

Indikativni plan razvoja proizvodnje 2023-2032



April 2022.

SADRŽAJ

1.	UVOD	3
2.	TEHNIČKI PARAMETRI PROIZVODNIH KAPACITETA.....	5
3.	OSTVARENJA NA MREŽI PRENOSA U 2021.....	7
3.1	Ostvarenje bilansa električne energije na mreži prenosa	7
3.1.1	Razmjena električne energije sa susjednim sistemima	14
3.1.2	Naponske prilike u EES BiH.....	15
4.	PROIZVODNJA I POTROŠNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE U BIH U PROTEKLOM PERIODU	18
5.	BILANS ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PRENOSNOJ MREŽI ZA 2022.	21
6.	PROGNOZA POTROŠNJE 2023.-2032. GODINA.....	23
6.1	Statistički podaci relevantni za planiranje potrošnje	23
6.2	Prognoziranje potrošnje električne energije na bazi korelacije sa bruto društvenim proizvodom	25
6.3	Planovi potrošnje korisnika prenosne mreže	26
6.3.1	Plan potrošnje direktno priključenih kupaca.....	26
6.3.2	Bruto distributivna potrošnja – planovi elektroprivrednih preduzeća.....	28
6.3.3	Prognoza potrošnje na prenosnoj mreži BiH na bazi podataka dostavljenih od Korisnika prenosne mreže	30
6.4	Prognoza potrošnje električne energije na prenosnoj mreži BiH.....	31
7.	INTEGRACIJA OBNOVLJIVIH IZVORA	34
7.1	Integracija vjetroelektrana i solarnih elektrana	34
8.	BILANSI ENERGIJE I SNAGE NA PRENOSNOJ MREŽI 2023. – 2032. GODINA.....	37
8.1	Bilansi električne energije i instalisana snaga proizvodnih kapaciteta	37
	Potrebno je napomenuti, da su se potpisivanjem „Sofijske deklaracije“ o Zelenoj agendi za Zapadni Balkan, 10. novembra 2020. godine, zemlje regiona obavezale na niz konkretnih akcija, uključujući uvođenje takse na emisije ugljen-dioksida i tržišnih modela za podsticanje obnovljivih izvora energije, kao i postupno ukidanje subvencija za ugalj.....	43
8.2	Procjena konzuma na prenosnoj mreži.....	46
9.	MARKET ANALIZA ZA 2030. - DEKARBONIZACIJA (IZVOD IZ EMI STUDIJE).....	48
9.1	Scenariji dekarbonizacije.....	48
9.2	Metodologija	49
9.3	Cijene goriva i CO ₂	49
9.4	Ulazni podaci za market model	49
9.5	Harmonizovane NTC vrijednosti.....	51

9.6	Rezultati market analize	51
9.7	Rezultati analize za BiH.....	54
9.8	Ključna razmatranja.....	56
10.	ENTSO-E DESETOGODIŠNJI PLAN RAZVOJA PRENOSNE MREŽE (TYNDP – Ten Year Network Development Plan).....	58
10.1	Projekti interkonekcija u TYNDP 2020.....	58
10.1.1	Projekat 343. DV 400 kV Banja Luka - Lika	59
10.1.2	Projekat 227. Transbalkanski koridor	60
10.1.3	Projekat 241. Nadogradnja 220 kV vodova na 400 kV između BiH i Hrvatske	62
10.1.4	Projekat 342. Centralni Balkanski koridor	64
10.1.5	Očekivani porast prenosnog kapaciteta za projekat 342	66
10.1.6	Prekogranični prenosni kapaciteti.....	66
11.	ZAKLJUČCI I SUGESTIJE	68
12.	LITERATURA.....	70
13.	Popis skraćenica	71
14.	PRILOG: SPISAK PRIJAVLJENIH PROIZVODNIH KAPACITETA.....	73

1. UVOD

U skladu sa važećom legislativom, Nezavisni operator sistema u Bosni i Hercegovini (NOSBiH) je pripremio Indikativni plan razvoja proizvodnje. Ovaj Plan obuhvata period 2023.-2032. godine i vremenski obuhvat je prilagođen potrebama za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže u skladu sa važećim Mrežnim kodeksom [1].

Osnove za izradu Indikativnog plana razvoja proizvodnje su:

- Članom 7.11. Zakona o osnivanju Nezavisnog operatora sistema za prenosni sistem u BiH (Službeni glasnik BiH br. 35/04) definisana je obaveza „*Utvrdjivanje indikativnog proizvodnog razvojnog plana s podacima dostavljenim od proizvođača, distributivnih kompanija i krajnjih korisnika koji su direktno povezani na prenosni sistem.*“
- Tačkom 3.18. „**USLOVA ZA KORIŠTENJE LICENCE ZA OBAVLJANJE DJELATNOSTI NEZAVISNOG OPERATORA SISTEMA**“ definiše se: *Vlasnik licence je dužan da svake godine utvrdi Indikativni plan razvoja proizvodnje za naredni desetogodišnji period sa podacima koje će prikupiti od proizvođača, operatora distributivnog sistema i krajnjih kupaca koji su direktno priključeni na prenosni sistem. Vlasnik licence u pripremi Indikativnog plana koristi i podatke nadležnih ministarstava, regulatornih komisija, komisija za koncesije, operatora obnovljivih izvora električne energije i drugih institucija. Vlasnik licence provodi javnu raspravu o Prijedlogu Indikativnog plana razvoja proizvodnje. Indikativni plan razvoja proizvodnje se dostavlja DERK-u na odobrenje do kraja aprila za narednu godinu. Vlasnik licence objavljuje odobreni Indikativni plan.*

U skladu sa odjeljkom 4.1. Mrežnog kodeksa, cilj desetogodišnjeg Indikativnog plana razvoja proizvodnje je da pruži informaciju o najavljenim projektima izgradnje novih proizvodnih kapaciteta koji će biti priključeni na prenosnu mrežu. Indikativni plan razvoja proizvodnje treba da prioritetno ukaže na zadovoljenje potreba BiH u električnoj energiji i snazi na bazi korištenja vlastitih resursa, uvažavajući sljedeće elemente planiranja:

- Određivanje potreba u proizvodnim kapacitetima za pokrivanje vršnog tereta EES BiH na prenosnoj mreži;
- Određivanje potreba u proizvodnim kapacitetima za zadovoljenje potražnje za električnom energijom distributera i direktno priključenih kupaca na prenosnoj mreži;
- Određivanje potreba u proizvodnim kapacitetima uz uvažavanje odobrene vrijednosti maksimalne snage iz neupravljivih izvora energije (vjetroelektrane i solarne elektrane)
- Bilansni suficiti i deficiti sa komentarom o mogućim vrijednostima prekograničnih prenosnih kapaciteta.

U pripremnoj fazi realizacije Indikativnog plana razvoja proizvodnje za period 2023.-2032. godina, NOSBiH je krajem oktobra 2021. godine preduzeo sljedeće aktivnosti:

- Ministarstvu spoljne trgovine i ekonomskih odnosa BiH, Državnoj regulatornoj komisiji za električnu energiju (DERK-u), Ministarstvu energije, rudarstva i industrije FBiH, Ministarstvu energetike i rudarstva RS, Regulatornoj komisiji za energiju u Federaciji Bosne i Hercegovine (FERK-u) i Regulatornoj komisiji za energetiku Republike Srpske

(RERS-u) kao i vladi Brčko Distrikta upućeni su dopisi sa obavještenjem o početku procesa pripreme plana;

- Svim Korisnicima koji su navedeni u prethodnom planu upućeni su pozivi da dostave svoje inovirane planove ili potvrde postojeće prijave;
- Na internet stranici NOSBiH-a, objavljen je Javni poziv svim korisnicima prenosne mreže da dostave svoje planove proizvodnje i potrošnje električne energije;
- Svim kupcima električne energije na prenosnoj mreži upućen je poziv da dostave svoje planove potrošnje;

U registar ovog Indikativnog plana uključene su sve prijave pristigle do 31.12.2021. godine. Osim toga, u ovom Indikativnom planu razvoja proizvodnje naveden je kratak osvrt na aktivnosti ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) sa aspekta desetogodišnjeg razvoja elektroenergetskog sistema (EES-a) na području zemalja članica, koji se zasniva na kratkoročnim i dugoročnim regionalnim planovima razvoja proizvodnje i potrošnje svake članice regije, uključujući i aspekte regionalnog tržišta električne energije. Rezultat ovih aktivnosti su projekti prenosne mreže od evropskog značaja.

Na kraju Indikativnog plana razvoja proizvodnje za period 2023.-2032. godina dati su Zaključci sa preporukama za što efikasniju realizaciju plana.

2. TEHNIČKI PARAMETRI PROIZVODNIH KAPACITETA

Tehnički parametri proizvodnih jedinica priključenih na prenosnoj mreži su prikazani u Tabelama 2.1, 2.2. i 2.3.

Tabela 2.1. - Hidroelektrane

Sliv	Naziv objekta HE	Instalisana snaga agregata	P_{max} na mreži prenosa	Tehnički minimum	Protok	Kote	Akumulacija	Prosječna godišnja proizvodnja**
		(MW)	(MW)	(MW)	(m ³ /s)	(m)	(GWh/hm ³)	(GWh)
Trebišnjica	Trebinje I	2x54+1x63	171	2x26+1x28	3x70	352-402	1010,7/1074,6	370-420
	Dubrovnik*	1x108+1x126	126	2x55	2x48,5	288-295	8,02/9,30	1.168
	Čapljina	2x220	440	2x140	2x112,5	224-231,5	3,43/6,47	620
Neretva	Rama	1x80+1x90	170	2x55	2x32	536-595	530,8/466	731
	Jablanica	6x30	180	6x12	6x35	235-270	127,7/288	790
	Grabovica	2x57	114	2x25	2x190	154,5-159,5	2,9/5	300
	Salakovac	3x70	210	3x35	3x180	118,5-123	5,3/16	460
	Mostar	3x24	72	3x12	3x120	72-78	0,4/6,4	310
Vrbas	Jajce I	2x30	60	2x17	2x35	425,8-427,1	0,51/4,2	220
	Jajce II	3x10	30	3x5,5	3x27	321,5-329	0,22/2,1	175
	Bočac	2x55	110	2x32	2x120	254-282	5,09/42,9	307
Drina	Višegrad	3x105	315	3x70	3x270	330,5-336	10,0/101,0	1.108
Lištica	Mostarsko Blato	2x30	60	2x10	2x20	221,5-224,5	0,52/1,25	167
Tihaljina	Peć-Mlini	2x15,3	30,6	2x4,8	2x15	249-252	0,2/0,74	72-80
Prača	Ustiprača	2x3,74	6,90	2x1,2	2x7	395,9-396	0,04	35,35
	Dub	2x4,7	9,4	2x1,9	2x7,5	472,9-474	0,24	44,16
Ukupno P_{max}			2.104,9					

*Proizvodnja generatora 2 iz HE Dubrovnik pripada ERS; **prosječna projektovana godišnja proizvodnja

Tabela 2.2. - Termoelektrane

Objekat TE	Blok	Instalisana snaga agregata	Snaga na mreži prenosa*	Tehnički minimum	Prividna snaga	Vrsta uglja	Specifična potrošnja	Prosječna godišnja proizvodnja**
		(MW)	(MW)	(MW)	(MVA)		(kJ/kWh)	(GWh)
Tuzla	G3	100	90	60	118	LM	14.396	300
Tuzla	G4	200	180	125	235	LM	12.159	1.020
Tuzla	G5	200	180	125	235	LM	12.169	1.030
Tuzla	G6	223	200	115	270,6	M	10.703	1.150
TUZLA		723	650		858,6			3.500
Kakanj	G5	110	100	60	125	M	11.600	500
Kakanj	G6	110	100	55	137,5	M	11.350	500
Kakanj	G7	230	208	140	300	M	11.850	1.200
KAKANJ		450	408		562,5			2.200
GACKO	G1	300	276	180	353	L	11.520	1.149,40
UGLJEVIK	G1	300	279	155	353	M	11.470	1.457,70
STANARI	G	300	275	150	353	L	•	2.000
Ukupno			1.888					

* Uzima se u obzir maksimalna vlastita (sopstvena) potrošnja elektrane; ***prosječna projektovana godišnja proizvodnja*

Tabela 2.3.- Vjetroelektrane

Naziv objekta	Instalisana snaga agregata	Nazivna snaga	P_{max} na mreži prenosa	Priključak na mrežu	Prosječna godišnja proizvodnja*
VE	(MW)	(MW)	(MW)	TS	(GWh)
VE Mesihovina	22x2,3	50,6	50,6	TS Gornji Brišnik	165,17
VE Jelovača	18x2	36	36	TS Jelovača	110
VE Podveležje	15x3,2	48	48	TS Podveležje	120
Ukupno		134,6			

**prosječna projektovana godišnja proizvodnja*

3. OSTVARENJA NA MREŽI PRENOSA U 2021.

3.1 Ostvarenje bilansa električne energije na mreži prenosa

Ukupno raspoloživa električna energija na prenosnoj mreži u 2021. godini [2], je iznosila 19.615 GWh. Na prenosnoj mreži ukupno je proizvedeno 16.158 GWh, dok je u prenosnu mrežu injektovano 199 GWh iz distributivne mreže. Iz susjednih sistema je primljeno 3.259 GWh električne energije.

Od ukupno raspoložive električne energije na prenosnoj mreži, distributivne kompanije su preuzele 9.964 GWh, direktno priključeni kupci na prenosnu mrežu su preuzeli 1.014 GWh, susjednim sistemima je isporučeno 8.014 GWh, dok su prenosni gubici iznosili 369 GWh, odnosno 1,88% od ukupno raspoložive energije na prenosnoj mreži. U 2021. godini pumpna hidroelektrana (PHE) Čapljina je radila u pumpnom režimu i preuzela 144 GWh. Vlastita potrošnja elektrana je iznosila 110 GWh.

Preuzimanje električne energije sa prenosne mreže u 2021. godini je za 6% veće u odnosu na 2020. godinu [3].

Od ukupno proizvedenih 16.158 GWh električne energije na prenosnoj mreži u 2021. godini, u hidroelektranama (HE) je proizvedeno 6.051 GWh, odnosno 38% električne energije, dok je u termoelektranama (TE) proizvedeno 9.724 GWh, odnosno 60% električne energije. U vjetroelektranama (VE) proizvedeno je 383 GWh, odnosno 2% električne energije.

U 2021. godini proizvedena električna energija u termoelektranama je bila manja za 6,2%. Hidrološke prilike u 2021. godini su bile povoljnije u odnosu na 2020. godinu, tako da je proizvodnja u hidroelektranama bila veća za 43,8%. U vjetroelektranama je proizvedeno 46% više električne energije u odnosu na 2020. godinu (VE Podveležje je u januaru 2021. godine počela sa proizvodnjom u privremenom pogonu, pa otuda i značajno povećanje proizvodnje iz VE u odnosu na 2020. godinu). VE Podveležje se od 23. decembra 2021. godine nalazi u trajnom pogonu.

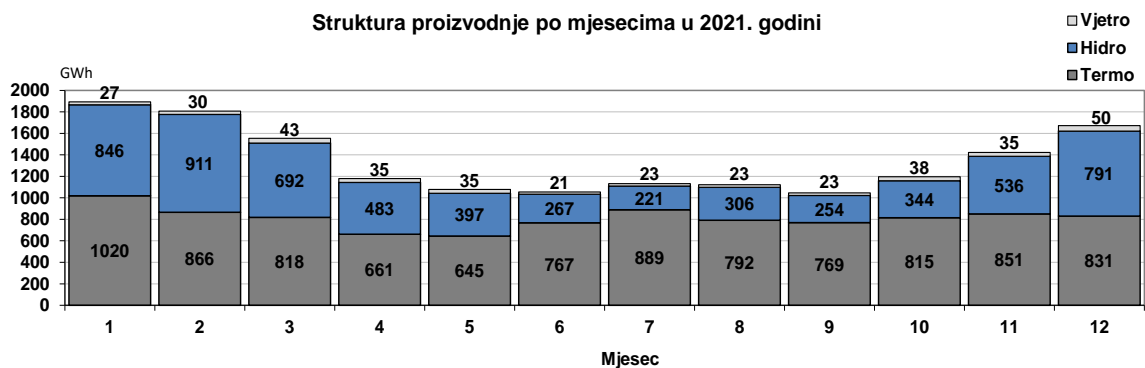
Struktura proizvodnje električne energije na prenosnoj mreži BiH po mjesecima u 2021. godini je prikazana na Slici 3.1. Udio kompanija u proizvodnji električne energije u 2021. godini je prikazan na Slici 3.2.

Potrošnja električne energije na prenosnoj mreži u BiH za 2021. godinu je veća za 6% od potrošnje u 2020. godini i iznosila je 11.232 GWh.

U tabelama 3.1, 3.2. i 3.3. prikazani su relevantni podaci o ostvarenju elektroenergetskog bilansa na prenosnoj mreži Bosne i Hercegovine u 2021. godini po mjesecima.

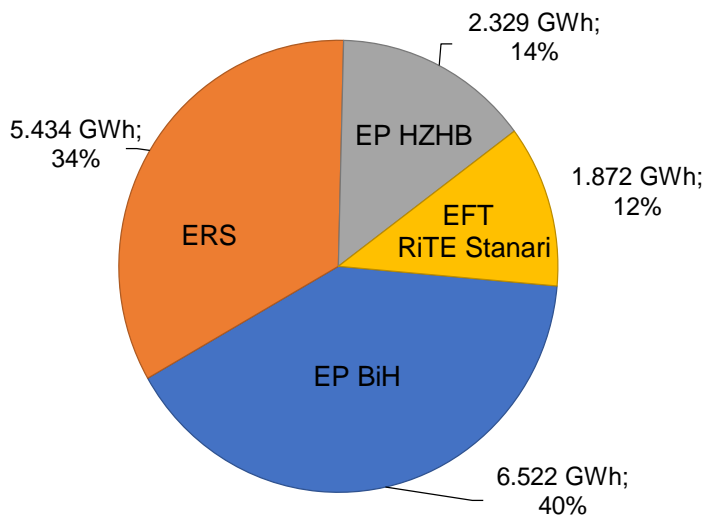
Potrošnja električne energije na prenosnoj mreži u BiH na nivou licenciranih kompanija, te struktura potrošnje po kategorijama potrošnje i administrativnim jedinicama u BiH, prikazani su na slikama 3.3. i 3.4.

Vršna satna snaga konzuma na prenosnoj mreži u 2021. godini iznosila je 1.909 MW, dana 23.12.2021. godine u 18. satu, što je povećanje u odnosu na 2020. godinu za 105 MW. Minimalna satna snaga od 685 MW zabilježena je 07.06.2021. godine u 4. satu, što je povećanje za 80 MW u odnosu na 2020. godinu.



