministarstvo i drugi organ državne uprave, Služba predsjednika Crne Gore, Skupštine Crne Gore, Vlade Crne Gore, Ustavnog suda Crne Gore, sud i državno tužilaštvo. Ovaj zakon primjenjuje se na zaposlene u Fondu penzijskog i invalidskog osiguranja Crne Gore, Fondu za zdravstveno osiguranje Crne Gore, Zavodu za zapošljavanje Crne Gore, Fondu rada i Agenciju za mirno rješavanje radnih sporova. Ovaj zakon primjenjuje se i na zaposlene u drugim organima, regulatornim i nezavisnim tijelima, ako je to propisano posebnim zakonom. Suprotno ovome, Zakon o energetici ne utvrđuje Agenciju kao državni organ, već „kao samostalnu, neprofitnu organizaciju, pravno i funkcionalno nezavisnu od državnih organa i energetskih subjekata“.

Pored toga, na zaposlene u Agenciji se ne primjenjuju odredbe Zakona o državnim službenicima i namještenicima (Sl. list CG, br. 2/18, 34/19, 8/21 i 37/22), već se primjenjuju odredbe Zakona o radu. Shodno tome, postupak zapošljavanja u Agenciji se ne sprovodi pred organom državne uprave – organom Vlade za kadrove u skladu sa Uredbom o organizaciji i radu državne uprave („Sl. list CG“, br. 98/23, 102/23, 113/23), već pred Zavodom za zapošljavanje u skladu sa Zakonom o radu (Sl. list CG, br. 74/19, 8/21, 59/21, 68/21, 145/21).

Agencija može zaposliti onoliko osoblja koliko smatra potrebnim, u zavisnosti od raspoloživosti finansijskih sredstava. Raspoloživa sredstva utvrđena su finansijskim planom Agencije, kako je opisano u poglavlju 2 ovog izvještaja.

Agencija takođe može da definiše uslove za kandidate za regulatorno osoblje (npr. u pogledu obrazovanja, profesionalnog iskustva, itd.) u skladu sa svojim potrebama. Predstavnici Agencije učestvuju u izboru i zapošljavanju osoblja. Uobičajeno regrutovanje novog člana osoblja u prosjeku traje oko mjesec dana.

Ukupan broj zaposlenih u Agenciji je na kraju 2023. godine bio 41, uključujući predsjednika, članove Odbora Agencije, izvršnog direktora i zamjenika izvršnog direktora Agencije. Od tog ukupnog broja od 41, 10 zaposlenih je posvećeno regulaciji sektora električne energije i gasa, a 5 zaposlenih je posvećeno regulaciji regulisanih komunalnih djelatnosti. U poslednje tri godine ukupan broj zaposlenih u Agenciji povećan je za 3 osobe. Međutim, ukupan broj regulatornog osoblja u sektoru električne energije i gasa nije se promijenio u poslednje tri godine uprkos sve većem opterećenju regulatornih zadataka.

Plate predsjednika i članova Odbora utvrđuju se pomenutim Zakonom o zaradama zaposlenih u javnom sektoru koji ima za cilj izjednačavanje zarada funkcionera u javnom sektoru. Ovim zakonom trenutno se utvrđuju limiti na plate predsjednika i članova Odbora Agencije, kao i plate izvršnog direktora i zamjenika izvršnog direktora na nivou plata ministara Vlade, shodno članu 24 stav 3 navedenog zakona, kojim je propisano da: „Primanja zaposlenih i rukovodilaca u nezavisnom ili regulatornom organu osnovanom u skladu sa zakonom utvrđuju se u okviru poslovnih grupa B i C, a najviše podgrupe B 4 iz člana 22 stav 1 ovog zakona.“.

Plate osoblja Agencije definisane su internim procedurama Agencije tako da odražavaju relativni staž i zahtjeve radnih mjesta, a proističu iz zakonom utvrđenih ograničenja zarada predsjednika, članova Odbora, izvršnog direktora i zamjenika izvršnog direktora.

Sve druge vrste naknada za zaposlene, kao što su bonusi, nagrade, nadoknada putnih troškova, beneficija zaposlenima, podliježu odgovarajućim odredbama Zakona o zaradama zaposlenih u javnom sektoru (čl. 11-21) i odlukama Odbora Agencije.