Slika 3.1. - Struktura proizvodnje po mjesecima u 2021. godini

Udio kompanija u proizvodnji električne energije



Slika 3.2. – Udio kompanija u proizvodnji električne energije u 2021. godini

Tabela 3.1.- Bilans električne energije na prenosnoj mreži

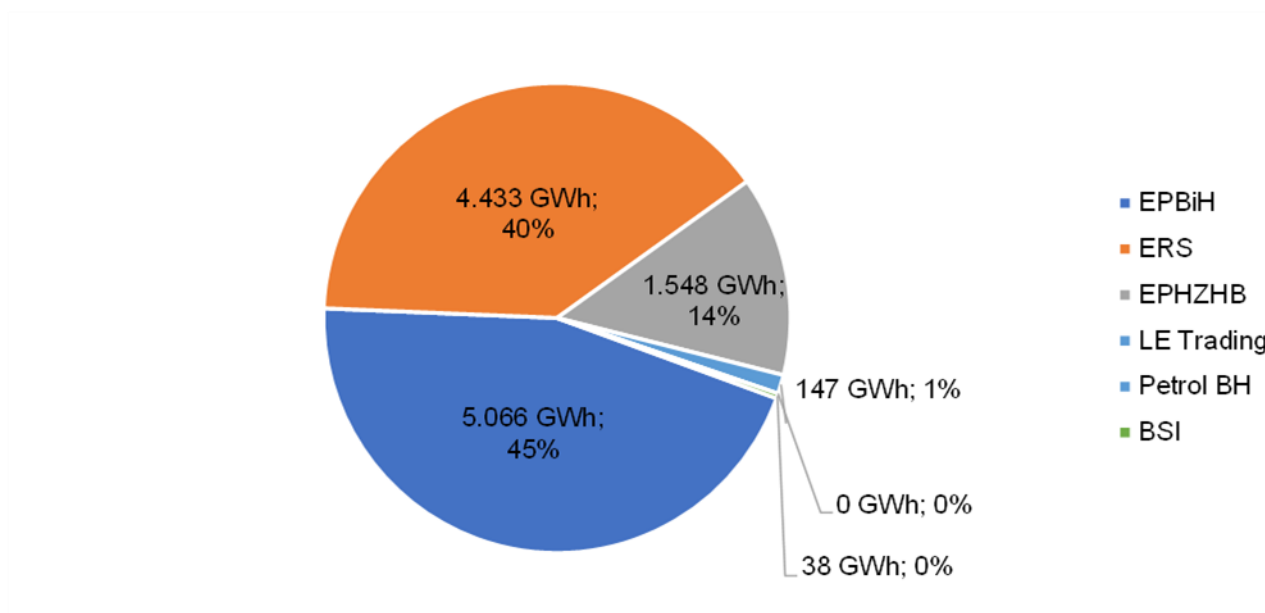
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	2021
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Proizvodnja električne energije na prenosnoj mreži													
(1) HE	846	911	692	483	397	267	221	306	254	344	536	791	6.051
(2) TE	1.020	866	818	661	645	767	889	792	769	815	851	831	9.724
(3) VE	27	30	43	35	35	21	23	23	23	38	35	50	383
(4) Proizvodnja UKUPNO (1+2+3)	1.893	1.807	1.553	1.180	1.077	1.055	1.133	1.121	1.046	1.197	1.423	1.671	16.158
(5) Energija primljena iz distributivne mreže	25	28	15	26	28	9	5	4	3	6	18	32	199
Prijem električne energije od susjednih EES													
(6) od EES Hrvatske	97	87	120	138	159	132	186	245	120	198	152	147	1.781
(7) od EES Srbije	37	34	85	108	105	55	69	59	148	96	31	50	879
(8) od EES Crne Gore	70	52	55	74	75	51	51	20	47	25	23	57	599
(9) Prijem UKUPNO (6..8)	204	173	260	320	339	238	307	324	315	319	206	254	3.259
(10) RASPOLOŽIVA ENERGIJA (4+5+9)	2.122,7	2.007,9	1.827,7	1.525,5	1.444,6	1.301,7	1.444,9	1.449,0	1.364,6	1.521,8	1.647,2	1.957,3	19.614,9
Preuzimanje električne energije sa prenosne mreže													
(11) Distributivne kompanije	942	821	892	815	730	735	797	787	736	859	869	980	9.964
(12) Direktno priključeni potrošači	84	81	90	81	76	78	89	91	89	85	84	86	1.014
(13) Vlastita potrošnja elektrana	8	7	9	8	9	9	9	9	12	13	9	8	110
(14) Preuzimanje UKUPNO (11+12+13)	1.034	909	991	905	815	822	895	887	837	957	962	1.073	11.088
Isporuka električne energije za susjedne EES													
(15) za EES Hrvatske	688	657	445	370	359	226	253	145	341	216	245	468	4.414
(16) za EES Srbije	116	107	41	35	62	62	52	81	19	44	87	107	814
(17) za EES Crne Gore	241	297	314	183	173	158	211	294	130	244	289	253	2.787
(18) Isporuka UKUPNO (15..18)	1.045	1.060	800	588	594	446	516	520	490	504	622	829	8.014
(19) Pumpni rad	3	3	6	5	10	10	8	16	11	31	29	12	144
(20) POTREBNA ENERGIJA (14+18+19)	2.082,3	1.972,4	1.795,9	1.497,7	1.419,8	1.278,2	1.418,0	1.423,1	1.338,4	1.492,6	1.612,8	1.914,3	19.245,7
Prenosni gubici													
(21) Prenosni gubici (10-20)	40	35	32	28	25	23	27	26	26	29	34	43	369
(22) U odnosu na raspoloživu energiju (21)/(10)	1,90%	1,77%	1,74%	1,82%	1,71%	1,80%	1,86%	1,79%	1,93%	1,92%	2,09%	2,20%	1,88%

Tabela 3.2.- Proizvodnja električne energije na prenosnoj mreži

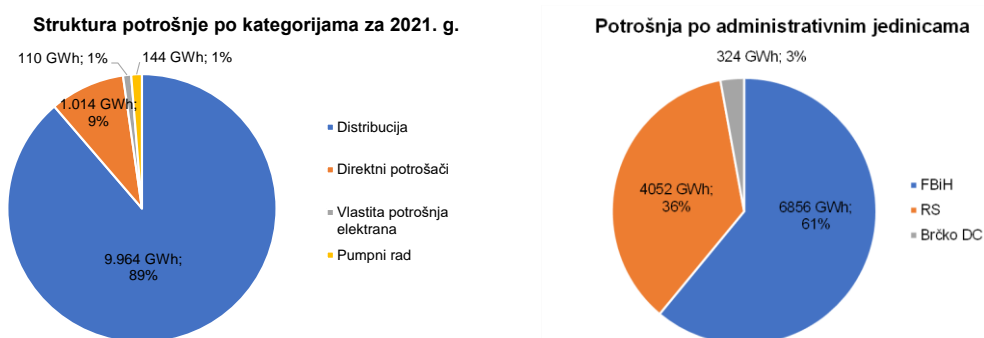
OBJEKAT	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	2021
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
HE Jablanica	110	103	93	65	59	40	32	42	39	61	98	118	860
HE Grabovica	42	47	31	24	22	14	11	14	14	23	39	50	331
HE Salakovac	66	71	39	32	35	18	10	13	12	30	69	83	479
HE Višegrad	175	163	120	137	152	81	51	39	27	29	67	132	1.174
HE Trebinje 1	32	83	74	32	24	19	26	42	32	24	18	33	439
HE Trebinje 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HE Dubrovnik (G2)	72	71	70	2	0	0	0	0	2	52	35	71	374
HE Bočac	40	36	22	23	24	13	10	7	6	10	24	47	260
HE Dub	10	10	10	11	7	4	2	2	1	2	8	11	78
HE Rama	79	76	108	64	2	38	48	68	62	55	50	39	689
HE Mostar	35	33	22	20	22	12	8	9	9	18	33	37	261
HE Jajce 1	37	34	24	25	25	14	10	7	5	11	26	41	257
HE Jajce 2	10	9	8	8	8	6	5	4	3	5	7	10	82
PHE Čapljina	84	128	59	34	12	8	7	60	41	24	38	61	555
HE Peć-Mlini	19	18	8	4	3	1	0	0	0	0	5	16	74
HE Mostarsko Blato	35	30	4	3	3	0	0	0	0	1	19	41	137
HIDROELEKTRANE	846,3	911,4	692,0	483,1	397,0	267,1	221,3	306,4	254,1	344,1	536,4	791,3	6.050,5
TE Tuzla	331	209	239	206	115	211	282	242	238	286	202	148	2.708
TE Kakanj	198	204	173	111	170	164	110	79	250	211	170	194	2.036
TE Ugljevik	143	140	147	10	66	165	156	160	147	153	159	142	1.587
TE Gacko	147	129	143	137	92	33	145	145	134	143	127	143	1.521
TE Stanari	201	184	116	197	202	193	196	166	0	21	194	204	1.872
TERMOELEKTRANE	1.019,7	866,1	818,2	661,5	645,1	767,0	888,7	792,2	769,1	814,8	851,2	830,5	9.724,1
VE Mesihovina	15	11	18	15	15	8	10	9	9	16	15	22	163
VE Jelovača	10	10	13	11	11	7	7	7	6	9	10	9	112
VE Podveležje	2	8	12	9	9	6	6	7	7	13	11	18	108
VJETROELEKTRANE	27,1	29,8	43,1	35,1	35,3	21,0	23,1	22,9	22,7	37,9	35,3	49,6	382,9
PROIZVODNJA	1.893,1	1.807,2	1.553,3	1.179,7	1.077,4	1.055,2	1.133,1	1.121,5	1.045,9	1.196,8	1.422,9	1.671,4	16.157,5

Tabela 3.3.- Potrošnja električne energije na prenosnoj mreži

KATEGORIJA	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	2021
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Preuzimanje sa prenosne mreže	1.037,4	912,0	996,3	910,1	825,7	832,4	902,5	902,8	847,9	988,1	991,2	1.085,4	11.231,7
Distribucija	417	362	398	370	333	331	353	352	333	385	382	428	4.444
Direktni potrošači	50	46	51	43	36	40	48	50	49	44	45	45	549
Elektrane - vlastita potrošnja	7	6	6	6	6	6	5	5	7	7	7	6	73
EPBiH	474,0	414,0	454,7	418,8	374,6	376,2	406,5	408,3	389,3	435,7	433,9	480,1	5.066,0
Distribucija	391	345	373	337	301	304	329	318	303	360	370	416	4.146
Direktni potrošači	18	16	18	17	18	16	18	18	17	37	36	36	268
Elektrane - vlastita potrošnja	1	1	2	1	2	1	1	1	3	4	1	1	19
ERS	410,1	361,9	392,8	356,3	321,8	321,0	347,4	336,8	323,4	401,3	407,3	453,5	4.433,4
Distribucija	134	114	122	108	96	101	116	117	100	114	116	136	1.374
Direktni potrošači	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	4	13
Elektrane - vlastita potrošnja	1	1	1	1	1	2	3	3	2	2	1	1	17
Pumpni rad - PHE Čapljina	3	3	6	5	10	10	8	16	11	31	29	12	144
EPHZHB	138,0	117,6	128,5	114,6	107,8	113,6	126,2	135,6	113,7	150,4	149,9	151,9	1.547,9
Distribucija	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Direktni potrošači	15	18	20	20	22	22	22	3	3	1	0	0	147
Elektrane - vlastita potrošnja	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LE Trading	15,3	18,5	20,4	20,3	21,6	21,6	22,3	3,1	3,0	0,7	0,0	0,0	146,8
Distribucija	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Direktni potrošači	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Elektrane - vlastita potrošnja	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Petrol BH	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Distribucija	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Direktni potrošači	0	0	0	0	0	0	0	19	19	0	0	0	38
Elektrane - vlastita potrošnja	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BSI	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	19,0	18,5	0,0	0,0	0,0	37,6



Slika 3.3. – Preuzimanje BOS sa prenosne mreže BiH u 2021. godini



Slika 3.4. – Struktura potrošnje po kategorijama i administrativnim jedinicama

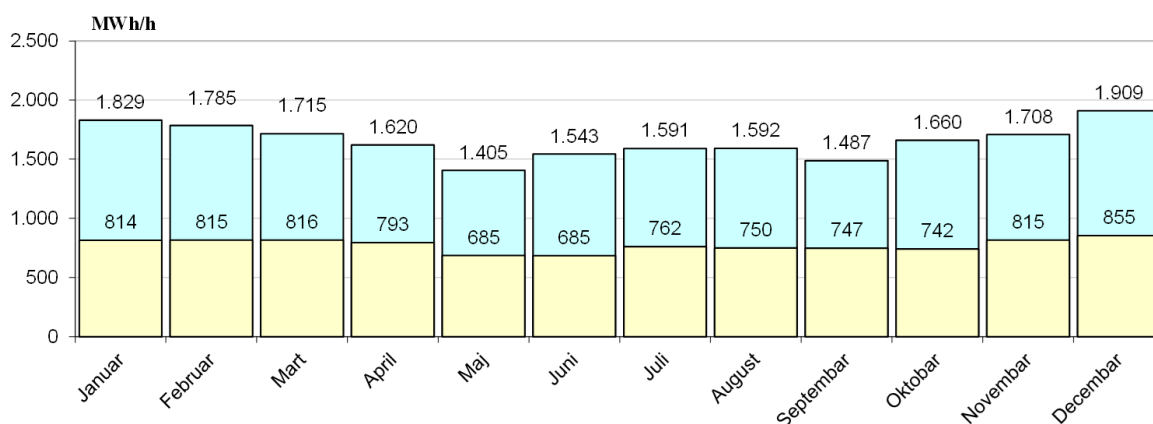
U tabeli 3.4. prikazani su podaci o mjesečnim maksimalnim i minimalnim satnim i dnevnim potrošnjama električne energije u 2021. godini.

Tabela 3.4.- Podaci o karakterističnoj dnevnoj potrošnji električne energije u 2021. godini

	MAX SATNA POTROŠNJA			MIN SATNA POTROŠNJA			MAX DNEVNA POTROŠNJA		MIN DNEVNA POTROŠNJA	
	MWh/h	DAN	SAT	MWh/h	DAN	SAT	MWh	DAN	MWh	DAN
Januar	1.829	18.01.2021.	18	814	02.01.2021.	4	36.485	18.01.2021.	28.319	01.01.2021.
Februar	1.785	16.02.2021.	10	815	08.02.2021.	4	35.932	16.02.2021.	28.223	28.02.2021.
Mart	1.715	22.03.2021.	14	816	29.03.2021.	4	33.929	22.03.2021.	26.976	28.03.2021.
April	1.620	06.04.2021.	15	793	03.04.2021.	4	32.475	08.04.2021.	25.845	30.04.2021.
Maj	1.405	20.05.2021.	15	685	02.05.2021.	6	28.096	20.05.2021.	22.781	02.05.2021.
Juni	1.543	24.06.2021.	15	685	07.06.2021.	4	30.057	24.06.2021.	23.763	06.06.2021.
Juli	1.591	29.07.2021.	15	762	05.07.2021.	4	31.069	29.07.2021.	24.784	04.07.2021.
August	1.592	16.08.2021.	15	750	30.08.2021.	4	30.558	16.08.2021.	25.443	22.08.2021.
Septembar	1.487	23.09.2021.	20	747	13.09.2021.	4	29.267	22.09.2021.	25.206	12.09.2021.
Oktobar	1.660	29.10.2021.	10	742	04.10.2021.	4	33.937	28.10.2021.	25.795	03.10.2021.
Novembar	1.708	30.11.2021.	18	815	08.11.2021.	4	33.688	30.11.2021.	28.727	07.11.2021.
Decembar	1.909	23.12.2021.	18	855	06.12.2021.	4	38.444	23.12.2021.	31.239	05.12.2021.

Na slici 3.5. data je minimalna i maksimalna satna potrošnja po mjesecima, dok je u tabeli 3.5. prikazana karakteristična potrošnja za dane u kojima je postignuta maksimalna odnosno minimalna satna snaga konzuma, kao i dani sa maksimalnom i minimalnom dnevnom potrošnjom. Dijagrami potrošnje za karakteristične dane u 2021. godini, su pokazani na slici 3.6.

Minimalna i maksimalna satna potrošnja po mjesecima u 2021. godini

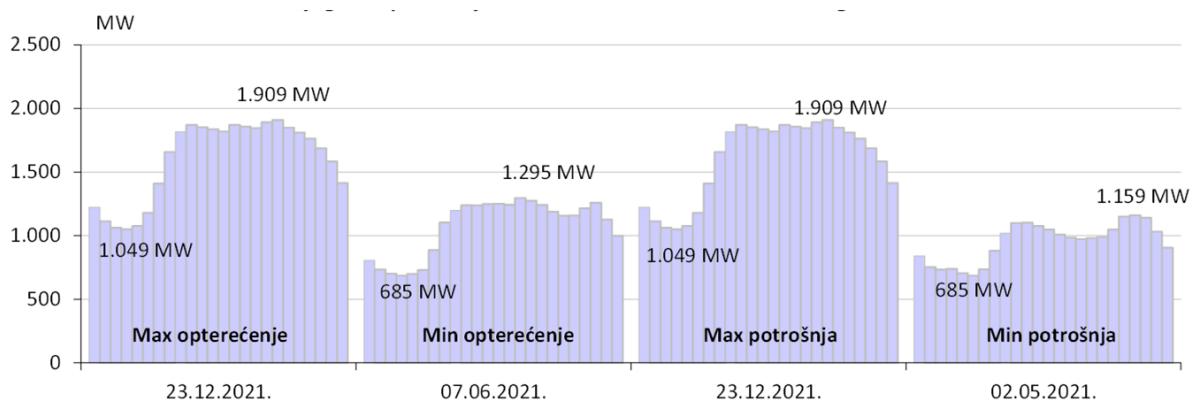


Slika 3.5.- Minimalna i maksimalna satna potrošnja po mjesecima u 2021. godini

U danu kada je postignuto vršno opterećenje konzuma, odnos satnog maksimalnog i minimalnog opterećenja iznosi 1,82 (1.909/1.049). U danu u kome je postignuto minimalno opterećenje ovaj odnos je 1,89 (1.295/685).

Tabela 3.5.- Karakteristične potrošnje električne energije u 2021. godini

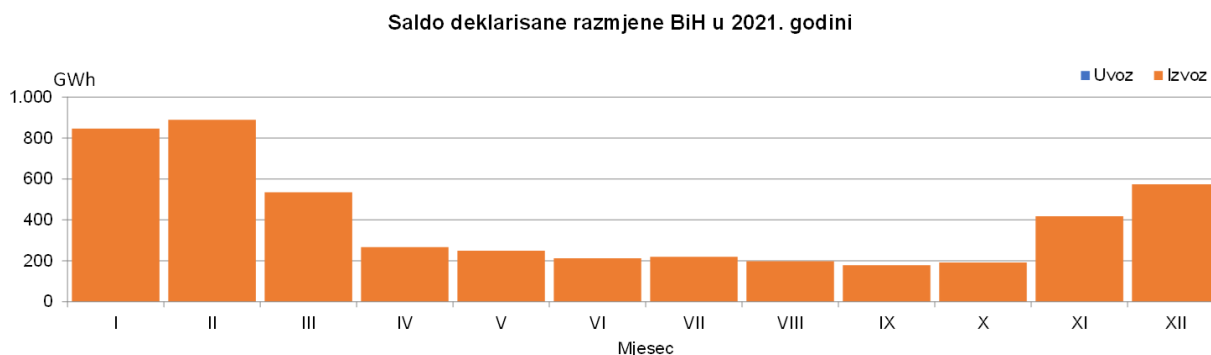
Max satna potrošnja			Min satna potrošnja			Max dnevna		Min dnevna	
MWh	Dan	Sat	MWh	Dan	Sat	MWh	Dan	MWh	Dan
1.909	23.12.2021.	18:00	685	07.06.2021.	4:00	38.444	23.12.2021.	22.781	02.05.2021.



Slika 3.6.- Dijagrami potrošnje za karakteristične dane u 2021. godini

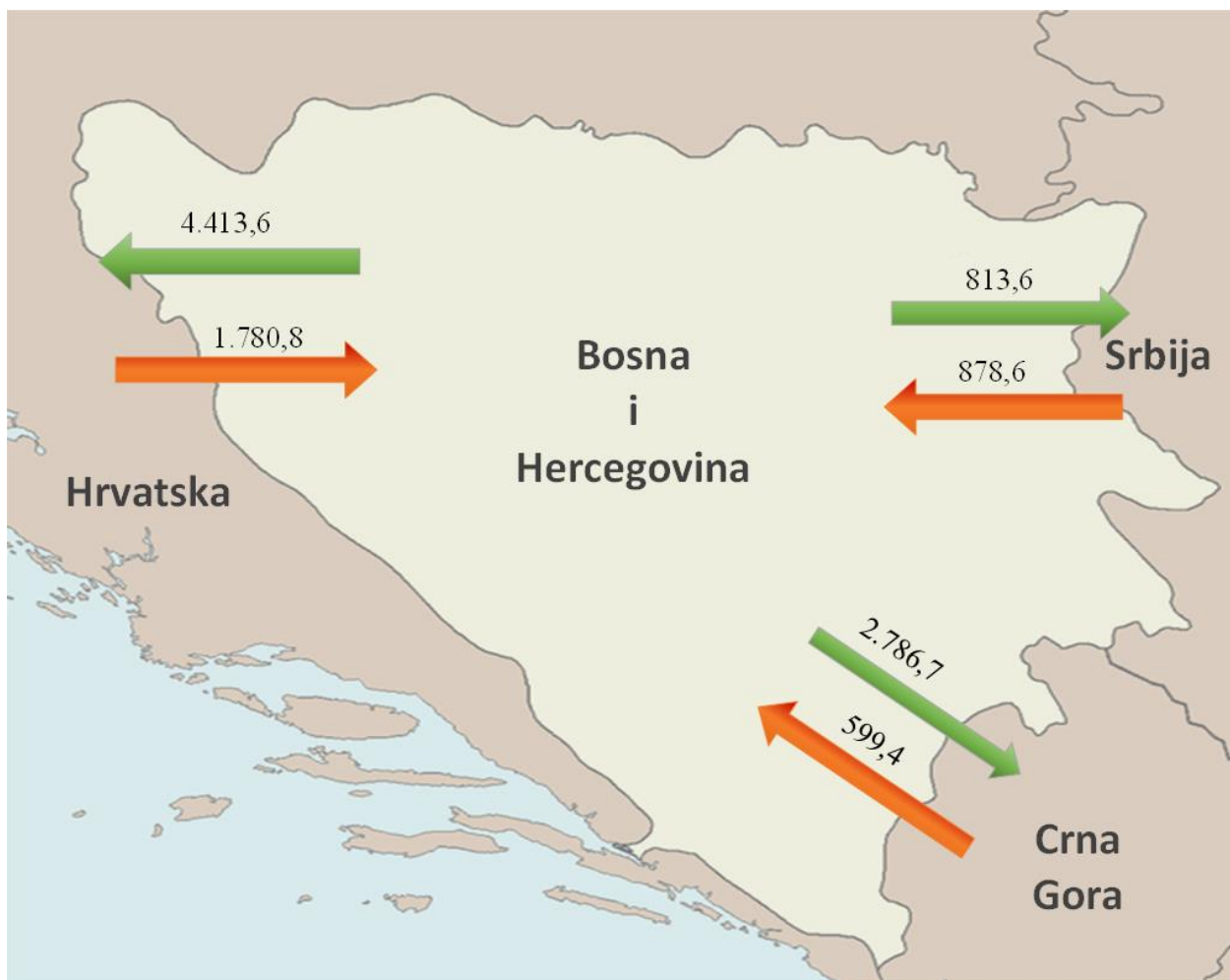
3.1.1 Razmjena električne energije sa susjednim sistemima

Prema deklariranim programima razmjene, u elektroenergetski sistem BiH je u 2021. godini, uvezeno 5.032 GWh, a iz elektroenergetskog sistema BiH izvezeno 9.814 GWh električne energije. Od toga je u 2021. godini preko prenosne mreže BiH tranzitirano 3.640 GWh električne energije. Saldo od 4.782 GWh izvezene električne energije predstavlja povećanje izvoza za 18% u odnosu na 2020. godinu. Saldo deklarirane razmjene u 2021. godini je prikazan na slici 3.7.