Prosječne zarade rukovodnog i regulatornog osoblja Agencije su trenutno znatno niže od zarada njihovih kolega u regulisanim preduzećima, što ograničava sposobnost Agencije da zapošljava i zadrži visokoprofesionalno osoblje. Kao posledica toga, Agencija se već suočava sa „odlivom mozgova“ i poteškoćama u obezbjeđivanju dovoljnih ljudskih resursa za obavljanje sve većih regulatornih zadataka.

Na primjer, prosječne zarade izvršnih direktora javnih preduzeća, koja su praktično izuzeta iz pomenutog Zakona o zaradama zaposlenih u javnom sektoru, su između 50% i 130% veće od prosječne zarade izvršnog direktora Agencije. Slično tome, projsekna plata predsjednika odbora regulisanih energetskih kompanija je između 50% i 115% veća od prosječne plate

predsjednika Odbora Agencije. Pregled prosječnih zarada predstavnika izvršnog nivoa Agencije i regulisanih preduzeća u 2022. godini je sledeći:

	Izvršni direktor	Predsjednik odbora
CEDIS	€ 2.977,21	€ 3.080,00
CGES	€ 2.403,12	€ 2.783,63
Operator tržišta	€ 2.775,02	
EPCG	€ 3.687,00	€ 3.983,36
<b>Agencija</b>	<b>€ 1.596,87</b>	<b>€ 1.841,24</b>

Na osnovu dostupnih podataka iz 2023. godine ovaj jaz u platama najviših predstavnika regulisanih energetskih kompanija i Agencije dodatno se povećao:

**CEDIS:** Izvršni direktor - 3.263,78 €, Predsjednik odbora - 1.716,00 €

**CGES:** Izvršni direktor - 2.910,35 €, Predsjednik Odbora - 3.308,54 €

**Operator tržišta:** Izvršni direktor - 2.506,91 €

**EPCG:** Izvršni direktor - 3.853,06 €, Predsjednik Odbora - 4.611,38 €

**Regulator:** Izvršni direktor – 1.586,73 €, Predsjednik Odbora – 1.861,17 €

Na kadrovskom nivou situacija je takođe negativna. Prosječna zarada zaposlenih u Agenciji iznosila je 1.106,76 € u 2023. godini, uključujući predsjednika, članove Odbora i najviše rukovodioce Agencije. S druge strane, prosječna zarada u sektoru snabdijevanja električnom energijom u Crnoj Gori u istoj godini iznosila je 1.218 €, prema podacima Zavoda za statistiku Crne Gore. To je bilo 10% više nego u Agenciji.

Međutim, stvarni jaz u zaradama je mnogo veći nego što otkriva poređenje prosječnih zarada. Oko 90% osoblja Agencije je visoko kvalifikovano, sa fakultetskim obrazovanjem. S druge strane, prosječna zarada u energetskom sektoru odražava zarade velikog broja radnika zaposlenih u administraciji, popravkama i građevinskim poslovima itd, uglavnom bez visokog obrazovanja.

Poređenjem prosječnih zarada Agencije sa inflacijom i prosječnim zaradama u sektoru snabdijevanja električnom energijom i u cijeloj Crnoj Gori uočava se relativan pad zarada Agencije u odnosu na zarade u drugim sektorima i cijeloj državi, što je ilustrovano u sljedećoj tabeli.

	Prosječna plata - Agencija (€)	Prosječna plata - Energetski sektor (€)	Prosječna plata - Država (€)	Inflacija - CPI (%)
2020	€ 924,69	€ 916,00	€ 524,00	
2021	€ 946,94	€ 924,00	€ 532,00	2,40%
2022	€ 1.108,07	€ 1.100,00	€ 712,00	13,00%
2023	€ 1.106,76	€ 1.218,00	€ 792,00	8,60%
<b>Kumulativna promjena 2020-2023 (%)</b>	<b>19,69%</b>	<b>32,97%</b>	<b>51,15%</b>	<b>25,66%</b>

Izvor: Zavod za statistiku, <https://www.monstat.org/cg/novosti.php?id=4172>, REGAGEN, vrijednosti su neto plate, po odbitku za poreze i naknade.

Agencija je tokom donošenja zakona aktivno komentarisala Zakon o zaradama u javnom sektoru i više puta ukazivala na njegove negativne efekte po Agenciju. Na primjer, Agencija je svoje reagovanje Ministarstvu finansija uputila u aprilu 2014. godine kada je počela javna rasprava o nacrtu zakona. Agencija je uputila još jedan dopis Vladi Crne Gore/Ministarstvu finansija u novembru 2015. godine. Štaviše, Ministarstvu finansija se obratio direktor Sekretarijata Energetske zajednice u decembru 2015. godine. Ipak, Zakon o zaradama u javnom sektoru je usvojen sa izuzetkom zarada energetskih subjekata i Centralne banke, dok su zarade u Agenciji i drugim regulatornim tijelima ostale zakonom ograničene da sami raspoređuju svoja finansijska sredstva. Rezultirajući negativan uticaj na sposobnost Agencije da adekvatno nagradi svoje stručno osoblje opisan je u ovom izveštaju.

Trenutno je u pripremi izmjena Zakona o zaradama u javnom sektoru, kao i sveobuhvatna revizija cijelog Zakona. Na osnovu nacrtu koji je dostupan Agenciji, ovim izmjenama bi Agencija bila izuzeta od ograničenja u pogledu javnih funkcionera utvrđenih Zakonom i dala bi Agenciji i drugim regulatornim institucijama koje se ne finansiraju iz budžeta Vlade sličan tretman kao Centralnoj banci Crne Gore. Agencija ponovo aktivno komentariše i saopštava svoje stavove o odgovarajućem zakonu i ističe negativne uticaje statusa quo na njene regulatorne i institucionalne sposobnosti.

#### **ECS procjena i preporuke:**

Trenutna situacija sa zaradama osoblja koči sposobnost Agencije da zadrži i privuče stručno osoblje koje bi bilo dovoljno da se nosi sa sve zahtjevnijim opterećenjem regulatornih obaveza koje proističu iz integracije crnogorskog energetskog tržišta u EU. Agencija se suočava sa opadanjem iskusnih kadrova koji teže traženju posla u energetskim subjektima ili drugim državnim institucijama sa povoljnijim uslovima zarada. Ovo predstavlja ozbiljan rizik za

sposobnosti Agencije da efikasno štiti javni interes i štiti potrošače električne energije u Crnoj Gori. S obzirom na to da se Agencija finansira iz naknada energetskih subjekata, svako povećanje broja zaposlenih i naknada zaposlenih ne bi predstavljalo korišćenje fiskalnih sredstava Vlade.

Preporučuje se da Agencija dobije autonomiju u odlučivanju o zaradama osoblja i da bude izuzeta od relevantnih obaveza u Zakonu o zaradama zaposlenih u javnom sektoru i Agenciji. Konkretno, ograničenja za zarade predsjednika i članova Odbora REGAGEN-a treba da budu uklonjena ili podignuta na više nivoe, omogućavajući prilagođavanje platnih skala osoblja Agencije na konkurentnije nivoe. Na primjer, Agencija se može tretirati identično sa Centralnom bankom Crne Gore koja je izuzeta iz Zakona o zaradama zaposlenih u javnom sektoru, a zarade njenih zvaničnika i osoblja su definisane posebnim zakonskim i podzakonskim aktima. Takođe se preporučuje da Agencija nastavi da saopštava svoje stavove prema odgovarajućem zakonu i naglašava rizike statusa quo po njene regulatorne i institucionalne sposobnosti.

Uobičajena je praksa da su zarade predstavnika NRT definisane posebnim zakonima ili pravilima koja osmišljavaju opšti regulatorni okvir i da su odvojene od zarada drugih javnih službenika. Na primjer, zarada predsjednika NRT u Sjevernoj Makedoniji je zakonski utvrđena na maksimalno petostruku prosečnu zaradu u zemlji u prethodnoj godini. U Ukrajini, osnovna zarada predsjednika NRT je zakonski određena u iznosu od 75-ostrukog iznosa plate za život za radno sposobna lica (tj. životnog minimuma), utvrđenog zakonom o državnom budžetu Ukrajine za relevantnu godinu, dok je taj broj za članove odbora ukrajinske NRT postavljen na 60. U EU, predsjednik Regulatornog odbora NRT u Slovačkoj zarađuje šestostruku prosječnu nominalnu platu u cijeloj privredi iz prethodne godine, dok je taj broj za članove odbora četiri. U Mađarskoj je mjesečna zarada predsjednika NRT 10-ostruka prosječna mjesečna bruto zarada u privredi za prethodnu godinu, kako je objavio Centralni zavod za statistiku, dok potpredsjednik ima 9-ostruki iznos. U Letoniji službenici NRT ne zarađuju više od 4,05 puta osnovne mjesečne plate u energetskom sektoru. U Poljskoj, raspon zarada za regulatorno osoblje NRT je određen između 3,5 do 0,4 puta prosječne plate u sektoru energetike i goriva u 4. kvartalu prethodne godine, u zavisnosti od radnog staža.