Slika 3.7. Saldo deklarirane razmjene u 2021. godini

Ostvareni fizički tokovi električne energije na interkonektivnim dalekovodima u 2021. godini, daju saldo razmijenjene električne energije regulacionog područja BiH u iznosu od 4.755 GWh u smjeru izvoza. Iz susjednih elektroenergetskih sistema u sistem BiH injektovano je 3.259 GWh, a u druge sisteme isporučeno 8.013 GWh električne energije. Tokovi električne energije na granici sa susjednim sistemima su bili takvi da je u 2021. godini na granici sa Srbijom u elektroenergetski sistem BiH isporučeno 65 GWh električne energije. Iz elektroenergetskog sistema BiH na granici sa Hrvatskom je isporučeno 2.633 GWh električne energije, a na granici sa Crnom Gorom isporučeno 2.187 GWh. Tokovi električne energije na granici sa susjednim sistemima su prikazani na slici 3.8.



Slika 3.8. Ostvarena razmjena u 2021. godini

3.1.2 Naponske prilike u EES BiH

Podaci o vrijednostima napona u značajnijim čvorištima 400 kV, 220 kV i 110 kV elektroenergetskog sistema u BiH dobijaju se preko SCADA/EMS (Supervisory Control And Data Acquisition / Energy Management System) sistema u NOSBiH, preuzimanjem podataka iz daljinski upravljanih stanica. U periodu od 01.01. do 31.12.2021. godine (8760 sati), analizirane su satne vrijednosti napona na sabirnicama u transformatorskim stanicama (TS) navedenim u tabeli 3.6.

U tabeli je prikazan broj sati rada u 2021. godini, navedenih postrojenja pri naponima iznad dozvoljenih granica definisanih Mrežnim kodeksom za 400, 220 i 110 kV naponske nivoe. Pokazan je i procenat trajanja povišenih napona u analiziranoj godini. Također u tabeli su prikazani maksimalni naponi (U_m) definisani Mrežnim kodeksom i maksimalne vrijednosti izmjerenih napona (U_{mm}) u 2021. godini.

U 2021. godini su naponske prilike bile veoma loše i slične kao i u 2020. godini, sa veoma visokim naponima iznad dozvoljene granične vrijednosti propisane Mrežnim kodeksom, na 400 kV i 220 kV naponskom nivou i dugim radom transformatorskih stanica pri naponima iznad dozvoljene granice.

U TS 400/220/110 kV Mostar 4 zabilježen je maksimum i najviši 400 kV napon od razmatranih transformatorskih stanica, iznosio je 447,27 kV, a ostvaren je u petak 24.9.2021. godine u 2:00 sata.

Najviši 220 kV napon je zabilježen u TS 220/110 kV Jajce 2, u ponedjeljak 17.5.2021. godine, u 5:00, sati u vrijednosti od 259,44 kV. U TS Mostar 4 je zabilježeno najduže trajanje povišenih napona na 400 kV i 220 kV naponskom nivou.

Na 110 kV naponskom nivou nemamo značajno trajanje povišenih napona, a najduži rad sa nedozvoljenim naponima u 2021. godini, je zabilježeno u TS Prijedor 2, sa 252 sata rada (3%).

Osnovni uzrok ovako loših naponskih prilika su slabo opterećeni 400 kV vodovi koji generišu visoke iznose reaktivne snage. Važno je napomenuti da je i 2021. godinu obilježila pandemija korona virusa, što je takođe uticalo na loše naponske prilike u regiji i BiH.

Jedan od razloga povoljnijih naponskih prilika na 400 kV i 220 kV naponskom nivou u 2021. godini, u odnosu na 2020. godinu, jeste ugradnja tri prigušnice na 220 kV naponskom nivou sa ukupnom izlaznom reaktivnom snagom od 550 MVAR u Hrvatskoj u sklopu Evropskog projekta SINCRO.GRID.

Puštanjem u pogon regulacijskih prigušnica u TS 220/110 kV Mraclin od 100 MVAR (u pogonu od novembra 2019. godine) i TS 400/220/110 kV Meline 200 MVAR (u pogonu od oktobra 2020. godine), došlo je do poboljšanja naponskih prilika i u EES BiH i to posebno u TS Prijedor koja je radila 4647 (53%) sati pri nedozvoljenim naponima u 2019. godini, dok je u 2020. godini radila u nedozvoljenim naponima 4109 (47%) sati, što je povoljnije jer je u pogonu bila prigušnica u TS Mraclin, a najmanje sati rada pri nedozvoljenim naponima je bilo u 2021. godini 2146 (25%) sati, kada su u pogonu bile obje prigušnice (u TS Mraclin i TS Meline).

Puštanje u pogon postrojenja statičkog VAR kompenzatora (SVC) izlazne reaktivne snage u rasponu od - 250 MVAR do +70 MVAR u TS 400/220/110 kV Konjsko na 220 kV naponskom nivou, u pogonu od novembra 2021. godine, pozitivno je uticalo i na 400 kV i 220 kV napone u TS Mostaru 4, gdje je u 2020. godini broj sati rada TS pri nedovoljenim naponima bio 8602 (98%) sata na 400 kV nivou, a na 220 kV nivou 8114 (93%) sati iznad maksimalno dozvoljene vrijednosti, dok je u 2021. godini, rad pri nedozvoljenim naponima iznosio 8296 (95%) sati na 400 kV nivou i 7012 (80%) na 220 kV naponskom nivou.

Tabela 3.6. Broj sati rada TS pri naponu većem od maksimalno dozvoljene vrijednosti

TS	Naponski nivo (kV)	Um (kV)	Broj sati kada je $U > U_m$	Broj sati u % kada je $U > U_m$	Umm (kV)
Banja Luka 6	400	420	3634	42%	435,6
	110	123	119	1%	124,39
Tuzla 4	400	420	7633	87%	443,47
	220	245	2496	29%	253,17
	110	123	0	0%	122,39
Prijedor 2	220	245	2146	25%	257,45
	110	123	252	3%	124,63
Jajce 2	220	245	4505	52%	259,44
	110	123	0	0%	122,29
Mostar 4	400	420	8296	95%	447,27
	220	245	7012	80%	259,27
	110	123	12	0%	124,19
Sarajevo 10	400	420	8281	95%	446,28
	110	123	1	0%	123,06
Trebinje	400	420	7594	87%	446,24
	220	245	4900	56%	256,61
	110	123	6	0%	123,87

4. PROIZVODNJA I POTROŠNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE U BIH U PROTEKLOM PERIODU

U tabeli 4.1. prikazani su podaci o proizvodnji i potrošnji električne energije, bilansi snaga za maksimalno satno opterećenje konzuma BiH u periodu 2011. - 2021. godina, prema godišnjim izvještajima koje je pripremio NOSBiH.

Takođe, u tabeli su prikazani karakteristični godišnji pokazatelji za period 2011. – 2021. godina, koji se koriste za određivanje godišnje krive trajanja opterećenja. Pokazatelji se određuju na osnovu sljedećih formula.

- Faktor godišnjeg opterećenja konzuma:

$$T_p = \frac{P_g}{P_{max}}$$

- Vrijeme iskorištenja maksimalnog godišnjeg opterećenja:

$$T_g = \frac{W_{ukupno}}{P_{max}}$$

- Srednje godišnje opterećenje:

$$P_g = \frac{W_{ukupno}}{8760}$$

Ukupna proizvodnja i potrošnja električne energije u BiH u periodu 1990. – 2021. godina, na godišnjem nivou, prema izvještajima NOSBiH-a, prikazana je na dijagramu na slici 4.1.

Tabela 4.1. Karakteristični pokazatelji za period 2011. – 2021. godina

R.b.	Godina Pozicija	Ostvareno										
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1	Godišnja potrošnja na prenosnoj mreži (MWh)	11.879.700	11.852.941	11.731.960	11.345.564	11.719.300	12.015.388	12.273.863	12.193.404	11.309.385	10.465.129	11.087.885
2	Godišnji stopa rasta potrošnje (%)	3,58	-0,23	-1,02	-3,29	3,29	2,53	2,16	-0,66	-7,25	-7,47	5,95
3	Energija primljena iz distributivne mreže (MWh)	19.791	37.573	58.385	47.493	62.950	97.818	96.129	126.034	180.180	115.109	198.605
4	Proizvodnja na prenosnoj mreži (MWh)	13.694.919	12.233.666	15.711.551	14.472.360	14.165.277	16.054.336	14.626.610	17.209.400	15.322.190	14.829.975	16.157.507
5	Ukupna proizvodnja + (3) (MWh)	13.714.710	12.271.239	15.769.936	14.519.853	14.228.227	16.152.154	14.722.739	17.335.434	15.502.370	14.945.084	16.356.112
6	Gubici na prenosnoj mreži (MWh)	324.169	308.138	343.102	304.185	359.371	333.304	341.520	398.766	356.950	317.156	369.203
7	Gubici na prenosnoj mreži u odnosu na (1) (%)	2,73	2,60	2,92	2,68	3,07	2,77	2,78	3,27	3,16	3,03	3,33
8	Pumpni rad	21.403	65.970	0	3	13.898	46.214	266.114	137.435	96.283	112.548	143.861
9	Ukupna potrošnja na prenosnoj mreži (1+6+8)	12.203.869	12.227.048	12.075.065	11.649.752	12.092.569	12.394.906	12.881.497	12.729.605	11.762.618	10.894.833	11.600.949
10	Gubici na prenosnoj mreži u odnosu na (5) (%)	2,37	2,52	2,18	2,10	2,53	2,06	2,32	2,30	2,30	2,12	2,26
11	BILANS NA PRENOSNOJ MREŽI (5-9) (MWh)	1.491.050	6.618	3.636.486	2.822.608	2.072.708	3.757.248	1.841.242	4.605.829	3.739.752	4.050.251	4.755.163
12	Vršna snaga konzuma na prenosnoj mreži (MW)	2.150	2.143	2.074	2.207	2.105	2.098	2.189	1.994	1.945	1.804	1.909
13	Angažovana snaga izvora na mreži prenosa (MW)	1.956	1.820	2.119	2.313	1.886	2.007	2.584	2.932	2.549	2.478	2.611
14	Potrebna snaga primarne rezerve (FCR) (MW)	14	14	14	14	14	16	16	16	16	15	13
15	Prosječna potrebna snaga sekundarne rezerve (aFRR) za period vršnog opterećenja (MW)	59	59	59	59	55	55	50,5	50	50	49	44,25
16	Prosječna potrebna snaga sekundarne rezerve (aFRR) za period nevršnog opterećenja (MW)	59	59	59	59	55	55	32,6	32,6	32,6	31,4	26,92
17	Pozitivna potrebna snaga tercijarne rezerve (mFRR) (MW)	250	250	250	250	250	184	196	196	196	196	196
18	Negativna potrebna snaga tercijarne rezerve (mFRR) (MW)	0	0	0	0	0	0	66	66	68	68	68
19	BILANS (13-12) (MW)	-194	-323	45	106	-219	-91	395	938	604	674	702
20	Faktor godišnjeg opterećenja konzuma BiH	0,63	0,63	0,65	0,59	0,64	0,65	0,54	0,47	0,51	0,48	0,48
21	Vrijeme iskorištenja maks. god. opterećenja Tg (h)	5.526	5.531	5.657	5.141	5.567	5.727	4.750	4.159	4.437	4.223	4.247
22	Srednje godišnje opterećenje Pg (MW)	1.356	1.349	1.339	1.295	1.338	1.372	1.401	1.392	1.291	1.195	1.266



Slika 4.1.- Ukupna godišnja proizvodnja i potrošnja električne energije u BiH u periodu 1990.–2021.godina

5. BILANS ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PRENOSNOJ MREŽI ZA 2022.

U tabelama 5.1. – 5.3. prikazane su planske vrijednosti proizvodnje i potrošnje električne energije za 2022. godinu.

Tabela 5.1.- Proizvodnja na mreži prenosa

(GWh)	UKUPNO
HE Rama	605,0
HE Mostar	236,0
PHE Čapljina	190,0
HE Peć-Mlini	69,0
HE Jajce 1	218,0
HE Mostarsko blato	128,0
Ukupno HE	1.446,0
VE Mesihovina	145,0
Ukupno VE	145,0
Ukupno EP HZ HB	1.591,0
HE Jablanica	694,7
HE Grabovica	261,0
HE Salakovac	357,3
Ukupno HE	1.313,0
VE Podveležje	130,0
Ukupno VE	130,0
TE Tuzla	2.316,3
TE Kakanj	2.003,2
Ukupno TE	4.319,5
Ukupno EP BiH	5.762,5
HE Trebinje 1	389,7
HE Dubrovnik	644,9
HE Višegrad	925,0
HE Bočac	278,4
Ukupno HE	2.238,0
TE Gacko	1.560,0
TE Ugljevik	1.617,8
Ukupno TE	3.177,8
Ukupno ERS	5.415,8
TE Stanari	2.025,0
VE Jelovača	110,0
HE Dub i Ustiprača	35,4
Ukupno HE u BiH	5.032,4
Ukupno TE u BiH	9.522,3
Ukupno VE u BiH	385,0
Ukupno	14.939,7

Tabela 5.2. Bruto distributivna potrošnja

(GWh)	UKUPNO
EP HZ HB	1.395,00

EP BiH	4.868,00
ERS	3.782,30
Brčko Distrikt	279,00
Ukupno bruto distr. potrošnja	10.324,30

Tabela 5.3. Direktni kupci i ukupna potrošnja

(GWh)	UKUPNO
Aluminij Mostar	35,04
Željeznica FBiH (EP HZ HB)	4,60
Arcelor Mittal	433,99
Cementara Kakanj	66,36
KTK Visoko	0,30
FL Wind	0,37
Toplana Zenica	107,12
Prevent CEE	8,26
Željezara Ilijaš	22,27
Željeznice FBiH (EP BiH)	36,54
FG Birač Zvornik	111,10
Željeznica RS	14,93
RS Silicon	207,56
Rudnik Arcelor Mital	24,60
B.S.I. Jajce	227,76
Ukupno direktni kupci	1.300,8
PHE Čapljina (pumpanje)	0,00
EP HZ HB	0,00
EP BiH	0,00
Potrošnja HE, R i TE	16,51
ERS	16,51
Ukupno vlastita potrošnja	16,51
Ukupno kupci	1.317,31
(GWh)	UKUPNO
EP HZ HB	1.395,00
EP BiH	4.868,02
ERS	3.798,79
Brčko Distrikt	279,00
Direktni kupci	1.300,80
Ukupna potrošnja u BiH	11.641,61

Podaci iz prethodnih tabela su preuzeti iz Bilansa električne energije na mreži prenosa za 2022. godinu [4], koji NOSBiH izrađuje na osnovu bilansa potrošnje i proizvodnje električne energije elektroprivreda u BiH i Brčko Distrikta. Ukupne bilansne vrijednosti su date u sljedećoj tabeli.

Tabela 5.4. Bilans električne energije za 2022. (GWh)

1.	Bruto distributivna potrošnja	10.324,30
2.	Vlastita potrošnja elektrana	16,51
3.	Direktni kupci	1.300,80
4.	Proizvodnja na mreži prenosa	14.939,69
5.	Preuzimanje iz susjednih EES na distributivnom nivou	13,12
6.	Proizvodnja DHE, MHE i ITE	921,24
7.	Gubici prenosa	342,00
8.	Isporuka sa mreže prenosa	10.707,25
9.	Ukupna potrošnja u BiH	11.641,61
10.	Ukupna proizvodnja u BiH	15.860,93
Bilans BiH (10.+5.-9.-7.)		3.890,44

6. PROGNOZA POTROŠNJE 2023.-2032. GODINA

6.1 Statistički podaci relevantni za planiranje potrošnje

Zvanični nosioci statističkih aktivnosti u Bosni i Hercegovini su: Agencija za statistiku Bosne i Hercegovine, Zavod za statistiku Federacije Bosne i Hercegovine, Republički zavod za statistiku Republike Srpske i Statistički biro Distrikta Brčko, koji je prema Zakonu o statistici BiH ispostava Agencije za statistiku BiH.

U tabeli 6.1. je dat pregled potrošnje električne energije na prenosnoj mreži i dostupnih podataka o osnovnim indikatorima za Bosnu i Hercegovinu, za period 2010.-2021. godina, prema podacima zvaničnih statističkih organizacija (www.bhas.ba).

Tabela 6.1.- Pregled potrošnje električne energije i osnovnih indikatora za Bosnu i Hercegovinu

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Procjena ukupnog prisutnog stanovn.hilj.	3.540	3.538	3.535	3.531	3.526	3.518	3.511	3.504	3.496	3.491	3.475	-
BDP u mil. KM ¹	25.365	25.231	26.223	26.779	27.359	28.589	29.904	31.376	33.444	35.295	34.240	-
BDP/stan. u KM	7.165	7.414	7.418	7.584	7.759	8.127	8.517	8.954	9.566	10.110	9.853	-
BDP/stan. (EUR ²)	3.664	3.791	3.793	3.878	3.967	4.155	4.355	4.578	4.891	5.169	5.038	-
Porast BDP (%) ³	2,28	-0,53	3,93	2,12	2,17	4,48	4,60	4,92	6,59	5,5	-2,99	-
Potrošnja el.energije GWh ⁴	11.469	11.880	11.853	11.732	11.379	11.719	12.015	12.540	12.330	11.439	10.578	11.232
Porast potrošnje (%)	6,3	3,6	-0,2	-1,02	-3,00	2,99	2,53	4,4	-1,67	-7,23	-7,53	6,18

¹Agencija za statistiku BiH –kvartalni podaci, „Ekonomске statistike-saopćenje“, 31.12. 2021 godine

²obračunato po prosječnom godišnjem kursu eura CB BiH

³prikazan je nominalni rast BDP-a, za realni rast treba uzeti u obzir faktor deflacije

⁴Potrošnja električne energije na mreži prenosa, uračunat pumpni rad (podaci NOSBiH)

Treba naglasiti da je prema popisu stanovništva iz 1991. godine, na području Bosne i Hercegovine registrovano 4.377.033 stanovnika. Takođe, prema popisu iz 2013. godine registrovano je 3.531.159 stanovnika. Podaci koji su dati u tabeli 6.1. za period 2010-2020 predstavljaju procjenu broja stanovnika koje su izvršile statističke organizacije.

Struktura finalne potrošnje električne energije u Bosni i Hercegovini u periodu 2014.-2020. godine koju objavljuje Agencija za statistiku Bosne i Hercegovine u svojim saopštenjima „Statistika energije“ je data u tabeli 6.2. Iznos finalne potrošnje je nešto manji (cca 10%) od egzaktnih podataka o potrošnji električne energije na prenosnoj mreži koje publikuje NOSBiH jer nisu uračunati gubici na distributivnoj mreži, međutim ovi izvještaji su značajni jer ukazuju na procentualnu strukturu potrošača.

Finalna potrošnja električne energije predstavlja finalnu potrošnju energije u industriji, građevinarstvu, saobraćaju, poljoprivredi, domaćinstvima i ostalim sektorima.

U finalnoj potrošnji električne energije u 2020. godini domaćinstva učestvuju sa 48,3%, industrija sa 25,4%, a ostali potrošači uključujući građevinarstvo, saobraćaj i poljoprivredu učestvuju sa 26,3%.

Najveće učešće u potrošnji električne energije u 2020. godini u industrijskom sektoru ima industrija željeza i čelika sa 23,5%, dok prerada hrane, pića i duhana učestvuje sa 13,8%. U 2020. godini je došlo do daljeg pada potrošnje električne energije u industriji metala bez željeza (učešće u industrijskoj potrošnji je palo sa 27% u 2019. godini, na 8,6% u 2020. godini), jer je to prva godina u kojoj tokom čitave godine na mreži nije bio dosadašnji najveći potrošač Aluminij d.d. Mostar, što se odrazilo i na procentualno učešće industrije u finalnoj potrošnji električne energije.