Platne skale zaposlenih u Agenciji treba da ostanu u autonomiji Agencije, kao što je sada. Ovo, međutim, ne oslobađa Agenciju od poštovanja drugih relevantnih zakonskih obaveza o efikasnom i transparentnom korišćenju javnih resursa koje se uopšteno odnose na javne i državne institucije u Crnoj Gori.

## ***6. Finansijska nezavisnost***

---

Da bi NRT imala neophodna finansijska sredstva za obavljanje svojih dužnosti, trebalo bi da imaju odvojenu godišnju budžetsku alokaciju i autonomiju u sprovođenju dodijeljenog budžeta, u skladu sa članom 57 (5c) Direktive o električnoj energiji.

Teme koje treba ispitati:

- a) Izvori finansiranja i adekvatnost
- b) Proces odobravanja finansiranja

- c) Autonomija u donošenju odluka o potrošnji, uslovi za trošenje/ispod/preko
- d) Autonomija u budžetiranju zarada osoblja i naknadama
- e) Poređenje sa sličnim agencijama i/ili javnim službama

REGAGEN nam je dostavio sledeći opis situacije:

Sredstva za funkcionisanje Agencije u oblasti energetike utvrđuju se finansijskim planom Agencije, koji usvaja Skupština u skladu sa Zakonom o energetici i koji se objavljuje na internet stranici Agencije. Sredstva za funkcionisanje Agencije u oblasti upravljanja regulisanim komunalnim djelatnostima utvrđuju se finansijskim planom Agencije, koji odobrava Vlada u skladu sa Zakonom o komunalnim djelatnostima i koji se objavljuje na sajtu Agencije.

Agencija se tako finansira iz dva izvora, a to su naknade od regulisanih preduzeća i naknade od regulisanih komunalnih delatnosti. Prvo, Agencija utvrđuje i naplaćuje naknade od regulisanih energetskih kompanija za finansiranje funkcija energetske regulacije Agencije. Ove naknade obuhvataju naknade za izdavanje licenci, godišnje naknade za korišćenje licenci, naknade za utvrđivanje statusa zatvorenog distributivnog sistema, godišnje naknade za korišćenje statusa zatvorenog distributivnog sistema i naknade za rješavanje sporova. Visinu naknada utvrđuje Agencija u skladu sa metodologijom za utvrđivanje načina obezbjeđivanja sredstava za rad Agencije i usvaja se odlukom Agencije, bez saglasnosti drugih institucija.

Drugo, naknadama za regulisane komunalne djelatnosti finansiraju se nadležnosti regulacije Agencije u toj oblasti. Visinu ovih naknada utvrđuje Agencija posebnim aktom, uz prethodnu saglasnost Vlade. Obje vrste naknada treba da budu utvrđene na način da pokriju procjenjene troškove REGAGEN-a za sprovođenje odgovarajućih regulatornih aktivnosti, u skladu sa Zakonom o komunalnim djelatnostima. Kako je saopšteno iz REGAGEN-a, Vlada, prije davanja saglasnosti, preko resornog ministarstva traži mišljenja od raznih institucija, uključujući i Zajednicu opština Crne Gore, koja traži mišljenje od Udruženja vodovoda, čije članstvo reguliše REGAGEN.

REGAGEN je u svojim izvještajima i obraćanjima Skupštini Crne Gore, kao i Vladi Crne Gore više puta isticao da finansiranje regulisanih komunalnih djelatnosti treba obezbijediti na isti način kao i regulaciju u energetskom sektoru. Stav Agencije je da je neprimjereno da Udruženje vodovoda daje mišljenje o predlogu naknade regulatora, jer to predstavlja sukob interesa.

Agencija je samostalna u odlučivanju o raspodjeli i preraspodjeli budžeta (slobodna je da odlučuje o trošenju ukupnog budžeta) na osnovu odluka Odbora Agencije. U slučaju da budžet nije u potpunosti utrošen u jednoj godini, sredstva koja preostaju na računu Agencije nakon izmirenja obaveza na kraju poslovne godine prenose se u narednu godinu, a naknade za narednu godinu srazmjerno se umanjuju. Agencija je odgovorna za finansijsko računovodstvo i izvještavanje o svojim aktivnostima u skladu sa opštim zahtjevima javnog sektora, kao što je navedeno u Poglavlju 2 ovog izvještaja.

Pregled godišnjeg budžeta Agencije je u sledećoj tabeli:

Godina	Regulacija energetskog sektora	Regulacija komunalnih djelatnosti	Ukupni budžet
2022	1.521.404,03 €	282.066,23 €	1,803,470 €
2023	1.579.598,87 €	295.550,80 €	1,875,149 €
2024	1.649.781,59 €	300.228,32 €	1,950,009 €

U toku rada Agencije bilo je više zadiranja u finansijsku nezavisnost Agencije.

U decembru 2009. godine, Skupština je usvojila finansijski plan za 2010. godinu, ali je obavezala Agenciju da do kraja februara 2010. godine dostavi korigovani plan u kojem je Agencija morala da koriguje zarade Odbora i uprave na nivo osnovnih plata državnim funkcionerima, počev od 1. januara 2010. godine. Agencija je 26. februara 2010. godine donijela odluku kojom se utvrđuju osnovne zarade Odbora i rukovodstva u visini dvije osnovne zarade ostalih zaposlenih. To je rezultiralo smanjenjem zarada za 33%.

Drugi slučaj desio se u maju i julu 2012. godine, kada je Vlada Crne Gore dostavila drugačiji Zaključak, odnosno amandman na Zaključak, kojim je preporučeno smanjenje zarada Odbora i menadžmenta nezavisnih regulatornih tijela u Crnoj Gori, kako bi se podržala vladina politika smanjenja javne potrošnje. Takođe je definisan limit za zaposlene koji su niže rangirani od menadžmenta. Postupajući po zaključku Vlade, zarade su svima u Agenciji smanjene za 7%.

Skupština je u januaru 2013. godine donijela izmjene zakona koji je primjenjivan u tom periodu („Sl. list CG”, br. 28/10 i br. 6/13) o sredstvima Agencije koja ostaju na računu i usvojeno da: „Sredstva koja ostaju na računu Agencije nakon isteka poslovne godine u kojoj su obezbijeđena, prihodi su budžeta Crne Gore.” Ova odredba je važila do 1. januara 2016. godine, kada je istekla.

#### ***ECS procjena i preporuke:***

Prema članu 57(5) Direktive o električnoj energiji, u cilju zaštite nezavisnosti regulatornog tijela, ugovorne strane će posebno osigurati da NRT ima sve neophodne ljudske i finansijske resurse koji su mu potrebni za obavljanje svojih dužnosti i vršenje svojih ovlašćenja. na efektivan i efikasan način, te da NRT ima posebnu godišnju raspodjelu budžeta i autonomiju u sprovođenju dodijeljenog budžeta.

Radni dokument osoblja Evropske komisije o regulatornim organima<sup>13</sup> objavljen 2010. godine uključivao je sljedeće tumačenje direktiva o električnoj energiji i gasu: Službe Komisije su mišljenja da je uloga nacionalnog zakonodavca, odnosno nacionalnog parlamenta, u

<sup>13</sup>[https://energy.ec.europa.eu/document/download/b819734f-74b6-4bca-9b79-ddcf23ac2f36\\_en?filename=2010\\_01\\_21\\_the\\_regulatoryAuthorities.pdf](https://energy.ec.europa.eu/document/download/b819734f-74b6-4bca-9b79-ddcf23ac2f36_en?filename=2010_01_21_the_regulatoryAuthorities.pdf)

odobravanju budžeta NRT da dodijeli globalnu finansijsku alokaciju NRT, koja bi trebalo da omogući NRT da izvršava svoje dužnosti i vrši svoja ovlašćenja na efikasan i djelotvoran način. Kriterijumi za procjenu ovoga mogu biti budžet sličnih regulatora ili tijela (npr. nacionalnih banaka) i budžet NRT u drugim državama članicama.