Tabela 6.2.– Struktura finalne potrošnje električne energije u Bosni i Hercegovini u periodu 2014.-2020. godina (Izvor: Agencija za statistiku BiH)

GWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Industrija željeza i čelika	732	773	813	820	819	847	592
Hemijska (uklj. i petrohemijsku)	108	118	127	136	140	152	147
Metali bez željeza	1.762	1.712	1.667	1.728	1.784	974	218
Nemetalni mineralni proizvodi	156	164	158	168	122	148	143
Transportna oprema	41	45	50	53	75	37	35
Mašine	194	201	228	290	276	282	225
Rudarstvo i kamenolomi	95	87	93	92	75	102	94
Prerada hrane, pića i duhana	214	228	255	264	266	326	349
Celuloza, papir i štampanje	159	202	189	229	221	212	212
Drvo i drveni proizvodi	148	168	177	179	189	218	217
Tekstil i koža	115	115	101	174	187	134	113
Nespecificirano (industrija)	125	118	156	148	150	185	182
Industrija ukupno	4.089	3.849	4.014	4.281	4.304	3.617	2.526
Industrija (%)	37,4%	36,4%	36,2%	37,6%	37,6%	32,9%	25,4%
Saobraćaj	84	80	73	76	59	59	59
Saobraćaj (%)	0,7%	0,8%	0,7%	0,7%	0,5%	0,5%	0,6%
Domaćinstva	4.624	4.605	4.733	4.756	4.685	4.726	4.795
Domaćinstva (%)	42,3%	43,5%	42,7%	41,7%	40,9%	43%	48,3%
Građevinarstvo	60	61	65	63	63	73	76
Poljoprivreda	84	53	67	48	62	59	59
Ostali potrošači	2.027	1.939	2.136	2.174	2.283	2.459	2.422
Ostala potrošnja ukupno	2.255	2.133	2.341	2.285	2.467	2.650	2.616
Ostala potrošnja ukupno (%)	20,3%	20,1%	21,1%	20,0%	21,5%	24,1%	26,3%
FINALNA POTROŠNJA	10.933	10.587	11.088	11.398	11.456	10.993	9.936

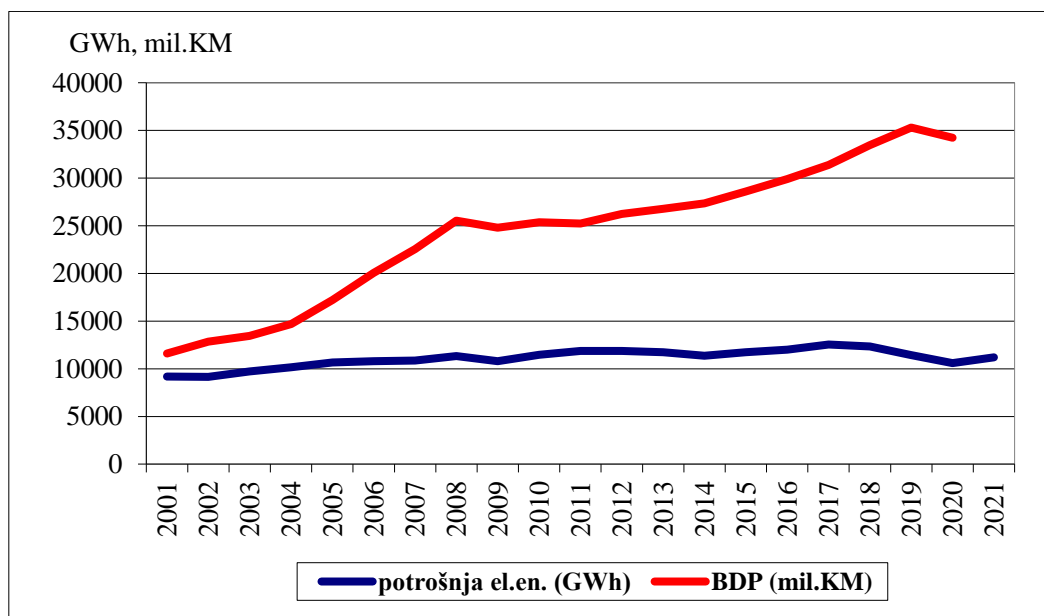
6.2 Prognoziranje potrošnje električne energije na bazi korelacije sa bruto društvenim proizvodom

Teoretski model prognoziranja potrošnje električne energije, na bazi korelacije sa bruto društvenim proizvodom, se bazira na linearnoj funkcionalnoj povezanosti između potrošnje električne energije i BDP-a. To znači da je za određeni nivo BDP, potrebno utrošiti i adekvatnu količinu električne energije.

Prema istraživanjima, postoji visok stepen korelacije između promjena bruto društvenog proizvoda i promjena u potrošnji električne energije. Konstatovana je pozitivna korelacija, tj. porast društvenog proizvoda dovodi do porasta potrošnje električne energije sa vrlo visokim stepenom korelacije (između 0,95 i 0,99). Ovu tezu potvrđuje i vrlo visok stepen elastičnosti između stope rasta bruto društvenog proizvoda i stope rasta potrošnje električne energije. Koeficijent elastičnosti se obično kreće od 0,85 do 0,95, što znači da promjena bruto društvenog proizvoda od 1% izaziva promjene u potrošnji od 0,85% -0,95%.

Na slici 6.1. je prikazan uporedni dijagram kretanja BDP (mil.KM) i potrošnje (GWh) u Bosni i Hercegovini za period 2001.-2020. (2021). godina. Kretanje BDP-a je u zadnjih 20 godina uglavnom pratilo kretanja u potrošnji električne energije, osim u periodima 2012- 2014 i 2018 -2019. godina, gdje je zabilježen porast BDP-a, uz istovremeni pad potrošnje električne energije.

Ovakva kretanja se direktno odražavaju i na koeficijent elastičnosti koji je za 2005, 2006, 2007, 2008. i 2009. godinu iznosio 0,62; 0,54; 0,48; 0,44; 0,44, dok je u 2010, 2011 i 2012. godini iznosio 0,45; 0,47 i 0,45, a u 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019. i 2020. godini 0,44; 0,42; 0,41; 0,40; 0,40; 0,37; 0,32; 0,31. Proračunati srednji koeficijent elastičnosti za period 2005.-2020. godina iznosi 0,44.



Slika 6.1. - Bruto društveni proizvod i potrošnja električne energije u BiH

U toku 2020. godine je došlo do značajnih promjena na globalnom nivou usljed pandemije COVID - 19, koje su imale značajne posljedice i po BiH i to je godina u kojoj je došlo do pada

BDP-a (cca -3%), kao i potrošnje (-7,5%). Potrebno je napomenuti da je na pad potrošnje najveći uticaj, osim pandemije korona virusa, imao izlazak iz pogona dosadašnjeg najvećeg potrošača na prenosnoj mreži (Aluminij d.d. Mostar). U 2021. godini procijenjeni realni porast BDP-a u Bosni i Hercegovini je 4,0%, prema prognozama Svjetske banke [*Global Economic Prospects 2022.*, www.worldbank.org]. Prognozirani rast u 2022. godini je 3%, a u 2023. godini 3,2%, što za naredni period daje prosječan realni rast BDP-a u iznosu 3,1%.

Uz ovaj pretpostavljeni rast BDP od 3,1% i prethodno proračunati srednji koeficijent elastičnosti 0,44 dobijemo poraste potrošnje električne energije od cca 1,4% za period 2023-2032. godina.

U tabeli 6.3 je data procjena porasta BDP-a, i potrošnje električne energije u Bosni i Hercegovini za period 2023.-2032. godina.

Tabela 6.3.- Prognoza potrošnje električne energije u BiH na bazi korelacije sa BDP-om

Godina	Procijenjeni realni porast BDP-a	Porast potrošnje električne energije
2023	3,1%	1,4%
2024	3,1%	1,4%
2025	3,1%	1,4%
2026	3,1%	1,4%
2027	3,1%	1,4%
2028	3,1%	1,4%
2029	3,1%	1,4%
2030	3,1%	1,4%
2031	3,1%	1,4%
2032	3,1%	1,4%

Kod prognoziranja potrošnje električne energije na osnovu korelacije sa bruto društvenim proizvodom u BiH ima dosta nepoznanica, zbog nepoznavanja tačnijih podataka o kretanju BDP u narednom periodu, ali se gore navedene procjene mogu u kombinaciji sa drugim metodama koristiti za određivanje okvirnog porasta potrošnje.

6.3 Planovi potrošnje korisnika prenosne mreže

Kao što je već u Uvodu navedeno, NOSBiH je blagovremeno pripremio sve potrebne elemente kako bi korisnicima prenosne mreže omogućio pravovremeno informisanje o njihovim obavezama u dostavljanju planskih podataka u skladu sa Zakonom o osnivanju Nezavisnog operatora prenosnog sistema u BiH i Mrežnim kodeksom.

6.3.1 Plan potrošnje direktno priključenih kupaca

U tabeli 6.4. su prikazani dostavljeni podaci o potrošnji korisnika koji su direktno priključeni na prenosnu mrežu, a u tabeli 6.5. maksimalne snage na prenosnoj mreži za period 2023.-2032. godina. Podatke su do utvrđenog roka dostavili Arcelor Mittal Zenica d.o.o, BSI d.o.o. Jajce i R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić Grad. Takođe, Elektroprivreda BiH je dostavila podatke za kvalifikovane kupce: Arcelor Mittal, Željeznice Federacije BiH, Željezara Ilijaš, Cementara Kakanj, KTK Visoko i Prevent CEE, kao i potrošače Toplana Zenica i FL Wind [6]. Za

potrošača Arcelor Mittal su korišteni podaci dostavljeni od samog korisnika, gdje se planirane vrijednosti potrošnje i maksimalne snage na prenosnoj mreži neznatno razlikuju od vrijednosti dostavljenih od strane JP EP BiH. Za ostale direktno priključene kupce kod Plana potrošnje električne energije korišteni su podaci prema Bilansu za 2022. godinu, dok su za maksimalnu snagu prikazani podaci dostavljeni u prethodnim Indikativnim planovima. Prema podacima iz tabele 6.4 za većinu direktno priključenih kupaca predviđena je konstantna potrošnja tokom posmatranog desetogodišnjeg perioda, kao i konstantna maksimalna snaga (tabela 6.5).

Detaljne prijave u skladu sa metodologijom koje su dostavili navedeni korisnici nalaze se u bazi podataka NOSBiH.

Tabela 6.4. Plan potrošnje direktno priključenih kupaca (GWh) za period 2023.-2032. godina

Korisnik	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
B.S.I. d.o.o. Jajce	227,76	228,38	227,76	227,76	227,76	228,38	227,76	227,76	227,76	228,38
Cementara Kakanj	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4
Arcelor Mittal	435,62	435,62	435,62	435,62	435,62	435,62	435,62	435,62	435,62	435,62
Toplana Zenica d.o.o.	107,1	107,1	107,1	107,1	107,1	107,1	107,1	107,1	107,1	107,1
Željezara Ilijaš	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3
KTK Visoko	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Prevent CEE	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
Željeznice FBiH (EP BiH)	36,5	37,5	38	38	38	38	38	38	38	38
FL Wind	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Željeznice RS	14,93	14,93	14,93	14,93	14,93	14,93	14,93	14,93	14,93	14,93
FG Birač Zvornik	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1
Rudnik Arcelor Mital	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6
R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić Grad	218,5	218,5	218,5	218,5	218,5	218,5	218,5	218,5	218,5	218,5
Aluminij Mostar	35,04	35,04	35,04	35,04	35,04	35,04	35,04	35,04	35,04	35,04
Željeznice FBiH (EP HZ HB)	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6

Tabela 6.5.- Maksimalne snage (MW) na prenosnoj mreži za period 2023.-2032.godina-bazni scenario

Korisnik	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
B.S.I. d.o.o. Jajce	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5
Cementara Kakanj	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Arcelor Mittal	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Toplana Zenica d.o.o.	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Željezara Ilijaš	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
KTK Visoko	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Prevent CEE	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Željeznice FBiH (EP BiH)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
FL Wind	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Željeznice RS	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
FG Birač Zvornik	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić Grad	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
Rudnik Arcelor Mital	<i>Nisu dostavljeni podaci</i>									
Aluminij Mostar	<i>Nisu dostavljeni podaci</i>									
Željeznice F BiH (EP HZ HB)	<i>Nisu dostavljeni podaci</i>									

6.3.2 Bruto distributivna potrošnja – planovi elektroprivrednih preduzeća

Podatke o planiranoj bruto distributivnoj potrošnji TS 110/x kV od elektroprivrednih (distributivnih) preduzeća u Bosni i Hercegovini su u predviđenom terminu dostavile JP EP BiH, MH ERS i JP EP HZ HB. Za JP Komunalno Brčko su korišteni podaci iz prethodnog Indikativnog plana.

JP EP BiH je za Indikativni plan dostavila podatke [5] o potrošnji i procentima porasta za TS 110/x kV u periodu 2023.-2032. godina, na osnovu kojih je poračunat prosječni rast za bazni scenario približno 1,7%, za optimistički (viši) scenario približno 2,1%, a za pesimistički scenario približno 1,4%. Za svaku TS 110/x kV je dostavljena i procjena strukture potrošnje u istom periodu, proizvodnja električne energije iz obnovljivih izvora, kao i maksimalne i minimalne snage na mreži prenosa.

JP EP HZ HB je za IPRP 2023-2032 dostavila podatke [6], gdje je za svaku postojeću TS 110/x kV data prognozirana ukupna potrošnja – bazni scenario na osnovu ostvarene preuzete električne energije za 2020. godinu i godišnje stope porasta od 1%. Stopa rasta – viši scenario iznosi 2%, i ona je zadržana iz ranijih prognoza potrošnje JP Elektroprivrede HZ HB d.d. Mostar za potrebe izrade Indikativnog plana razvoja proizvodnje. Stopa rasta – niži scenario iznosi 0,5%, i ona je takođe zadržana iz ranijih prognoza potrošnje JP Elektroprivreda HZ HB d.d. Mostar. Za svaku prenosnu trafostanicu 110/x kV navedena je ostvarena struktura potrošnje u 2020. godini po Pogonima i Distribucijskim područjima Distribucije električne energije JP Elektroprivreda HZ HB d.d. Mostar.

MH ERS je dostavila podatke [7] o predviđenom rastu potrošnje postojećih TS 110/x kV [8] i strukturi potrošnje za elektrodistribucije: ZP Elektrokrajina, ZP Elektrodoj, ZEDP Elektrobijeljina, ZP ED Pale, ZP Elektrohercegovina, i novoplaniranih transformatorskih stanica 110/x kV ZP Elektrokrajina. Prognoze rasta su različite, zavisno od

elektrodistributivnog preduzeća: ZP Elektrokrajina – bazni scenario 2,5%, viši scenario 3,5%, niži scenario 1,5%, ZP Elektrodoj- bazni scenario 3%, viši scenario 3,5%, niži scenario 2,5%, ZEDP Elektrobijeljina- bazni scenario 2%, viši scenario 3%, niži scenario 1%, ZP ED Pale- bazni scenario oko 1%, viši scenario 1,8%, niži scenario 0,6%, ZP Elektrohercegovina- bazni scenario 1,5%, viši scenario 2%, niži scenario 0,5%. Na osnovu prosječnih porasta za pojedine elektrodistribucije procijenjen je prosječni porast na nivou MH ERS: za bazni scenario prosječni godišnji rast od približno 2%, za viši scenario približno 2,8%, za i niži scenario 1,2%.

Za Javno preduzeće "Komunalno Brčko" d.o.o. – Brčko Distrikt korišteni su podaci iz prethodnih indikativnih planova. Prosječna stopa rasta za bazni scenario iznosi 1,5%. Predviđena stopa rasta potrošnje u višem scenariju je 2,25%, dok je u nižem scenariju predviđen porast od 1%.

U tabeli 6.6. je data prognoza distributivne potrošnje po elektroprivrednim kompanijama. Prognoza je urađena na osnovu Bilansa električne energije za 2022. godinu, i prosječnih procenata porasta za bazni, viši i niži scenario, koje su dale elektroprivredne kompanije.

Na osnovu ovih podataka može se zaključiti da će distributivna potrošnja u narednom planskom periodu imati prosječan rast od oko 1,7% u baznom scenariju, 2,4% u višem scenariju i 1,2% u nižem scenariju.

U Indikativnom planu nije razmatrana opravdanost izgradnje novih transformatorskih stanica 110/x kV, koje su elektroprivredne kompanije predložile u svojim planovima razvoja i ove TS nisu predmet Indikativnog plana razvoja proizvodnje.

Elektroprenos BiH će u skladu sa svojim pravima i obavezama, u Dugoročnim planovima razvoja prenosne mreže razmatrati izgradnju novih transformatorskih stanica 110/x kV i način njihovog priključivanja na prenosnu mrežu.

Tabela 6.6. Plan bruto distributivne potrošnje u BiH (GWh)

Korisnik	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
EP HZ HB (b.s.)	1.409,0	1.423,0	1.437,3	1.451,6	1.466,2	1.480,8	1.495,6	1.510,6	1.525,7	1.540,9	
EP HZ HB (v.s.)	1.422,9	1.451,4	1.480,4	1.510,0	1.540,2	1.571,0	1.602,4	1.634,5	1.667,2	1.700,5	
EP HZ HB (n.s.)	1.402,0	1.409,0	1.416,0	1.423,1	1.430,2	1.437,4	1.444,6	1.451,8	1.459,0	1.466,3	
ERS (b.s.)	3.874,8	3.952,3	4.031,3	4.111,9	4.194,2	4.278,1	4.363,6	4.450,9	4.539,9	4.630,7	
ERS (v.s.)	3.905,2	4.014,5	4.126,9	4.242,5	4.361,2	4.483,4	4.608,9	4.737,9	4.870,6	5.007,0	
ERS (n.s.)	3.844,4	3.890,5	3.937,2	3.984,4	4.032,3	4.080,6	4.129,6	4.179,2	4.229,3	4.280,1	
EP BiH (b.s.)	4.950,8	5.034,9	5.120,5	5.207,6	5.296,1	5.386,1	5.477,7	5.570,8	5.665,5	5.761,8	
EP BiH (v.s.)	4.970,2	5.074,6	5.181,2	5.290,0	5.401,1	5.514,5	5.630,3	5.748,5	5.869,3	5.992,5	
EP BiH (n.s.)	4.936,2	5.005,3	5.075,4	5.146,4	5.218,5	5.291,5	5.365,6	5.440,7	5.516,9	5.594,1	
Komunalno Brčko (b.s.)	283,2	287,4	291,7	296,1	300,6	305,1	309,6	314,3	319,0	323,8	
Komunalno Brčko (v.s.)	285,3	291,7	298,3	305,0	311,8	318,8	326,0	333,4	340,9	348,5	
Komunalno Brčko (n.s.)	281,8	284,6	287,5	290,3	293,2	296,2	299,1	302,1	305,1	308,2	
Ukupno	bazni scenario	10.517,7	10.697,7	10.880,9	11.067,3	11.257,0	11.450,1	11.646,6	11.846,6	12.050,1	12.257,3
	viši scenario	10.583,6	10.832,2	11.086,7	11.347,4	11.614,4	11.887,7	12.167,6	12.454,3	12.747,9	13.048,5
	niži scenario	10.464,3	10.589,4	10.716,0	10.844,3	10.974,2	11.105,7	11.238,9	11.373,8	11.510,4	11.648,7

6.3.3 Prognoza potrošnje na prenosnoj mreži BiH na bazi podataka dostavljenih od Korisnika prenosne mreže

Za ovaj Indikativni plan podatke o potrošnji su dostavili JP Elektroprivreda BiH i MH Elektroprivreda RS, kao i jedan dio najvećih direktnih potrošača. Na osnovu ovih podataka, kao i podataka iz prethodnih Indikativnih planova i Bilansa za 2022. godinu je urađena prognoza potrošnje na prenosnoj mreži za period 2023.-2032. godina (Tabela 6.7).

Prognoza distributivne potrošnje je preuzeta iz tabele 6.6. Što se tiče direktnih potrošača korištena je prognoza potrošnje prema tabeli 6.4. gdje je potrošnja ista u sva tri scenarija (dostavljeni podaci za potrošače: Arcelor Mittal, BSI Jajce, Željeznice Federacije BiH, Željezara Ilijaš, Cementara Kakanj, KTK Visoko i Prevent CEE i R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić grad, dok su ostali direktni potrošači razmatrani sa potrošnjom prema Bilansu za 2022. godinu). Rezultati za tri scenarija prognoze potrošnje su dati u tabeli 6.7.

Tabela 6.7.- Prognoza potrošnje el.en. na prenosnoj mreži BiH u GWh za period 2023.-2032. na bazi podataka dostavljenih od Korisnika prenosne mreže

Korisnik	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Distributivna potrošnja u BiH (b.s.)	10.517,7	10.697,7	10.880,9	11.067,3	11.257,0	11.450,1	11.646,6	11.846,6	12.050,1	12.257,3
Direktni potrošači (b.s.)	1.315,1	1.314,0	1.314,4	1.314,9	1.314,9	1.315,5	1.314,9	1.314,9	1.314,9	1.315,5
Ukupna potrošnja BiH (b.s.)	11.832,8	12.011,7	12.195,3	12.382,2	12.571,9	12.765,6	12.961,5	13.161,5	13.365,1	13.572,8
bazni scenario (%)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6
Distributivna potrošnja u BiH (v.s.)	10.583,6	10.832,2	11.086,7	11.347,4	11.614,4	11.887,7	12.167,6	12.454,3	12.747,9	13.048,5
Direktni potrošači (v.s.)	1.315,1	1.314,0	1.314,4	1.314,9	1.314,9	1.315,5	1.314,9	1.314,9	1.314,9	1.315,5
Ukupna potrošnja BiH (v.s.)	11.898,7	12.146,2	12.401,2	12.662,3	12.929,3	13.203,3	13.482,6	13.769,2	14.062,8	14.364,1
viši scenario (%)		2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Distributivna potrošnja u BiH (n.s.)	10.464,3	10.589,4	10.716,0	10.844,3	10.974,2	11.105,7	11.238,9	11.373,8	11.510,4	11.648,7
Direktni potrošači (n.s.)	1.315,1	1.314,0	1.314,4	1.314,9	1.314,9	1.315,5	1.314,9	1.314,9	1.314,9	1.315,5
Ukupna potrošnja BiH (n.s.)	11.779,4	11.903,4	12.030,5	12.159,2	12.289,1	12.421,2	12.553,8	12.688,7	12.825,3	12.964,3
niži scenario (%)		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1

Prosječan porast ukupne potrošnje na prenosnoj mreži BiH za period 2023-2032, na osnovu podataka dostavljenih od korisnika prenosne mreže u baznom scenariju je **1,5%**, višem scenariju **2,1%**, i nižem scenariju je **1,1%**, što su nešto manji procenti nego u prethodnim Indikativnim planovima (procenti porasta zavise samo od rasta distributivne potrošnje, jer je potrošnja direktnih kupaca ista u svim scenarijima).

6.4 Prognoza potrošnje električne energije na prenosnoj mreži BiH

Prema Mrežnom kodeksu, tačka 4.1(5): „Indikativni plan razvoja proizvodnje sadrži tri scenarija rasta potrošnje u narednih 10 godina (niži, bazni i viši) na bazi informacija o očekivanom razvoju potrošnje električne energije koje su dostavili ODS i Korisnici i vlastitih analiza.“

Prognoza potrošnje električne energije koja se bazira na predviđenom porastu BDP je data u poglavlju 6.2, a prosječan godišnji porast iznosi 1,4%.

U poglavlju 6.3 je prezentovana prognoza potrošnje na bazi podataka koje su dostavili Korisnici prenosne mreže (Tabela 6.7.), a prosječan porast ukupne potrošnje na prenosnoj mreži BiH za period 2023.-2032.godina u baznom scenariju je 1,5%, višem scenariju 2,1% i nižem scenariju 1,1%.

Urađena je i vlastita analiza, na osnovu istorijskih podataka ostvarenja potrošnje u periodu 2001.-2021. godina. Ekstrapolacijom preko karakteristične funkcije potrošnje (kriva potencije ili stepena kriva) za razmatrani period dobije se jednačina krive koja opisuje potrošnju u obliku:

$$y = 9081 \cdot x^{0,0892}$$

Nakon uvrštavanja ovih vrijednosti u planski period 2023.-2032.godina dobije se prosječni porast potrošnje u iznosu od 1,02%. Ovaj procenat porasta je korišten za bazni (realistični) scenario prognoze potrošnje.

Procenat porasta za niži (pesimistični) scenario potrošnje je preuzet iz Indikativnog plana 2022.-2031.godina i on iznosi 0,4%.

Viši (optimistični) scenario je urađen usrednjavanjem vrijednosti dobijenih prognozom preko BDP-a (1,4%) i prosječnog porasta za viši scenario prema podacima dostavljenim od Korisnika (2,1%), pa se dobije prosječni godišnji porast od 1,8%.

Na taj način dobiju se tri scenarija:

- **Pesimistični scenario – niži scenario (prosječni godišnji porast 0,4%)**
- **Realistični scenario – bazni scenario (prosječni godišnji porast 1%)**
- **Optimistični scenario – viši scenario (prosječni godišnji porast 1,8%)**

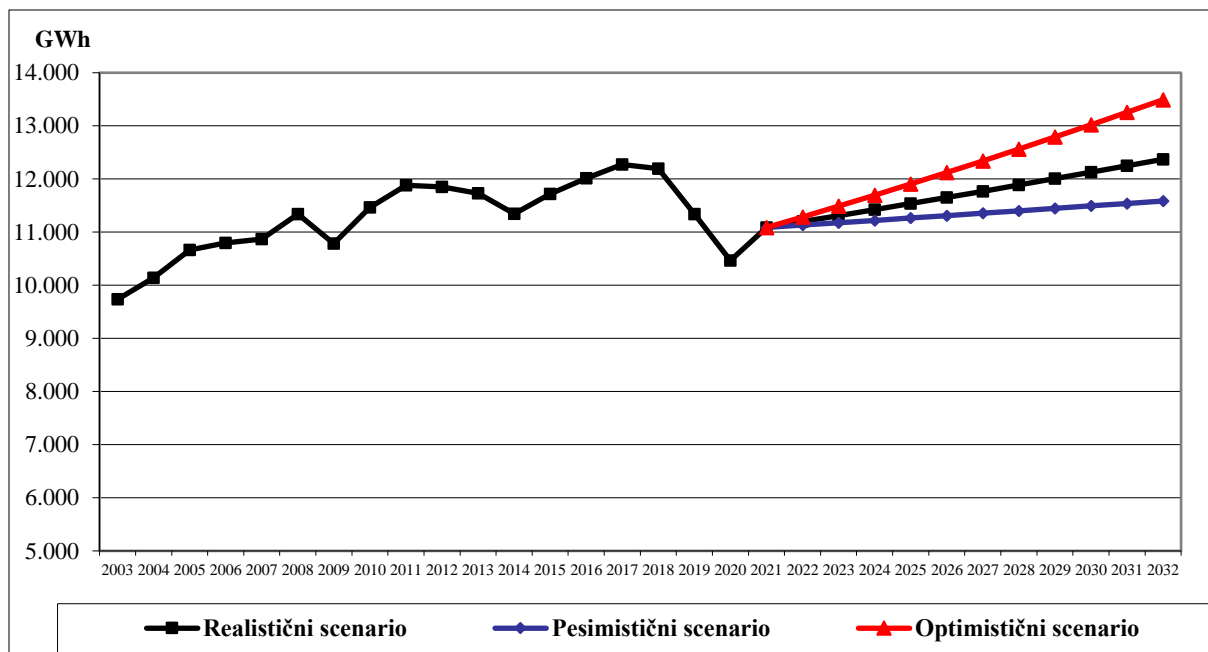
Prognozirane vrijednosti potrošnje na prenosnoj mreži BiH za period 2023.-2032. godina za gore opisana tri scenarija i ostvarena potrošnja u periodu 2001.-2021. godina su dati u Tabeli 6.8. (na ovu potrošnju treba dodati još gubitke prenosa). Potrebno je napomenuti da se ostvarenja potrošnje razlikuju od potrošnje u Tabeli 6.1 za vrijednost potrošnje PHE Čapljina.

Kao početna vrijednost prognoze uzeto je ostvarenje iz 2021. godine, u kom je došlo do rasta potrošnje u odnosu na 2020. godinu, kada je zabilježen značajan pad u odnosu na prethodne godine. Ovaj pad je dijelom bio uzrokovan pandemijom COVID-19, a takođe je 2020. bila godina u kojoj tokom cijele godine na mreži nije bio potrošač Aluminij d.d. Mostar.

Tabela 6.8. Prognoza potrošnje električne energije na prenosnoj mreži BiH za tri scenarija za period 2023. – 2032. godina

Godina	Realistični scenario		Pesimistični scenario		Optimistički scenario	
	(GWh)	Porast (%)	(GWh)	Porast (%)	(GWh)	Porast (%)
2001	9.185	3,49%				
2002	9.147	-0,41%				
2003	9.734	6,42%				
2004	10.141	4,18%				
2005	10.663	5,14%				
2006	10.797	1,26%				
2007	10.871	0,69%				
2008	11.338	4,30%				
2009	10.787	-4,86%				
2010	11.469	6,32%				
2011	11.880	3,58%				
2012	11.853	-0,23%				
2013	11.732	-1,02%				
2014	11.346	-3,29%				
2015	11.719	3,29%				
2016	12.015	2,53%				
2017	12.274	2,16%				
2018	12.193	-0,66%				
2019	11.309	-7,25%				
2020	10.465	-7,47%				
2021	11.088	5,95%	11.088	5,95%	11.088	5,95%
2022	11.199	1,00%	11.132	0,40%	11.288	1,80%
2023	11.311	1,00%	11.177	0,40%	11.491	1,80%
2024	11.424	1,00%	11.222	0,40%	11.698	1,80%
2025	11.538	1,00%	11.266	0,40%	11.908	1,80%
2026	11.654	1,00%	11.312	0,40%	12.122	1,80%
2027	11.770	1,00%	11.357	0,40%	12.341	1,80%
2028	11.888	1,00%	11.402	0,40%	12.563	1,80%
2029	12.007	1,00%	11.448	0,40%	12.789	1,80%
2030	12.127	1,00%	11.494	0,40%	13.019	1,80%
2031	12.248	1,00%	11.540	0,40%	13.254	1,80%
2032	12.371	1,00%	11.586	0,40%	13.492	1,80%

Prognoza potrošnje na prenosnoj mreži BiH za period 2023.-2032. godina, za tri scenarija, i ostvarenje potrošnje u periodu 2003.-2021. godina su dati na slici 6.2.



Slika 6.2. Prognoza potrošnje na prenosnoj mreži BiH za period 2023.-2032. i ostvarenje potrošnje u periodu 2003.-2021. godina

Prosječni procenti porasta potrošnje u svim scenarijima za bazni i viši scenario su nešto niži od procenata u prethodnom Indikativnom planu (IPRP 2022-2031), dok su za niži scenario ostali isti. U prethodnom Indikativnom planu kao bazna godina je uzeta 2020. godina, u kojoj je ostvarenje potrošnje bilo značajno manje u odnosu na prethodne godine, a u ovom Indikativnom planu bazna godina je 2021, kada je došlo do rasta potrošnje u odnosu na prethodnu godinu. Na taj način prognozirane vrijednosti potrošnje u zadnjim godinama prognoze za bazni i niži scenario u ovom Indikativnom planu su nešto veće, a za viši scenario na približno istom nivou u odnosu na IPRP 2022-2031. Prognozirana vrijednost potrošnje u 2022. godini, u sva tri scenarija je manja od vrijednosti predviđene Bilansom za 2022. godinu. Bilans za 2022. godinu je urađen na osnovu podataka koje su dostavili korisnici (elektroprivredne kompanije i direktni potrošači).

Uzimajući u obzir gore navedeno, možemo zaključiti da su trendovi u kretanju potrošnje električne energije u skladu sa ciljevima za postizanje energetske efikasnosti, što se može vidjeti po ostvarenjima potrošnje i BDP-a, u zadnjih nekoliko godina, odnosno u smanjenju koeficijenta elastičnosti (poglavlje 6.2). Takođe, prognozirane vrijednosti potrošnje su značajno manje u odnosu na predviđanja u ranijim IPRP (osim za IPRP 2022-2031).

Za planski period 2023.-2032. godina je predviđeno da na prenosnoj mreži BiH budu sljedeći direktni potrošači: BSI Jajce, Željeznice FBiH (EP BiH), Željeznice FBiH (EP HZHB), Arcelor Mital Zenica, Toplana Zenica d.o.o., Željezara Ilijaš, Cementara Kakanj, Prevent CEE, KTK Visoko, FL Wind, Aluminijski Mostar, FG Birač Zvornik, Željeznice RS, Rudnik Arcelor Mital i R-S Silicon Mrkonjić Grad.

7. INTEGRACIJA OBNOVLJIVIH IZVORA

7.1 Integracija vjetroelektrana i solarnih elektrana

U skladu sa odjeljkom 4.1. Mrežnog kodeksa bilansiranje novih proizvodnih objekata vjetroelektrana i solarnih elektrana se radi na osnovu:

- važećih Uslova za priključak na prenosnu mrežu i Izjave korisnika o prihvatanju Uslova, i
- odgovarajuće potvrde nadležne institucije entiteta da je elektrana unutar maksimalno moguće snage prihvata sa stanovišta mogućnosti regulacije sistema.

Navedene kriterijume pored VE Mesihovina, VE Jelovača i VE Podveležje, koje su u pogonu, ispunjavaju i VE Baljci i VE Oštrc.

Ministarstvo energetike i rudarstva Republike Srpske je izdalo i potrebne saglasnosti za VE Hrgud (48 MW), investitora MH ERS a.d. Trebinje, VE Grebak (66 MW), investitora VE Grebak d.o.o. Nevesinje, SE Bileća (55 MW), investitora EFT SE Bileća d.o.o. i za SE Trebinje 1 (61,74 MW), SE Trebinje 1 d.o.o. S obzirom da VE Hrgud nema izdate Uslove za priključak na prenosnu mrežu, ona nije bilansirana u Indikativnom planu.

U septembru 2020. godine Državna regulatorna komisija za električnu energiju (DERK), na prijedlog NOSBiH je donijela odluku o odobrenju maksimalne moguće snage prihvata iz neupravljivih izvora električne energije, prema kojoj maksimalna moguća snaga prihvata iz neupravljivih izvora energije u elektroenergetski sistem BiH sa aspekta mogućnosti regulacije sistema iznosi 840 MW za vjetroelektrane i 825 MW za fotonaponske elektrane. Za ovu odluku još uvijek nije izvršena raspodjela po entitetima. Međutim i pored toga nema značajnijih pomaka u realizaciji projekata izgradnje neupravljivih izvora električne energije.

U tabeli 7.1. dat je spisak podnijetih zahtjeva za priključak vjetroelektrana i solarnih elektrana u BiH, prema Registru koji objavljuje Elektroprenos BiH (www.elektroprenos.ba). Pregled svih dostavljenih podataka za ovaj IPRP, sa prikupljenim dozvolama od nadležnih organa je dat u Prilogu 1.

Tabela 7.1. Spisak podnijetih zahtjeva za priključak VE i SE za priključak na prenosnu mrežu u BiH

Naziv korisnika / Objekta	Instalisana snaga (MW)	Naziv korisnika / Objekta	Instalisana snaga (MW)
VJETROELEKTRANE			
Vran Dukić d.o.o. / VE Gradina	41,6	RWP VITOROG d.o.o. Banja Luka/ VE Škadimovac	110
HB Wind d.o.o. / VE Orlovača	42,9	Eberkon d.o.o. Travnik / VP Vlašić	130
Koncig d.o.o. / VE Debelo brdo	54	Relaks d.o.o. / VE Oštrc	28,2
VE Ivovik d.o.o. / VE Ivovik	84	F.L.Wind d.o.o. / VE Tušnica	72,6

Naziv korisnika / Objekta	Instalisana snaga (MW)	Naziv korisnika / Objekta	Instalisana snaga (MW)
Balkan Energy Wind d.o.o. / VE Mučevača	59,9	JP EP BiH / VE Vlašić	50
Vjetroelektrane d.o.o. Glamoč / VE Slovinj	139,65	JP EP BiH / VE Bitovnja	60
Koncig d.o.o. Posušje / VE Debelo brdo II faza	66	JP EP HZ HB / VE Poklečani	132
Ventus industria d.o.o. Ravno / VE Marino brdo	126	Ventus industria d.o.o. Ravno / VE Glamoč	138
Tomislavgrad – Kupres d.o.o. / VE Baljci	48	IMRES d.o.o. Livno / VE Široka Draga	105 (65 – I faza, 40 – II faza)
Kamen-dent d.o.o. / VP Kupres 1	48	Vjetroelektrane d.o.o. Glamoč / VE Dževa	46
Kamen-dent d.o.o. / VP Pakline I	48	Suzlon wind Energy BH d.o.o. Sarajevo/VE Ivan Sedlo 1	5
Kamen-dent d.o.o. / VP Pakline II	48	Suzlon wind Energy BH d.o.o. Sarajevo/VE Ivan Sedlo 2	5
TLG d.o.o. Travnik / VE Vlašić	50	Suzlon wind Energy BH d.o.o. Sarajevo/VE Ivan Sedlo 3	5
TLG d.o.o. Travnik / VE Galica	50	Suzlon wind Energy BH d.o.o. Sarajevo/VE Ivan Sedlo 4	5
Energy 3 d.o.o. / VE Pločno	48	Suzlon wind Energy BH d.o.o. Sarajevo/VE Ivan Sedlo 5	5
Energy 3 d.o.o. / VE Podveležje	48	G&G Energija / VE Derala zapad	75,4
		G&G Energija / VE Derala	46,4
VE Grebak d.o.o. Nevesinje / VE Grebak	66	G&G Energija / VE Derala jug	46,4
UKUPNO VE:			2 133,05 MW
SOLARNE ELEKTRANE			
Solbus d.o.o. Livno / SE Solbus	132,36 (86,65 – I faza, 45,61 - II faza)	MH Elektroprivreda RS a.d. Trebinje /	61,74

Naziv korisnika / Objekta	Instalisana snaga (MW)	Naziv korisnika / Objekta	Instalisana snaga (MW)
		SE Trebinje 1	
Promondis Energy d.o.o. / SE Bjelajski Vaganac	88,5 (I faza 29,5 , II faza 29,5 , III faza 29,5)	HEET d.o.o. Prozor – Rama SE Ljubuša	10,4
EFT SE Bileća d.o.o. / SE Bileća	55	Progresio S.R.I. Italija / SE Stolac	100
Promondis Energy d.o.o. / SE Zebe	88,5 (I faza 29,5 , II faza 29,5 , III faza 29,5)	Pozitron d.o.o. Mostar/FNE Polog 1-8 Plavo sunce d.o.o. Čitluk / SE Plavo sunce 2 – 26, 36 - 42	7,992 31,968
Solar Lena d.o.o. Grude / SE Lena	60	Astera d.o.o. Posušje / SE Astera 1 – 5	24,975
JP EP HZHB d.d. Mostar/ FNE EPHZHB 1	140 MW* *7 faza gradnje	DRIN-ENERGIJA d.o.o. / FNE Petnjik	30
AT Solar d.o.o. B.Petrovac / SE Klenovac	60	Lager d.o.o. Posušje / SE Tihaljina	40 I faza -30 II faza – 30
MS Energy Solutions d.o.o. Sarajevo / SE Miljkovići	60 I faza -30 II faza -30	JP Elektroprivreda BiH d.d. Sarajevo / FNE Podveležje 1	20
JP Elektroprivreda BiH d.d. Sarajevo / FNE Podveležje 2	30	JP Elektroprivreda BiH d.d. Sarajevo / FNE Gračanica 1 i Gračanica 2	2x25
ECO-WAT d.o.o. / FNE E1-E9, D1-D9, A1-A5, B1-B5, C1-C5	92,4738 I faza – 22,9896 II faza – 69,4842	Tehnomercur d.o.o. / SE Stolac solar 01	240 I faza – 105 II faza - 135
JP Elektroprivreda BiH d.d. Sarajevo / FNE Prigrađani	80	Solar Park – Livno d.o.o. Livno / SE Naše sunce	100 I faza – 25 II faza – 25 III faza – 25 IV faza – 25
Solar Lena d.o.o. Grude / FNE 1 - 10	49,99	Solar Energetik d.o.o. krupa na Uni / SE Dubovik	80
Ergo sunce d.o.o. Posušje / FNE Ergo sunce 1-3	59,97	Lager d.o.o. Posušje / SE Landeke	90
Lager d.o.o. Posušje / SE Čitluk	50	Sun Electricity d.o.o. / SE Sun Electricity	210 I faza – 100 I faza - 110
UKUPNO SE:			2 143,87 MW

8. BILANSI ENERGIJE I SNAGE NA PRENOSNOJ MREŽI 2023. – 2032. GODINA

8.1 Bilansi električne energije i instalisana snaga proizvodnih kapaciteta

Bilansi električne energije za planski period 2023.–2032. godina urađeni su za tri scenarija potrošnje: „pesimistički” – niži scenario potrošnje, „realistički” – bazni scenario potrošnje i „optimistički” – viši scenario potrošnje, opisana u poglavlju 6, kao i za dva scenarija proizvodnje, sa i bez novog bloka 7 u TE Tuzla.

Prema Mrežnom kodeksu, tačka 4.1.(6) definiše se bilansiranje novih proizvodnih objekata:

„– za vjetroelektrane i solarne elektrane:

- na osnovu važećih Uslova za priključak na prijenosnu mrežu koje je Korisnik prihvatio, i
- odgovarajuće potvrde nadležne institucije entiteta da je elektrana unutar maksimalne snage prihvata sa stanovišta mogućnosti regulacije sistema.

– za sve ostale proizvodne objekte, na osnovu važećih Uslova za priključak na prenosnu mrežu koje je Korisnik prihvatio.

– eventualni dodatni kriteriji za bilansiranje definiraju se u Indikativnom planu razvoja proizvodnje.“

Novi proizvodni objekti su bilansirani prema Mrežnom kodeksu (na osnovu važećih Uslova za priključak koje je Korisnik prihvatio), dok su kod vjetroelektrana i solarnih elektrana uzete u obzir i potvrde nadležnih institucija entiteta.

Na taj način, neki objekti koji su bili bilansirani u prethodnim Indikativnim planovima (HE Mrsovo, TE Banovići, TE Ugljevik 3, KTG Zenica, HE Vranduk, HE Ustikolina, TE Kakanj blok 8), a nemaju važeće Uslove za priključak (prema *Registru podnijetih zahtjeva korisnika za priključak na prenosnu mrežu naponskog nivoa 110, 220 i 400 kV*- www.elektroprenos.ba), nisu bilansno uvršteni u ovaj Indikativni plan.