U *acquis communautaire*, parlamentarni nadzor je prihvaćen kao izuzetak od primarnog principa nezavisnosti NRT samo u mjeri u kojoj se taj nadzor vrši u skladu sa ustavnim zakonom države. Uvod 30. Direktive o gasu daje sljedeća pojašnjenja u vezi sa usklađivanjem budžetske autonomije i autonomije u sprovođenju dodijeljenog budžeta sa prihvaćenim izuzetkom parlamentarnog nadzora: „Pored toga, usvajanje budžeta regulatora od strane nacionalnog zakonodavca ne predstavlja prepreku za budžetsku autonomiju. Odredbe koje se odnose na samostalnost u sprovođenju dodijeljenog budžeta regulatornog tijela treba da se sprovode u okviru definisanom nacionalnim budžetskim zakonom i pravilima.“

Iako *acquis communautaire* sektora voda ne spada u djelokrug Energetske zajednice, važno je da istaknemo da se gore pomenuti pristup koji je preporučila Evropska komisija odnosi na regulatorna tijela uopšte i da je stoga u potpunosti relevantan za nadležno regulatorno tijelo za sektor voda. Štaviše, u posebnom slučaju REGAGEN-a, njegova budžetska autonomija za njegove aktivnosti u sektoru voda povezana je sa budžetskom autonomijom za njegove aktivnosti u sektoru električne energije i gasa, pošto je REGAGEN autonoman u odlučivanju o raspodjeli i preraspodjeli budžeta.

U takvim okolnostima, trenutna situacija u kojoj finansijske planove Agencije za regulisane komunalne djelatnosti odobrava Vlada nije u skladu sa odredbama *acquis communautaire* koji predviđa da Parlament, a ne Vlada, obezbeđuje „globalnu finansijsku alokaciju“ regulatornom tijelu. Postojeći proces stvara nepotrebno administrativno opterećenje za Agenciju pripremanjem, administriranjem i revizijom dva odvojena finansijska budžeta za njene regulatorne funkcije. Takođe, može izložiti Agenciju riziku potencijalnog političkog pritiska u procesu odobravanja budžeta u dvije posebne institucije.

U sektoru komunalnih djelatnosti, proces odobravanja budžeta vezan je za aktuelni postupak utvrđivanja i odobravanja naknada koje plaćaju vršioci regulisanih komunalnih djelatnosti, što je administrativno komplikovano. Zakon nalaže da Vlada Crne Gore da saglasnost za predloženu naknadu nakon konsultacija sa drugim vladinim institucijama i privrednim udruženjima. Vlada, prije davanja saglasnosti, traži mišljenja od raznih institucija, uključujući i Zajednicu opština Crne Gore, koja traži mišljenje od Udruženja vodovoda, čije članstvo reguliše REGAGEN. Ovo mišljenje je konstantno negativno jer regulisana preduzeća ne vole da plaćaju ove naknade i preferiraju da se Agencija finansira iz budžeta Vlade.

Pored toga, trenutni pravni okvir se ne bavi pitanjem finansiranja REGAGEN-a u regulaciji regulisanih komunalnih djelatnosti u slučajevima kada Vlada ne da blagovremeno odobrenje za predloženu naknadu. Ovo je ilustrovano činjenicom da je Vlada Crne Gore dala saglasnost za naknadu za 2024. godinu 15. februara 2024. godine, uprkos tome što je REGAGEN podnijela predlog 29. septembra 2023. Ovo kašnjenje je dovelo do toga da REGAGEN nije mogao da obezbijedi finansiranje do marta 2024. godine.

Sekretarijat preporučuje da se proces usvajanja finansijskog plana Agencije i utvrđivanja naknada za finansiranje regulatornih aktivnosti Agencije objedini u skladu sa postojećim procesima koji se odnose na finansijski plan i naknade u regulativi energetskog sektora. Cjelokupni finansijski plan Agencije podlježe saglasnosti Skupštine Crne Gore.

## Zaključci i preporuke

Čini se da su institucionalni aranžmani i obim regulatornih zadataka Agencije u skladu sa odgovarajućim odredbama zakonodavstva Energetske zajednice o regulatornoj nezavisnosti. Usvajanje PIE-a je značajno povećalo obim regulatornih zadataka REGAGEN-a što zahtijeva nove regulatorne sposobnosti i kapacitete. Ovo zahtjeva prilagođavanje organizacionih aranžmana, pojačanu obuku regulatornog osoblja i povećanje stručnog osoblja. Preporučujemo da Agencija sprovede reviziju novih regulatornih zadataka koji proizilaze iz PIE-a, prilagodi svoje procese donošenja odluka, procijeni potrebu za dodatnim brojem regulatornog osoblja i osmisli i implementira planove razvoja stručnog osoblja.

Neosnovano odbijanje ili neodobravanje izvještaja o radu koje Agencija dostavlja Skupštini ili vršenje nadzornih ovlašćenja Skupštine nad Agencijom iz političkih motiva koji nijesu u vezi sa sadržajem izvještaja Agencije nije u skladu sa zahtjevima nezavisnosti Agencije.