Tabela 8.1. Spisak proizvodnih objekata koji nisu bilansirani u IPRP 2023-2032, a bili su bilansirani u nekom od prethodnih IPRP

Proizvodni objekat	Prethodni plan	Dostavljeni podaci	Napomena
HE Mrsovo	-	-	Nisu uvršteni u bilans radi isteka Uslova za priključak (15.06.2018.)
HE Vranduk	2024	2027	Nisu uvršteni u bilans radi isteka Uslova za priključak (06.04.2019.)
HE Ustikolina	2026	2028	Nisu uvršteni u bilans jer im nisu izdati Uslovi za priključak.
TE Banovići	-	-	Nisu uvršteni u bilans radi isteka Uslova za priključak (28.12.2018.)

TE Ugljevik (blok 3 i 4)	-	-	Nisu uvršteni u bilans radi isteka Uslova za priključak (26.05.2018.)
TE TO KTG Zenica	-	-	Nisu uvršteni u bilans radi isteka Uslova za priključak (21.11.2019.)
VE Trusina	-	-	Nisu uvršteni u bilans radi raskida koncesionog Ugovora od strane Vlade Republike Srpske, u martu 2019. godine.
TE Kakanj (blok 8)	2028	-	Nisu uvršteni u bilans radi isteka Uslova za priključak (03.04.2020.)

JP Elektroprivreda Bosne i Hercegovine [5], JP Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg Bosne [6], i MH Elektroprivreda Republike Srpske [7] su za planski period dostavile podatke za sve proizvodne kapacitete, uključujući i nove bilansirane. Što se tiče izlaska iz pogona termo blokova JP Elektroprivreda BiH je dostavila sljedeće podatke:

- blok 3 TE Tuzla prestaje sa radom u 2024. godini,
- blok 4 TE Tuzla u 2024. godini,
- blok 5 TE Tuzla u 2027. godini,
- blok 5 TE Kakanj u 2024. godini,

Vežano za ulazak u pogon novih blokova, dostavljeni su podaci za blok 7 TE Tuzla, čija je planirana godina ulaska u pogon 2027. godina.

U Tabeli 8.2 su dati podaci o proizvodnji postojećih hidroelektrana u BiH (ostvarena proizvodnja u 2021. godini, i planirana u 2022. godini prema Bilansu za 2022. godinu).

Tabela 8.2.- Podaci o proizvodnji HE (GWh)

Naziv objekta	Ostvarena proizvodnja u 2021. godini na mreži prenosa	Planirana proizvodnja u 2022. godini na mreži prenosa
Čapljina	555	190
Rama	689	605
Jablanica	860	695
Grabovica	331	261
Salakovac	479	357
Mostar	261	236
Jajce I	257	218
Jajce II	82	82*
Peć-Mlini	74	69
M.Blato	137	128
Ukupno FBiH	3.725	2.841
Višegrad	1.174	925
Bočac	260	278
Trebinje I	439	390

Dubrovnik G2	374	645
Dub i Ustiprača	78	78*
Ukupno RS	2.325	2.316
UKUPNO BiH	6.050	5.157

*-proizvodnja procjenjena na osnovu ostvarenja iz prethodne godine

S obzirom na zavisnost proizvodnje HE od hidroloških prilika proizvodnja svih HE planirana je na bazi prosječne hidrološke godine, odnosno podataka koje su dostavile elektroprivredne kompanije (Tabela 8.3.).

Podaci o planiranoj proizvodnji i snazi novih (bilansiranih) proizvodnih kapaciteta pridruženi su postojećim proizvodnim kapacitetima, te poređenjem sa tri scenarija potrošnje formiran je 10-godišnji bilans energija i snaga na prenosnoj mreži Bosne i Hercegovine.

Tabela 8.3.- Tabela Proizvodnja postojećih objekata na prenosnoj mreži BiH za 2023.-2032. godinu

PROIZVODNJA	(GWh)									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
RAMA	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
ČAPLJINA	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
MOSTAR	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247
JAJCE 1	232,9	232,9	232,9	232,9	232,9	232,9	232,9	232,9	232,9	232,9
JAJCE 2	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157
PEĆ-MLINI	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
JABLANICA	719	680	740	740	740	740	740	740	740	740
GRABOVICA	268,9	255,7	275	275	275	275	275	275	275	275
SALAKOVAC	367,1	350,8	390	390	390	390	390	390	390	390
TREBINJE 1	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380
DUBROVNIK	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
VIŠEGRAD	925	925	925	925	925	925	925	925	925	925
BOČAC	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273
MOSTARSKO BLATO	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167
DUB I USTIPRAČA	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4
UKUPNO HE	5.354,0	5.285,7	5.404,3	5.404,3	5.404,3	5.404,3	5.404,3	5.404,3	5.404,3	5.404,3
TUZLA G-3	251,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TUZLA G-4	108,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TUZLA G-5	1.126,8	1.138,0	1.116,0	1.116,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TUZLA G-6	1.270,3	1.266,0	1.225,0	1.225,0	1.225,0	1.225,0	1.225,0	1.225,0	1.225,0	1.225,0
KAKANJ G-5	133,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
KAKANJ G-6	651,1	617,4	552,0	535,0	521,0	512,0	487,0	428,0	395,0	338,0
KAKANJ G-7	375,6	1.331,7	1.309,0	1.309,0	1.309,0	1.295,0	1.295,0	1.295,0	1.230,0	1.169,0
GACKO	1.300,0	1.560,0	1.800,0	1.800,0	1.800,0	1.800,0	1.800,0	1.800,0	1.800,0	1.800,0
UGLJEVIK	1.600,0	1.400,0	900,0	1.730,0	1.730,0	1.730,0	1.730,0	1.730,0	1.730,0	1.730,0
STANARI	2.000,0	1.980,0	1.980,0	1.980,0	1.790,0	2.000,0	1.980,0	1.980,0	1.980,0	1.980,0
UKUPNO TE	8.817,6	9.293,1	8.882,0	9.695,0	8.375,0	8.562,0	8.517,0	8.458,0	8.360,0	8.242,0
VE MESIHOVINA	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2

VE JELOVAČA	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
VE PODVELEŽJE	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0
UKUPNO VE	405,2	405,2	405,2	405,2	405,2	405,2	405,2	405,2	405,2	405,2
UKUPNO POSTOJEĆI OBJEKTI	14.576,8	14.984,0	14.691,5	15.504,5	14.184,5	14.371,5	14.326,5	14.267,5	14.169,5	14.051,5

U Tabelama 8.4. i 8.5 je data proizvodnja novih HE i TE na prenosnoj mreži BiH prema podacima dostavljenim od Korisnika.

Tabela 8.4.- Proizvodnja novih HE na prenosnoj mreži BiH za period 2023.-2032.godina

PROIZVODNJA	(GWh)									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
HE ULOG	50,0	82,3	82,3	82,3	82,3	82,3	82,3	82,3	82,3	82,3
HS LJUTA (I faza)		30,4	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6
HE JANJICI					39,0	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3
HE DABAR				251,8	251,8	251,8	251,8	251,8	251,8	251,8
NOVE HE BILANSIRANO	50,0	112,7	116,9	368,7	407,7	446,0	446,0	446,0	446,0	446,0

Tabela 8.5.- Proizvodnja novih TE na prenosnoj mreži BiH za period 2023.-2032.godina

PROIZVODNJA	(GWh)									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
TE TUZLA, blok 7					2.626,9	2.626,9	2.626,9	2.626,9	2.626,9	2.626,9
TOPLANA ZENICA	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3
NOVE TE BILANSIRANO	109,3	109,3	109,3	109,3	2.736,2	2.736,2	2.736,2	2.736,2	2.736,2	2.736,2

Što se tiče bilansiranja vjetroelektrana, osim VE Baljci koja je bilansirana i u prethodnom Indikativnom planu, uslove za bilansiranje ispunjavaju još VE Oštrc i VE Grebak – Tabela 8.6.

Ove tri vjetroelektrane, pored Uslova za priključak i Izjave o prihvatanju Uslova, imaju i odgovarajuće dozvole entitetskih ministarstava. Federalno ministarstvo energije, rudarstva i industrije je izdalo prethodnu saglasnost za priključak na prenosnu mrežu za VE Baljci, pod brojem: 05-13-1-1955/20 od 27.11. 2020. godine, i za VE Oštrc pod brojem: 05-13-1-772/21 od 20.04. 2021. godine. Ministarstvo energetike i rudarstva Republike Srpske je za VE Grebak izdalo potvrdu da je u okviru dogovorene kvote prihvata, broj 05.05/052-1007-1/20 od 31.12. 2020. godine.

Tabela 8.6. - Proizvodnja novih VE na prenosnoj mreži BiH za period 2023.-2032.godina

PROIZVODNJA	(GWh)									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
VE BALJCI	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148
VE OŠTRC	30	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3
VE GREBAK	25,9	180	180	180	180	180	180	180	180	180
NOVE VE BILANSIRANO	203,9	412,3	412,3	412,3	412,3	412,3	412,3	412,3	412,3	412,3

U ovom Indikativnom planu uslove za bilansiranje po prvi put ispunjavaju i dvije solarne elektrane: SE Bileća i SE Trebinje 1 (Tabela 8.7). Ove solarne elektrane pored Uslova za priključak i Izjave o prihvatanju Uslova, posjeduju i odgovarajuće dozvole od entitetskog ministarstva: SE Bileća (Ugovor o koncesiji 05.05/360-161-29/19 od 13.07. 2020. godine), i SE Trebinje 1 (Ugovor o koncesiji broj 01-32-13/20 od 19.10. 2020. godine). Potrebno je napomenuti da je Ministarstvo energetike i rudarstva Republike Srpske izdalo koncesije samo onim objektima za koje ima mogućnosti za prihvatanje proizvedene energije.

Tabela 8.7. - Proizvodnja novih SE na prenosnoj mreži BiH za period 2023.-2032.godina

PROIZVODNJA	(GWh)									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
SE BILEĆA	95	110	110	110	110	110	110	110	110	110
SE TREBINJE 1		36,6	73,3	107	105	104,5	104	103,5	103	102,5
NOVE SE BILANSIRANO	95	146,6	183,3	217	215	214,5	214	213,5	213	212,5

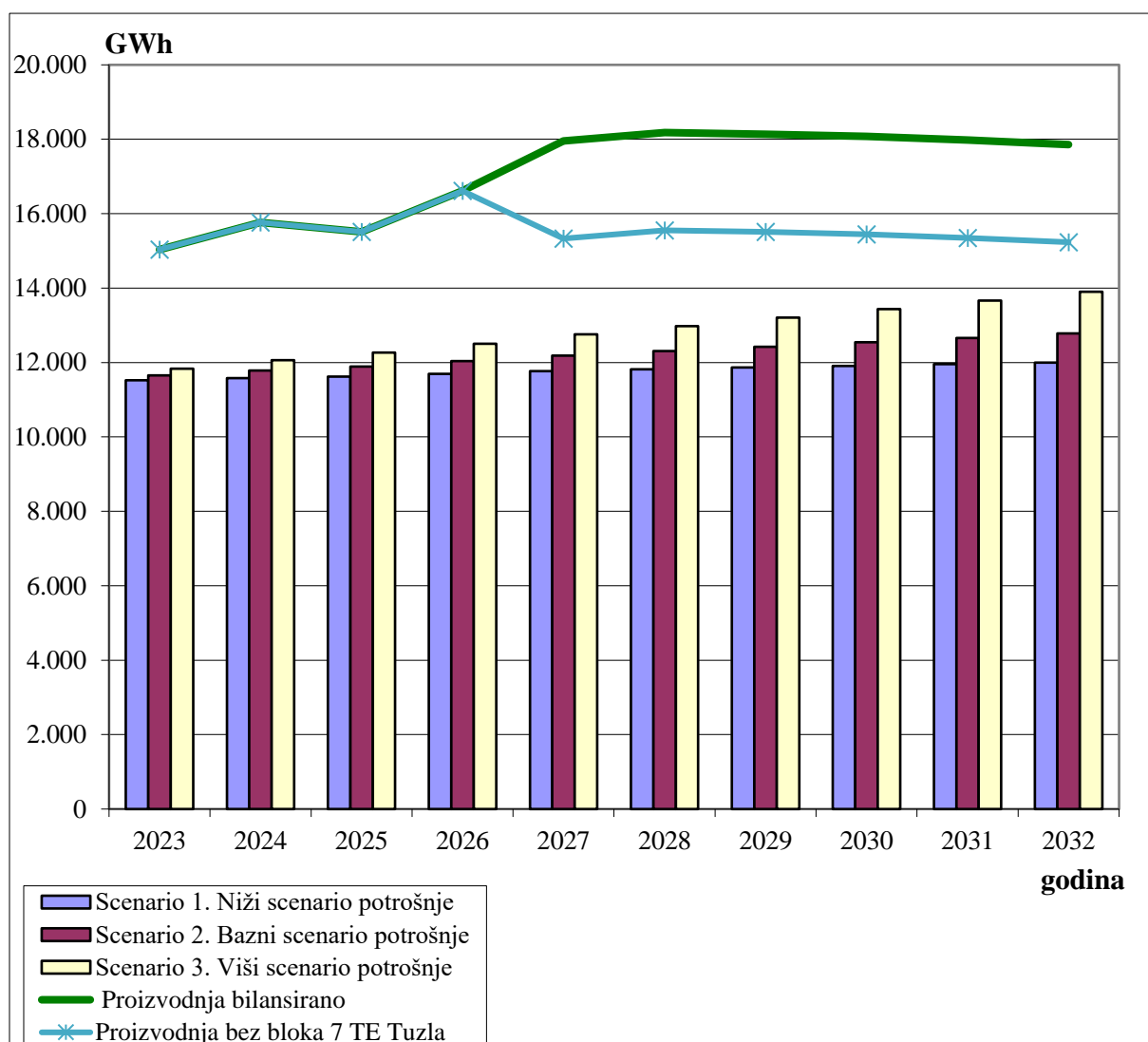
U Tabeli 8.8 su data tri scenarija potrošnje i planirana proizvodnja postojećih i novih bilansiranih proizvodnih kapaciteta za period 2023.-2032.godina. Ubačen je i dodatni scenario proizvodnje bez izgrađenih novih termoelektrana (blok 7 TE Tuzla).

Tabela 8.8. Bilansi električne energije na prenosnoj mreži BiH za period 2023.-2032.godina

POTROŠNJA	(GWh)									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Scenario 1. (niži scenario potrošnje)	11.177	11.222	11.267	11.312	11.357	11.403	11.448	11.494	11.540	11.586
Scenario 2. (bazni scenario potrošnje)	11.311	11.424	11.538	11.654	11.770	11.888	12.007	12.127	12.248	12.371
Scenario 3. (viši scenario potrošnje)	11.491	11.698	11.909	12.123	12.341	12.563	12.789	13.020	13.254	13.493
PROIZVODNJA	(GWh)									
Novi izvori bilansirani	458,2	780,9	821,8	1.107,3	3.771,2	3.809,0	3.808,5	3.808,0	3.807,5	3.807,0
Proizvodnja bilansirano	15.035,0	15.764,8	15.513,3	16.611,8	17.955,7	18.180,5	18.135,0	18.075,5	17.977,0	17.858,5
Proizvodnja bez izgrađenog bloka 7 TE Tuzla	15.035,0	15.764,8	15.513,3	16.611,8	15.328,8	15.553,6	15.508,1	15.448,6	15.350,1	15.231,6
Gubici (2,3% u odnosu na proizvodnju)*	345,8	362,6	356,8	382,1	413,0	418,2	417,1	415,7	413,5	410,7
Scenario 1 (n.s. potrošnje + gubici)	11.522,8	11.584,6	11.623,7	11.688,2	11.770,2	11.820,8	11.865,3	11.909,8	11.953,5	11.996,9
Scenario 2 (b.s. potrošnje + gubici)	11.656,8	11.786,6	11.895,0	12.029,9	12.183,1	12.306,0	12.423,8	12.542,5	12.661,5	12.781,3
Scenario 3 (v.s. potrošnje + gubici)	11.836,8	12.060,6	12.265,4	12.499,2	12.754,1	12.981,4	13.206,5	13.435,4	13.667,4	13.903,3
BILANS Scenario 1	3.512,2	4.180,2	3.889,6	4.917,7	6.185,5	6.359,7	6.269,6	6.165,7	6.023,5	5.861,6
BILANS Scenario 2	3.378,2	3.978,2	3.618,2	4.576,1	5.772,5	5.874,5	5.711,1	5.532,9	5.315,4	5.077,2
BILANS Scenario 3	3.198,2	3.704,2	3.247,9	4.106,8	5.201,6	5.199,0	4.928,5	4.640,1	4.309,5	3.955,2
BILANS bez bloka 7 za Sc. 1	3.512,2	4.180,2	3.889,6	4.917,7	3.558,6	3.732,8	3.642,7	3.538,8	3.396,6	3.234,7
BILANS bez bloka 7 za Sc. 2	3.378,2	3.978,2	3.618,2	4.576,1	3.145,6	3.247,6	3.084,2	2.906,0	2.688,5	2.450,3
BILANS bez bloka 7 za Sc. 3	3.198,2	3.704,2	3.247,9	4.106,8	2.574,7	2.572,1	2.301,6	2.013,2	1.682,6	1.328,3

*gubici u iznosu 2,3% u odnosu na proizvodnju su proračunati prema ostvarenjima iz prethodnih godina (2008-2021).

Na Slici 8.1 su data tri scenarija potrošnje i planirana proizvodnja postojećih i novih bilansiranih proizvodnih kapaciteta za period 2023.-2032. godina, kao i dodatni scenario proizvodnje bez izgrađenog bloka 7 TE Tuzla.



Slika 8.1.– Tri scenarija potrošnje i dva scenarija proizvodnje (sa i bez novog bloka 7 TE Tuzla) postojećih i novih bilansiranih proizvodnih objekata za period 2023.-2032.godina

Bilansi za scenarije 1, 2 i 3 urađeni su tako da su se upoređivali viši, bazni i niži scenariji potrošnje (sa gubicima) sa dva scenarija proizvodnje postojećih i novih bilansiranih kapaciteta (sa i bez izgrađenog novog bloka 7 TE Tuzla). Provedene analize upućuju na zaključak da su za sve scenarije potrošnje i planiranu proizvodnju postojećih i novih bilansiranih proizvodnih kapaciteta u oba slučaja (sa i bez izgrađenog novog bloka 7 TE Tuzla) godišnji bilansi električne energije pozitivni, tj. zadovoljena je adekvatnost elektroenergetskog sistema Bosne i Hercegovine.

Potrebno je napomenuti, da su se potpisivanjem „Sofijske deklaracije“ o Zelenoj agendi za Zapadni Balkan, 10. novembra 2020. godine, zemlje regiona obavezale na niz konkretnih akcija, uključujući uvođenje takse na emisije ugljen-dioksida i tržišnih modela za podsticanje obnovljivih izvora energije, kao i postupno ukidanje subvencija za uglj.

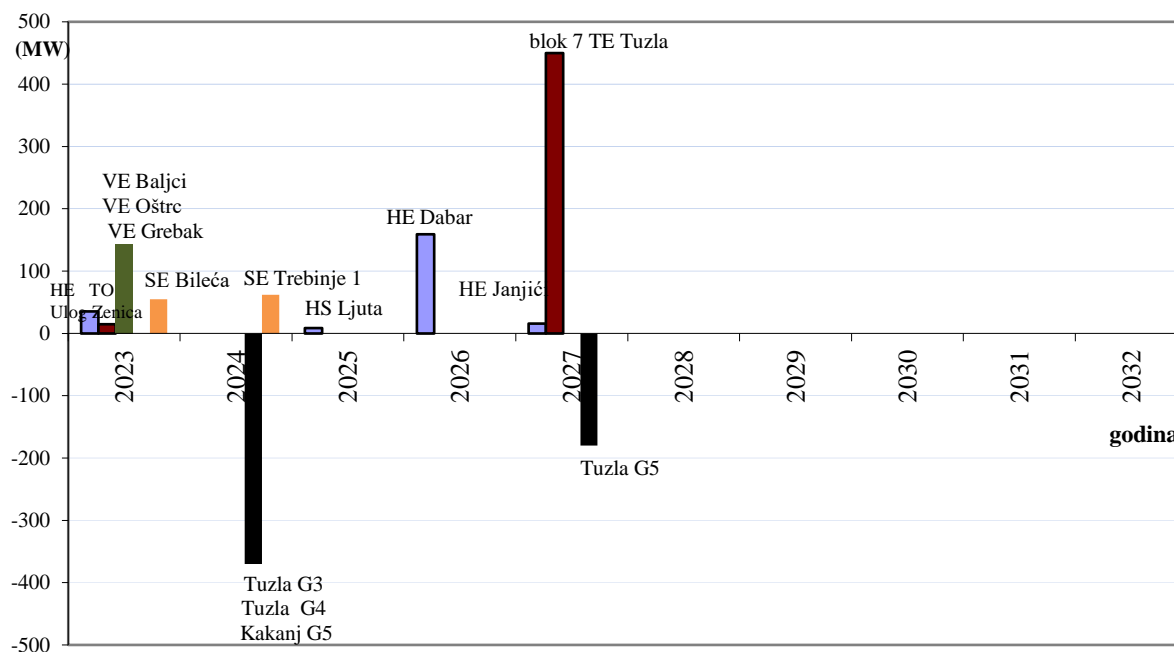
U Tabeli 8.9. prikazane su instalisane snage proizvodnih kapaciteta na prenosnoj mreži Bosne i Hercegovine, kao i snage na pragu elektrana uvažavajući planirane godine puštanja u pogon novih (Slika 8.2.) i izlazak iz pogona proizvodnih kapaciteta kojima ističe životni vijek.