Postojeći aranžman u kojem se finansijski planovi Agencije odobravaju u dva odvojena procesa od strane dvije različite institucije (Parlament i Vlada) za dva različita sektora u okviru djelokruga Agencije (energetika i regulisane komunalne djelatnosti) nije konzistentan sa *acquis communautaire* koji predviđa parlamentarni, a ne vladin, nadzor nad regulatornim tijelima. Postojeći proces stvara nepotrebno administrativno opterećenje za Agenciju u pripremi, administrirajući i revidirajući dva odvojena finansijska budžeta za svoje regulatorne funkcije. To takođe može izložiti Agenciju riziku potencijalnih političkih pritisaka u procesu odobravanja budžeta u dvije odvojene institucije.

U sektoru komunalnih djelatnosti, proces odobravanja budžeta vezan je za aktuelni postupak utvrđivanja i odobravanja naknada koje plaćaju vršiocu regulisanih komunalnih djelatnosti, što je administrativno komplikovano. Zakon nalaže da Vlada Crne Gore da saglasnost za predloženu naknadu nakon konsultacija sa drugim vladinim institucijama i privrednim udruženjima. Vlada, prije davanja saglasnosti, traži mišljenja od raznih institucija, uključujući i Zajednicu opština Crne Gore, koja traži mišljenje od Udruženja vodovoda, čije članstvo reguliše REGAGEN. Ovo mišljenje je konstantno negativno jer regulisana preduzeća ne vole da plaćaju ove naknade i preferiraju da se Agencija finansira iz budžeta Vlade.

Pored toga, trenutni pravni okvir ne bavi se pitanjem finansiranja REGAGEN-a u regulaciji regulisanih komunalnih djelatnosti u slučajevima kada Vlada ne da blagovremeno odobriće za predloženu naknadu. Ovo je ilustrovano činjenicom da je Vlada Crne Gore dala saglasnost za naknadu za 2024. godinu 15. februara 2024. godine, uprkos tome što je REGAGEN podnijela predlog 29. septembra 2023. Ovo kašnjenje je dovelo do toga da REGAGEN nije mogla da obezbedi finansiranje do marta 2024. godine.

Sekretarijat preporučuje da se proces usvajanja finansijskog plana Agencije za finansiranje regulatornih aktivnosti Agencije objedini u skladu sa postojećim procesima koji se odnose na finansijski plan u regulisanju energetskog sektora. Cjelokupni finansijski plan Agencije podliježe saglasnosti Skupštine Crne Gore. Takođe se preporučuje da Agencija razvije i usvoji dugoročnu regulatornu strategiju koja navodi ključne regulatorne politike i principe koji će se primjenjivati na regulisane sektore u narednih 3-5 godina. Ovo bi bila osnova za izradu

detaljnijih podzakonskih akata i odluka koje se primenjuju na određene sektore i regulisane subjekte. Agencija će pri izradi regulatorne strategije sprovesti javne rasprave sa ključnim zainteresovanim stranama.

Nedostatak ovlašćenja Agencije da izriče novčane kazne i kazne za neusaglašenost ozbiljno ometa efektivnu primjenu i umanjuje djelotvornost regulatornog nadzora. Sekretarijat preporučuje da se Agenciji dodijeli nadležnost da izriče kazne za pravilno dokumentovanu i provjerenu neusaglašenost regulatornih zahtjeva od strane regulisanih kompanija. Svaki sistem kazni koji Agencija naknadno osmisli takođe će biti u skladu sa ovim zahtjevima.

Takođe se preporučuje da Agencija bude nadležna za pokretanje prekršajnog postupka pred nadležnim sudom zbog povrede zakonskih odredbi koje su u nadležnosti Agencije. Zakonom će se jasno definisati obim ovlašćenja Agencije za pokretanje sudskog postupka.

Trenutna situacija sa samo dva, od tri, člana Odbora na poziciji i oba sa isteklim mandatima, izlaže Agenciju riziku zastoja ako jedan od dva postojeća člana Odbora bude onesposobljen ili se njih dvojica ne mogu dogоворити. Sekretarijat preporučuje pokretanje transparentnog i konkurentnog procesa selekcije članova REGAGEN Odbora u skladu sa važećim zakonodavstvom.