Tabela 8.9.- Instalisane snage proizvodnih kapaciteta (MW) za period 2023.-2032. godina

Novi kapaciteti	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
HE ULOG	35,12									
TE TUZLA, blok 7					450 (410)*					
TOPLANA ZENICA	14,45									
HS LJUTA (I faza)		7,66	1,045							
HE JANJICI					15,8					
HE DABAR				159,15						
VE BALJCI	47,7**									
VE OŠTRC	29,8									
VE GREBAK	66									
SE BILEĆA	55									
SE TREBINJE 1		50	11,74							
Novi bilansirano:	248,1	57,7	12,8	159,2	465,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kumulativno novi –inst.sn.	248,1	305,7	318,5	477,7	943,5	943,5	943,5	943,5	943,5	943,5
Postojeći objekti (bazna 2022. godina- inst.snaga)	4.312,5	3.902,5	3.902,5	3.902,5	3.702,5	3.702,5	3.702,5	3.702,5	3.702,5	3.702,5
Postojeći objekti (bazna 2022. godina- snaga na pragu)	4.127,5	3.757,5	3.757,5	3.757,5	3.577,5	3.577,5	3.577,5	3.577,5	3.577,5	3.577,5
UKUPNO BILANS- inst.snaga	4.560,6	4.208,2	4.221,0	4.380,2	4.646,0	4.646,0	4.646,0	4.646,0	4.646,0	4.646,0
UKUPNO BILANS- snaga na pragu*	4.375,6	4.063,2	4.076,0	4.235,2	4.481,0	4.481,0	4.481,0	4.481,0	4.481,0	4.481,0

*snaga na pragu elektrane (maksimalna snaga na mreži prenosa), **dostavljeno od strane Investitora (Uslovi za priključak su izdati za snagu 48 MW)

Na Slici 8.2 data je dinamika puštanja u pogon novih proizvodnih kapaciteta i izlaska iz pogona postojećih kapaciteta prema podacima dostavljenim od proizvođača.

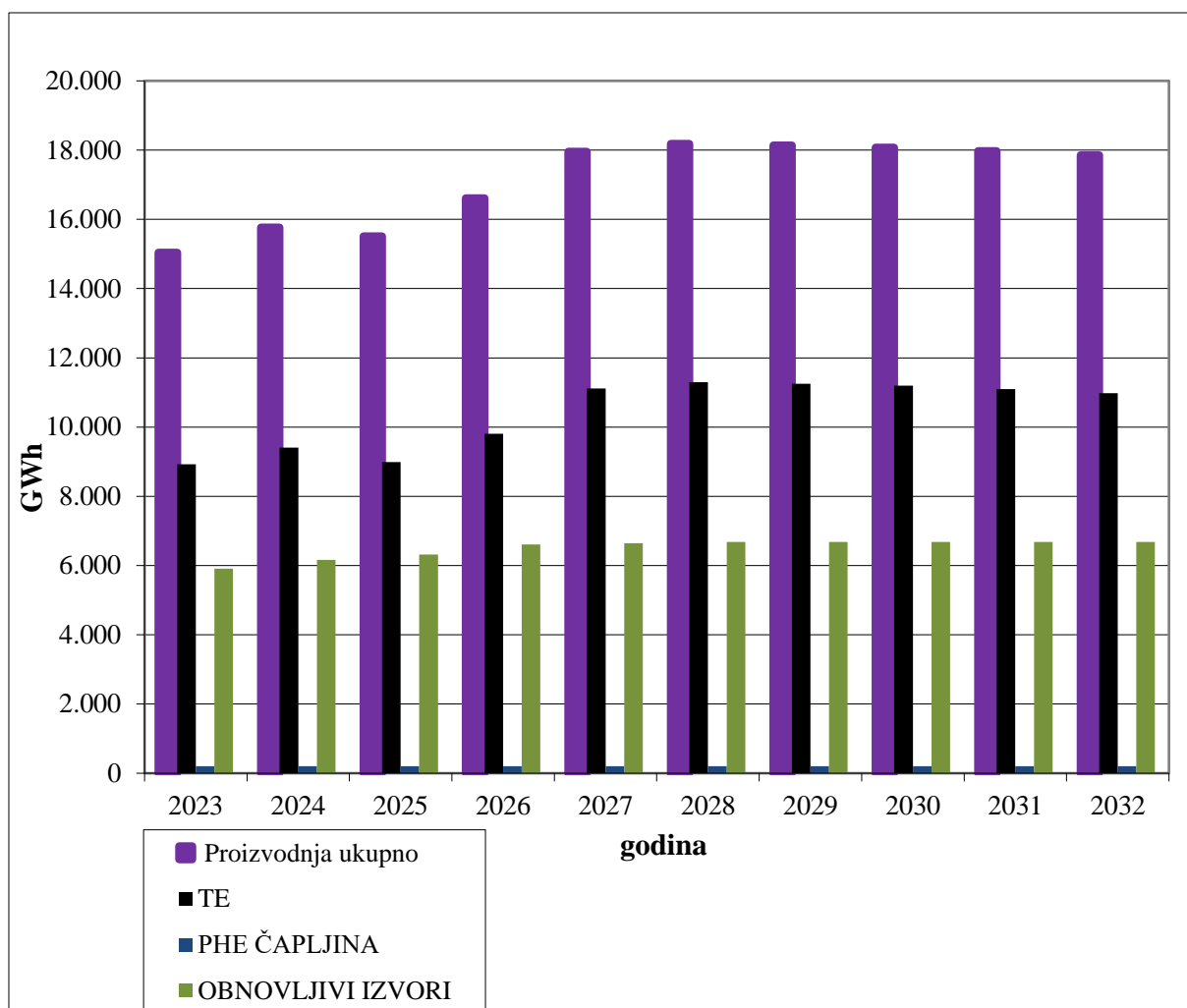


Slika 8.2.– Dinamika puštanja u pogon novih proizvodnih kapaciteta i izlaska iz pogona postojećih kapaciteta

U Tabelama 8.10, 8.11. i na Slikama 8.3. i 8.4. je data proizvodnja električne energije na prenosnoj mreži BiH i instalisana snaga po izvorima: termoelektrane (TE), obnovljivi izvori (HE+VE+SE), i odvojeno PHE Čapljina.

Tabela 8.10. Proizvodnja električne energije na prenosnoj mreži BiH po vrsti izvora

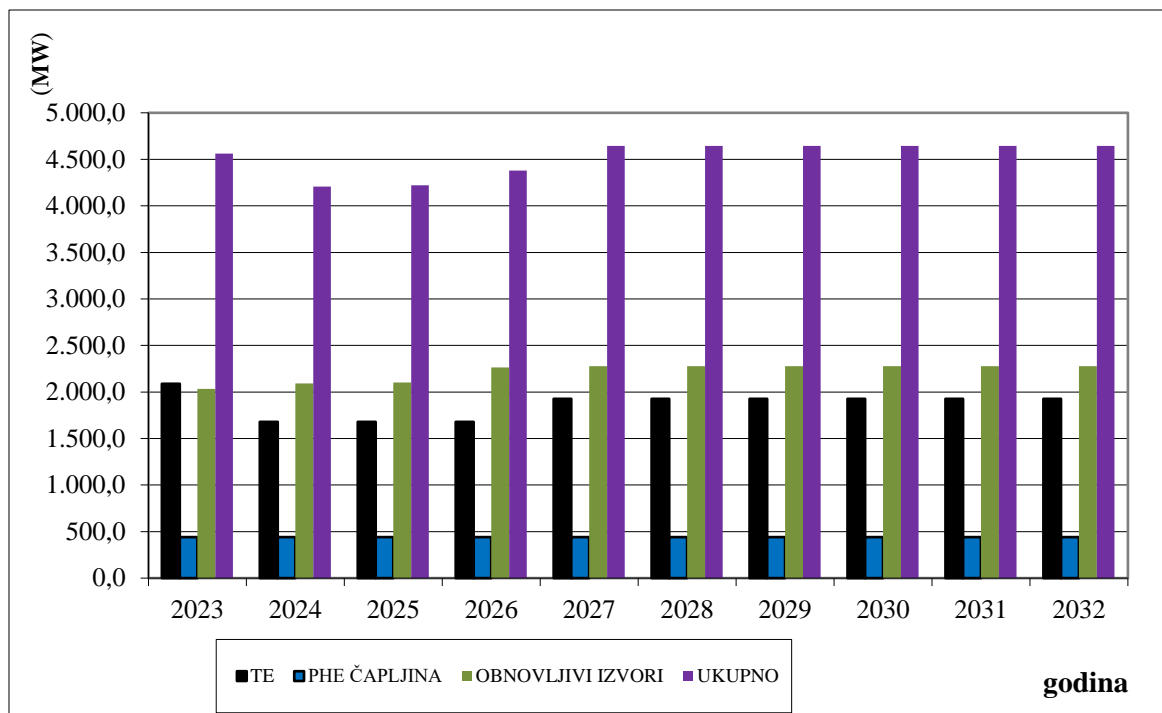
PROIZVODNJA	(GWh)									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
TE	8.926,9	9.402,4	8.991,3	9.804,3	11.111,2	11.298,2	11.253,2	11.194,2	11.096,2	10.978,2
PHE ČAPLJINA	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
OBNOVLJIVI IZVORI	5.908,1	6.162,4	6.322,0	6.607,5	6.644,5	6.682,3	6.681,8	6.681,3	6.680,8	6.680,3
OBNOVLJIVI IZVORI (%)	39,30%	39,09%	40,75%	39,78%	37,00%	36,76%	36,84%	36,96%	37,16%	37,41%
PROIZVODNJA UKUPNO	15.035,0	15.764,8	15.513,3	16.611,8	17.955,7	18.180,5	18.135,0	18.075,5	17.977,0	17.858,5



Slika 8.3. Proizvodnja električne energije na prenosnoj mreži BiH po vrsti izvora za period 2023.-2032. godina

Tabela 8.11. Instalirane snage proizvodnih kapaciteta po vrsti izvora u BiH

(MW)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
TE	2.087,5	1.677,5	1.677,5	1.677,5	1.927,5	1.927,5	1.927,5	1.927,5	1.927,5	1.927,5
PHE ČAPLJINA	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0
OBNOVLJIVI IZVORI	2.033,1	2.090,8	2.103,6	2.262,7	2.278,5	2.278,5	2.278,5	2.278,5	2.278,5	2.278,5
OBNOVLJIVI IZVORI (%)	44,58%	49,68%	49,84%	51,66%	49,04%	49,04%	49,04%	49,04%	49,04%	49,04%
UKUPNO	4.560,6	4.208,2	4.221,0	4.380,2	4.646,0	4.646,0	4.646,0	4.646,0	4.646,0	4.646,0



Slika 8.4. Instalirana snaga bilansiranih proizvodnih kapaciteta u BiH po vrsti izvora za period 2023.-2032. godina

8.2 Procjena konzuma na prenosnoj mreži

Sa aspekta zadovoljenja bilansa snaga, prema kriterijima ENTSO-E, kao referentni vremenski presjeci smatraju se treća srijeda u januaru u 11:00 i 19:00 sati i treća srijeda u julu u 11:00 sati (CET).

U skladu s tim, a na bazi raspoloživih podataka EES BiH, postignuta satna opterećenja konzuma BiH na prenosnoj mreži za 2020. i 2021. godinu su:

(MWh/h)		
Januar 2020.	11:00	1.680
	19:00	1.687
Juli 2020.	11:00	1.280
Januar 2021.	11:00	1.545
	19:00	1.526
Juli 2021.	11:00	1.198

Maksimum za 2021. godinu od 1.909 MWh/h postignut je 23. decembra u 18 sati, što je veće za 23,5% od satnog opterećenja za "treću srijedu u januaru". Primjetno je da je satno opterećenje za treću srijedu u januaru 2021. godine manje za 135 MW od satnog opterećenja u januaru 2020. godine. Maksimalno satno opterećenje u 2021. godini je iznosilo 1.909 MW (23.12. 2021. godine, 18-ti sat), a minimalno satno opterećenje 685 MW (07.06.2021. godine, 4-ti sat).

U Tabelama 8.12. i 8.13. prikazane su vrijednosti maksimalnih i minimalnih jednovremenih snaga konzuma BiH na prenosnoj mreži za posljednjih 7 godina i procentualne razlike u odnosu na prethodnu godinu.

Tabela 8.12. Maksimalne jednovremene snage konzuma

Godina	31.12.2015. 18-ti sat	31.12.2016. 18-ti sat	11.01.2017. 18-ti sat	18.12.2018. 18-ti sat	05.01.2019. 18-ti sat	02.12.2020. 14-ti sat	23.12.2021. 18-ti sat
Pmax (MW)	2.105	2.098	2.189	1.994	1.945	1.804	1.909
%	-4,6	-3,3	4,3	-8,9	-2,5	-7,2	5,8

Tabela 8.13. Minimalne jednovremene snage konzuma

Godina	02.05.2015. 4-ti sat	23.05.2016. 4-ti sat	02.05.2017. 4-ti sat	02.05.2018. 4-ti sat	14.07.2019. 6-ti sat	25.07.2020. 4-ti sat	07.06.2021. 4-ti sat
Pmin (MW)	858	845	847	805	709	605	685
%	3,0	-1,5	0,2	-4,95	-11,9	-14,6	13,2

Iz gornjih tabela očigledno je da nema kontinuiteta u vrijednostima jednovremenih snaga konzuma BiH na prenosnoj mreži. Na osnovu scenarija rasta potrošnje, rast maksimalnih snaga je procijenjen na 1% godišnje, a rast minimalnih snaga na 1,8%. Kao početna vrijednost za prognozu uzeto je ostvarenje iz 2021. godine (1.909 MW).

U tabeli 8.14. prikazana je procjena jednovremenih maksimalnih snaga konzuma na prenosnoj mreži za period 2023.-2032. godina.

Tabela 8.14. Procjena jednovremenih maksimalnih snaga konzuma na prenosnoj mreži

(MW)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Vršna snaga konzuma na prenosnoj mreži	1.928	1.947	1.967	1.987	2.006	2.026	2.047	2.067	2.088	2.109	2.130

9. MARKET ANALIZA ZA 2030. - DEKARBONIZACIJA (IZVOD IZ EMI STUDIJE)

U okviru radne grupe EMI – USEA (*Electricity Market Initiative - United States Energy Association*), u toku 2021. godine urađena je market analiza koja se bazirala na scenariju dekarbonizacije pod nazivom „Procjena uticaja visokog nivoa dekarbonizacije i čiste energije na tržištu električne energije i rad mreže u jugoistočnoj Evropi“ (*Assessment of the Impact of High Levels of Decarbonization and Clean Energy on the Electricity Market and Network Operation in Southeast Europe*). Kratak pregled analize je dat u nastavku.

9.1 Scenariji dekarbonizacije

Studija analizira uticaj održive dekarbonizacije na tržištu električne energije u regionu. Simulirani su različiti nivoi dekarbonizacije evaluacijom alternativa za dekomisiju odnosno izlazak iz pogona termoelektrana. Tri glavna kriterija su:

- godina ulaska u pogon – stariji blokovi su prvi kandidati za dekomisiju
- nivoi efikasnosti – manje efikasni blokovi su prvi kandidati za dekomisiju
- tačka priključka – blokovi koji obezbjeđuju naponsku podršku i koji obezbjeđuju grijanje se ne razmatraju kao prvi kandidati za dekomisiju.

Za svako market područje modelovana i analizirana su tri nivoa dekomisije termoelektrana:

- Referentni scenario – podatke dostavili svi učesnici iz zemalja JI Evrope. Podaci sadrže i planove dekomisije termoelektrana.
- Umjereni scenario – podrazumjeva dodatnu dekomisiju termoelektrana u skladu s navedenim kriterijima.
- Ekstremni scenario - podrazumjeva dodatnu dekomisiju termoelektrana čiji blokovi su mlađi i efikasniji nego u umjerenom scenariju, ali su u pogonu više od 30 godina.

Svaki scenario je analiziran za dva hidrološka stanja (prosječna i suva hidrologija). Dekomisija za BiH prema navedenim scenarijima je data u sljedećoj tabeli.

Tabela 9.1. Planirani izlazak iz pogona u BiH

TE	Blok	Pnom (MW)	Izlazak iz pogona zbog starosti	Umjereni scenario	Ekstremni scenario
TE Gacko	1	276			276
	3	85	85		
	4	175	175		
	5	180	180		
TE Tuzla	6	190		190	190
	5	103	103		
TE Kakanj	6	85	85		
Total			628	190	466

9.2 Metodologija

Ulazni podaci koji se koriste za navedenu analizu su sljedeći:

1. Potrošnja električne energije (satna i godišnja potrošnja);
2. Hidrološki uslovi;
3. Kapaciteti obnovljivih izvora;
4. Proizvodni kapaciteti HE i TE;
5. Cijena goriva za gas i ugalj;
6. Cijena emisije CO₂;
7. Raspoloživi prenosni kapaciteti.

9.3 Cijene goriva i CO₂

Za analizu je uzeta ista cijena goriva za svaku zemlju kako bi poređenje troškova proizvodnje bilo uporedivo u cijelom regionu. Cijene goriva su uzete iz baze za izradu TYNDP 2020. Cijena za emisiju CO₂ u regionu je 65,73 €/t što predstavlja cijenu od 55 €/t (veća od cijene od 53 €/t za scenario „distribuirana energija“ u TYNDP 2020) uvećana za godišnju inflaciju od 2% i primjenjena je za svako market područje u regionu. Ovakav pristup obezbjeđuje konzistentnost s obzirom da region čine zemlje koje su članice EU i zemalja koje to nisu i koje još uvijek nisu obavezne da implementiraju takse za emisiju CO₂. Jedinствена cijena za CO₂ omogućava jasno poređenje scenarija za dekomisiju i rezultate dekomisije.

9.4 Ulazni podaci za market model

Za svako market područje analizirana su tri scenarija dekomisije (referentni, umjereni i ekstremni). Za referentni scenario podatke su dostavili operatori sistema iz regiona, dok druga dva scenarija su definisana u toku pripreme modela za analizu. U sljedećoj tabeli prikazani su termo kapaciteti za sva tri scenarija, kao i stopa smanjenja kapaciteta za umjereni i ekstremni scenario u odnosu na referentni.

Tabela 9.2. Planirana izgradnja i dekomisija termo kapaciteta

Market područje	Instalisani kapaciteti (MW)	Izlazak iz pogona do 2030 (MW)	Novi kapaciteti do 2030 (MW)	Total 2030 (MW)			Stopa prema ref sc.	
				Refer sc.	Umj sc.	Ekstr sc.	Umj sc.	Ekstr sc.
OST	0	0	300	300	200	100	-33,3%	-66,7%
NOSBiH	1 850	628	410	1 632	1 442	1 166	-11,6%	-28,6%
ESO EAD	6 846	4 019	1 901	4 728	4 070	3 470	-13,9%	-26,6%
IPTO/ADMIE	9 771	4 268	2 265	7 768	7 167	6 493	-7,7%	-16,4%
HOPS	1 924	1 085	142	981	876	684	-1,7%	-30,3%
KOSTT	960	432	450	978	528	264	-46,0%	-73,0%
CGES	225	0	0	225	225	0	0,0%	-100,0%
MEPSO	1 274	957	269	586	586	586	0,0%	0,0%
Transelectrica	8 198	2 676	4 552	10 055	8 562	6 889	-14,8%	-31,5%
EMS	4 252	263	839	4 829	4 033	2 909	-16,5%	-39,8%
ELES	2 134	516	139	1 757	990	937	-43,7%	-46,7%
TOTAL	37 434	14 844	11 267	33 839	28 679	23 498	-15,2%	-30,6%

Ukupno instalirani termo kapaciteti u regionu iznose 37,4 GW. Planira se dekomisija za 121 blok ukupnog kapaciteta od 14,8 GW i izgradnja novih od 11,2 GW do 2030. godine, tako da se očekuje da će ukupni iznos termo kapaciteta biti oko 33,8 GW.

Kada se govori o termo kapacitetima, u obzir su uzeti kapaciteti na lignit, uglj, gas i nuklearne elektrane. Smanjenje kapaciteta je ispod 30% i smatra se kao skromno, zbog činjenice da se planira izgradnja većeg broja gasnih elektrana do 2030. godine. Prema dostavljenim planovima ukupan novi kapacitet iznosi 9 GW, dok planirani izlazak iz pogona je oko 1,5 GW. U tabeli ispod su prikazani podaci za gasne elektrane u sva tri scenarija.