Trenutna situacija sa zaradama osoblja koči sposobnost Agencije da zadrži i privuče stručno osoblje koje bi bilo dovoljno da se nosi sa sve zahtjevnijim opterećenjem regulatornih obaveza koje proističu iz integracije crnogorskog energetskog tržišta u EU. Agencija se suočava sa opadanjem iskusnih kadrova koji teže traženju posla u energetskim subjektima ili drugim državnim institucijama sa povoljnijim uslovima zarada. Ovo može predstavljati ozbiljan rizik za sposobnosti Agencije da efikasno štiti javni interes i štiti potrošače električne energije u Crnoj Gori. S obzirom na to da se Agencija finansira iz naknada energetskih subjekata, svako povećanje broja zaposlenih i zarada zaposlenih ne bi predstavljalo korišćenje fiskalnih sredstava Vlade.

Preporučuje se da Agencija dobije autonomiju u odlučivanju o zaradama osoblja i da bude izuzeta od relevantnih obaveza u Zakonu o zaradama zaposlenih u javnom sektoru i Agenciji. Konkretno, ograničenja za zarade predsjednika i članova Odbora REGAGEN-a treba ukloniti ili podignuti na više nivoa, što će omogućiti prilagođavanje platnih skala za osoblje Agencije. Na primjer, Agencija se može tretirati identično sa Centralnom bankom Crne Gore koja je izuzeta iz Zakona o zaradama zaposlenih u javnom sektoru, a zarade njenih službenika i osoblja su definisane posebnim zakonskim i podzakonskim aktima.

Platne skale zaposlenih u Agenciji treba da ostanu u autonomiji Agencije, kako je sada. Ovo, međutim, ne oslobađa Agenciju od poštovanja drugih relevantnih zakonskih obaveza o efikasnom i transparentnom korišćenju javnih resursa koje se uopšteno odnose na javne i državne institucije u Crnoj Gori.

Sekretarijat preporučuje preispitivanje relevantnih članova zakona koji ometaju autonomiju Agencije koja se odnosi na zarade osoblja. Konkretno, sadašnji predlog da se Agencija i druge regulatorne agencije koje se direktno ne finansiraju iz budžeta Vlade izuzmu od ograničenja

zarada utvrđenih Zakonom o zaradama zaposlenih u javnom sektoru, po mišljenju Sekretarijata, predstavlja put naprijed kojim bi se omogućilo Agenciji da usklađuje zarade zaposlenih na konkurentnije nivoe. Takođe se preporučuje da Agencija nastavi da saopštava svoje stavove prema odgovarajućem zakonu i naglašava rizike statusa quo po njene regulatorne i institucionalne sposobnosti.

## **ANEKS - Lista institucija i dokumenata**

### **Institucije:**

- REGAGEN
- Ministarstvo finansija Crne Gore
- Ministarstvo energetike i rudarstva
- Odbor za ekonomiju, finansije i budžet Parlamenta Crne Gore

### **Legislativa:**

- Zakon o energetici ("Službeni list CG", br. 5/16, 51/17, 82/20, 29/22 i 152/22)
- Zakon o komunalnim djelatnostima ("Službeni list CG", br. 55/16, 74/16, 2/18, 66/19, 140/22)
- Zakon o zaradama u javnom sektoru ("Službeni list CG", br. 16/16, 83/16, 21/17, 42/17, 12/18, 39/18, 42/18, 34/19, 130/21, 146/21, 92/22, and 152/22).
- Zakon o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa ("Službeni list CG", broj 42/16),
- Zakon o nadzoru nad veleprodajnim tržištem električne energije i prirodnog gasa ("Službeni list CG", broj 1/22),
- Zakon o komunalnim djelatnostima ("Službeni list CG", br. 55/16, 2/18, 66/19 i 140/22),
- Zakon o budžetu i fiskalnoj odgovornosti ("Službeni list CG", br. 20/14, 56/14, 70/17, 4/18, 55/18, 66/19, 70/21, 145/21, 27/23 i 125/23),
- Zakon o upravljanju i unutrašnjim kontrolama u javnom sektoru ("Službeni list CG", broj 75/18).

### **Dokumenti:**

- Finansijska nezavisnost NRT, izvještaj za 53. ECRB sastanak, Atina, 18.12.2023
- Upitnik za procjenu NRT nezavisnosti na osnovu Direktive 2019/944 i Direktive 2009/73/EC
- Nacrt ECRB izvještaja o NRT nezavisnosti u Energetskoj Zajednici, 2024