Tabela 9.3. Planirana izgradnja i izlazak iz pogona gasnih elektrana

Market područje	Instalirani kapaciteti (MW)	Izlazak iz pogona do 2030 (MW)	Novi kapaciteti do 2030 (MW)	Total 2030 (MW)			Stopa prema ref sc.	
				Refer sc.	Umj sc.	Ekstr sc.	Umj sc.	Ekstr sc.
OST	0	0	300	300	200	100	-33,3%	-66,7%
NOSBiH	0	0	0	0	0	0		
ESO EAD	926	99	1 901	2 728	2 070	1 470	-24,19%	-46,1%
IPTO/ADMIE	5 213	0	2 265	7 478	6 927	6 303	-7,4%	-15,7%
HOPS	883	341	142	684	684	684	0%	0%
KOSTT	0	0	0	0	0	0		
CGES	0	0	0	0	0	0		
MEPSO	317	0	269	586	586	586	0%	0%
Transelectrica	2 672	824	3 887	5 689	5 689	4 359	0%	-23,4%
EMS	218	0	183	401	401	401	0%	0%
ELES	542	211	139	470	470	189	-48,5%	-59,8%
TOTAL	10 770	1 475	9 086	18 335	18 335	14 092	-15,2%	-30,6%

U sljedećoj tabeli prikazani su ukupni kapaciteti (MW) po tehnologijama za 2030. godinu.

Tabela 9.4. Planirana izgradnja i izlazak iz pogona

Market područje	Konzum (TWh)	VE (MW)	SE (MW)	HE (MW)	Novi kapaciteti 2030 (MW)			Total (MW)		
					Ref.	Umj.	Ekstr.	Ref.	Umj.	Ekstr.
AL	9,5	384	445	2 949	300	200	100	4 078	3 978	3 878
BA	13,6	580	100	2 493	1 632	1 442	1 166	4 805	4 615	4 339
BG	37,4	948	3 216	3 207	4 728	4 070	3 470	12 099	11 441	10 841
HR	18,6	1 300	600	3 117	981	876	684	5 998	5 893	5 701
GR	64,6	7 000	7 700	4 545	7 768	7 167	6 493	27 013	26 412	25 738
XK	6,9	336	150	434	978	528	264	1 898	1 448	1 184
MK	8,8	443	563	10 86	586	586	586	2 678	2 678	2 678
ME	4,7	243	250	1 117	225	255	0	1 835	1 835	1 610
RO	65,3	5 255	5 054	6 784	10 055	8 562	6 889	27 148	25 655	23 982
RS	38,1	4 553	508	3 035	4 829	4 033	2 909	12 925	12 129	11 005
SI	17,5	150	1 866	1 295	1 757	990	937	5 068	4 301	4 248
TOTAL	284,9	21 192	20 452	30 062	33 839	28 709	23 498	105 545	100 385	95 204

9.5 Harmonizovane NTC vrijednosti

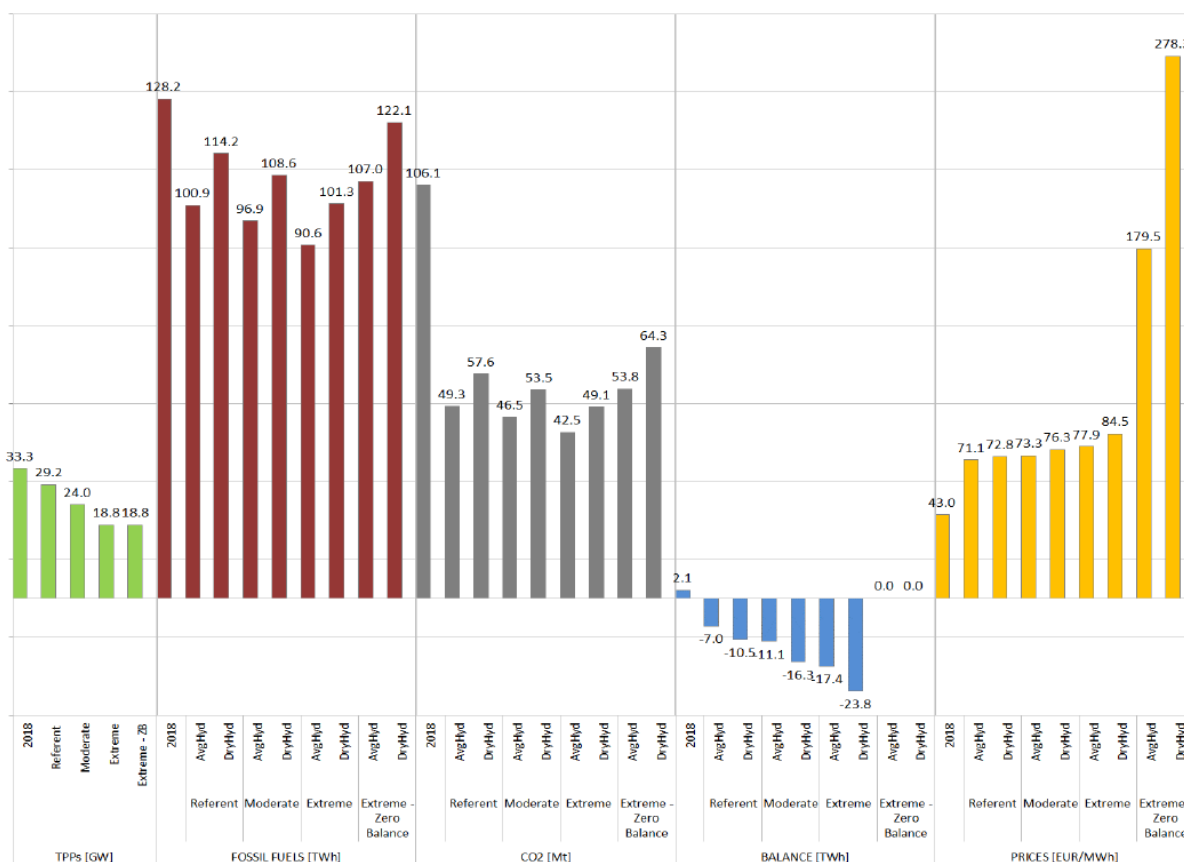
NTC vrijednosti su usaglašene na osnovu usaglašenih operatora sistema u regionu. Pretpostavka za market analizu je ukupni kapacitet raspoloživ za komercijalne razmjene u razmatranom obračunskom periodu, ali istovremeno ne znači da će komercijalna razmjena biti u punom iznosu NTC vrijednosti. NTC vrijednosti za 2030. godinu na granicama BiH i susjednih zemalja u oba smjera su date u sljedećoj tabeli.

Tabela 9.5. NTC vrijednosti (MW) na granicama sa susjedima

Granica	Izvoz	Uvoz
BA – HR	1 200	1 200
BA – RS	1 100	1 200
BA – ME	800	750

9.6 Rezultati market analize

Slika ispod prikazuje sumarni pregled ključnih rezultata market analize u jugoistočnoj Evropi za sve scenarije.



Slika 9.1. Projektovane market promjene u regionu za 2030. godinu

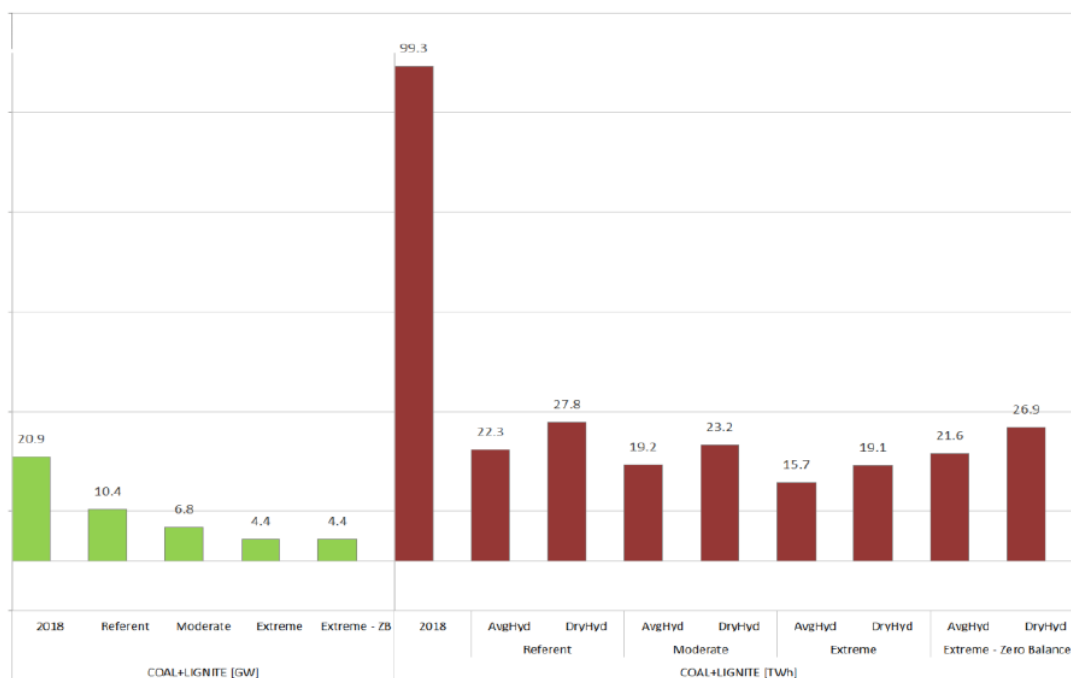
Ukupan iznos proizvodnih kapaciteta termoelektrana (zelena boja) ne pada ni blizu vrijednosti koja je sugerisana kod izlaska iz pogona termoelektrana na uglj i lignit zato što EMI region planira da doda veliki iznos elektrana na gas. Od 2018. do 2030. godine proizvodni kapaciteti TE padaju sa 33 GW na 19 GW (oko 45%) čak i ako se eliminiše 4/5 kapaciteta iz uglja i lignita.

Proizvodnja iz fosilnih goriva (smeđa boja) se smanjuje sa povećanjem dekarbonizacije. Smanjenje je manje u scenarijima sa suvom hidrologijom. Vrijedi napomenuti da, kada se razmatra ograničena sposobnost za uvoz izvan regiona, povećava se potreba za povećanjem proizvodnje TE u cilju zadovoljenja konzuma. Kao rezultata ovih promjena, plus uticaj CO₂, udio proizvodnje iz lignita i uglja u 2030. godine naglo pada u odnosu na trenutno stanje (slika 9.2.).

Kako je prikazano na slici (siva boja) manja proizvodnja iz fosilnih goriva vodi u održivu redukciju emisije CO₂. Ovo je mnogo manji udio nego redukcija u uglju i lignitu usljed dodatka gasa i boljeg iskorištavanja preostalih blokova koji su u boljoj poziciji nego blokovi koji su izašli iz pogona.

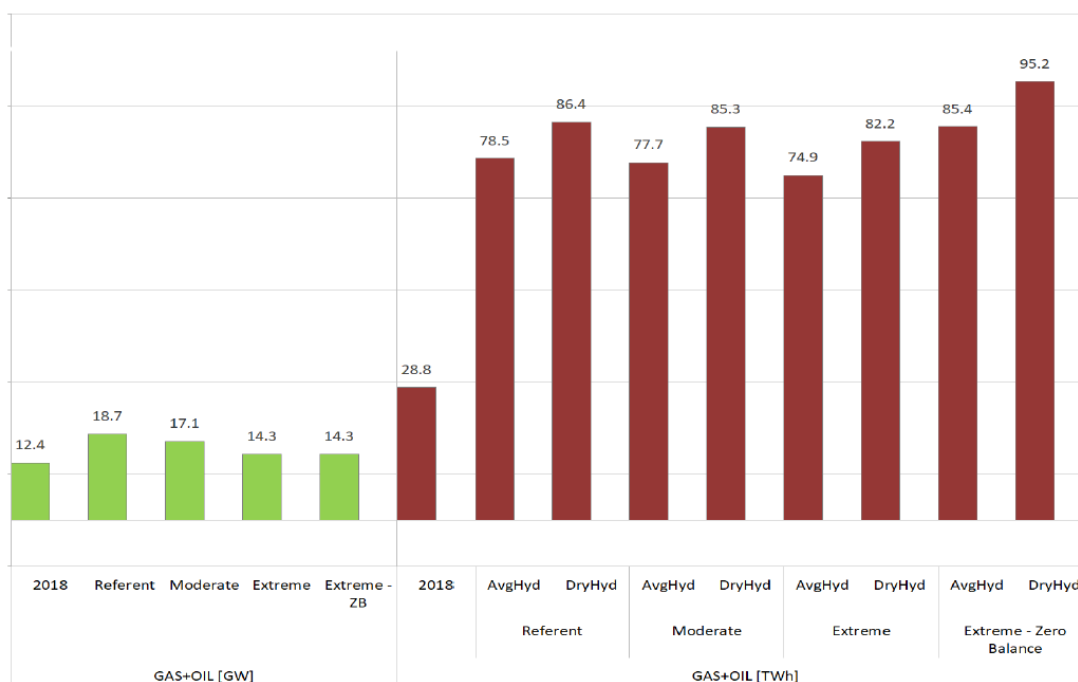
Regionalni uvoz se znatno povećava (plava boja), počevši od trenutnog izvoza do uvoza u 2030. godini. Mnoge zemlje koje su bile uvoznici postaju izvoznici i obrnuto u zavisnosti od nivoa dodatne proizvodnje iz gasa i obnovljivih izvora, izlaska iz pogona i hidrologije.

Veleprodajne cijene (žuta boja) se povećavaju u zavisnosti od scenarija, pri čemu uz veći nivo dekarbonizacije i suhu hidrologiju dolazi do povećavanja cijene. Do 2030. godine veleprodajne cijene zemalja u regionu su praktično identične uz pretpostavke da je market između svih 11 zemalja jedinstven i da je veći nivo interkonekcija u regionu.



Slika 9.2. Projektovane promjene proizvodnje iz uglja i lignita u regionu za 2030. godinu

Prirodni gas postaje gorivo pomoću kojeg će se premostiti tranzicija sa održivim porastom u kapacitetu (GW) i proizvodnji (TWh) u cilju ispunjenja konzumnih zahtjeva. Na sljedećoj slici prikazana je proizvodnja iz prirodnog gasa koji je skoro u nekim scenarijima učetrostručen.



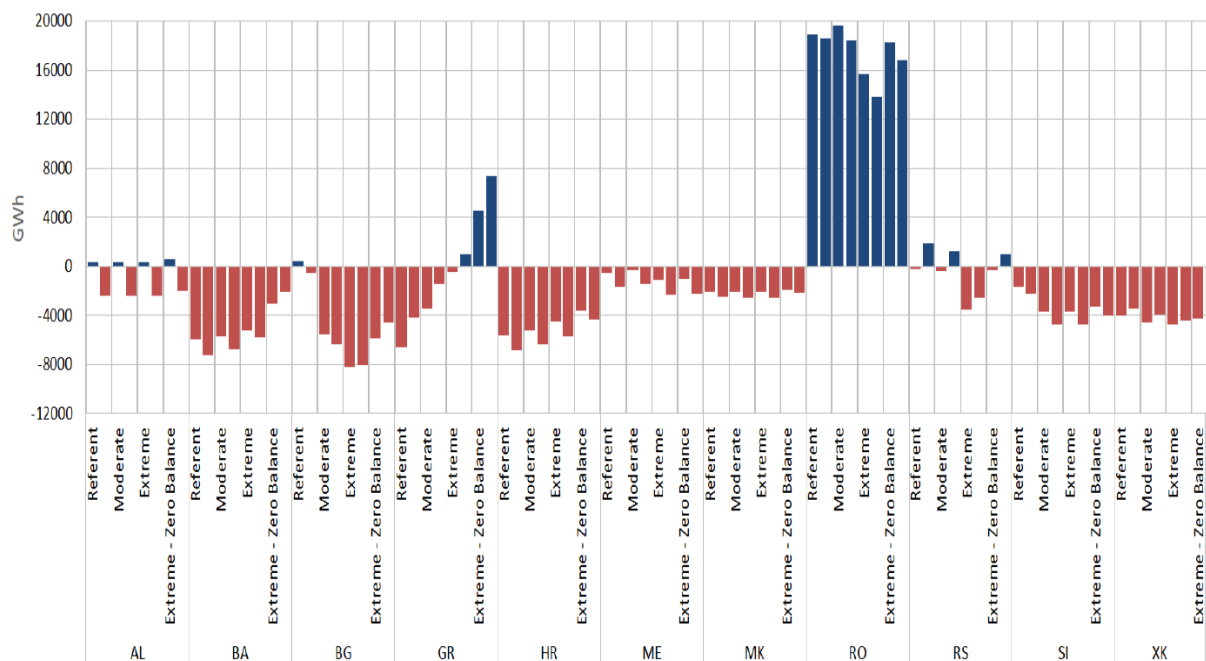
Slika 9.3. Projektovane promjene proizvodnje iz gasa za 2030. godinu

U najekstremnijem slučaju u kojem evropske zemlje nemaju mogućnost izvoza električne energije, jugoistočna Evropa će imati manjak električne energije potrebne za pokrivanje konzuma. Ovo se dešava čak i sa dodatim prirodnim gasom, obnovljivim izvorima i hidro kapacitetima planiranih za 2030. godinu.

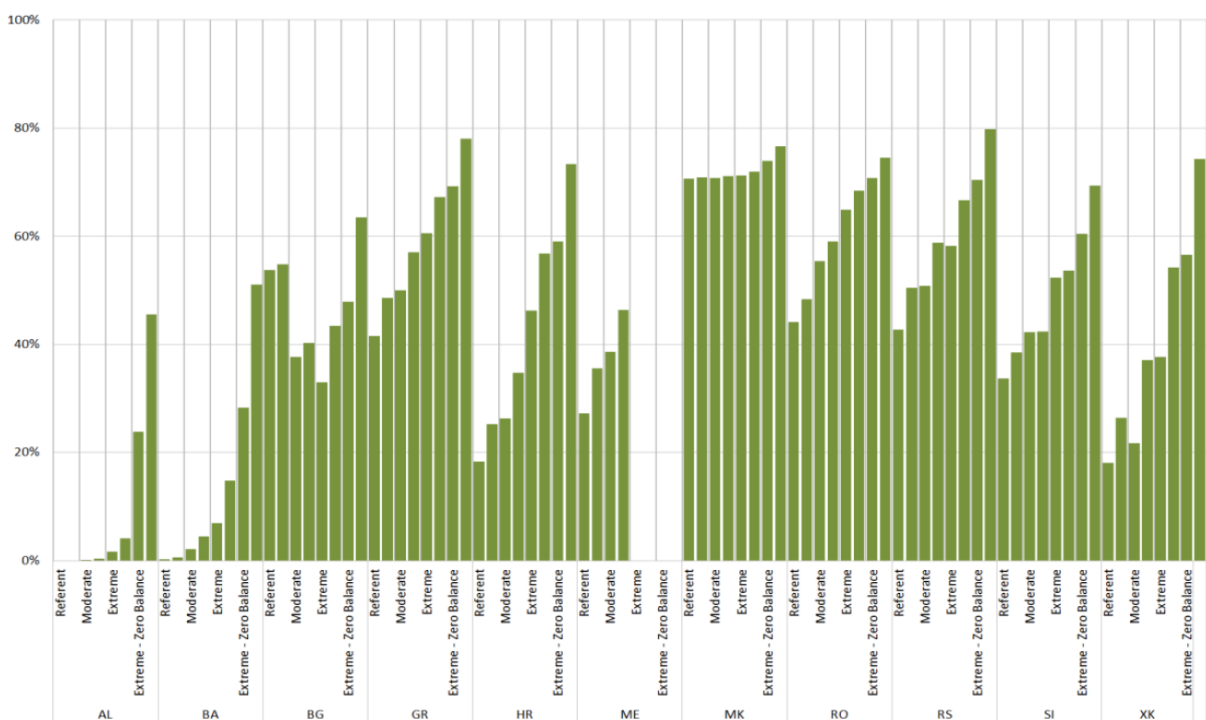
Balansna pozicija po market područjima za prosječnu i suhu hidrologiju (prikazana na sljedećoj slici) prikazuje da u skoro svim market područjima, dublja dekarbonizacija vodi u smanjenje izvoza ili povećanje uvoza. U market područjima sa lignitom/ugljem kao NOSBiH i EMS, dublja regionalna dekarbonizacija obezbjeđuje bolju market poziciju za svoje preostale termo kapacitete. Slično, u suvoj hidrologiji, gubitak hidro proizvodnje obezbjeđuje bolju market poziciju za proizvodnju iz fosilnih goriva u nekim market područjima (npr. EMS). Slična situacija razvoja dešava se i u OST market području, gdje gasne elektrane postaju konkurentne u slučaju dublje dekarbonizacije u regionu.

Market područje Transelektrike planira da doda 3,8 GW novih, efikasnih gasnih elektrana i jedna nova nuklearna elektrana 670 MW (Černavoda) i da uradi dekomisiju 2,6 GW starih neefikasnih TE na lignit. Prema njihovim planovima Transelektrika bi trebala imati 1,8 GW više kapaciteta u 2030. godini u novim konkurentnim elektranama. Najveća promjena je ta što Transelektrika postaje veliki regionalni izvoznik. Buduća dekarbonizacija će smanjiti njihov izvoz ali ipak ostaju i dalje izvoznici.

Slika 9.5 prikazuje da u svim market područjima, dublja dekarbonizacija vodi do povećanog angažovanja i većeg faktora kapaciteta za preostale elektrane na fosilna goriva, uključujući postojeća i nove elektrane (uključujući gas). Generalno, faktor kapaciteta za EMI market područja u 2030 i svim scenarijama je u opsegu 20%-80%. Niži faktor kapaciteta može se očekivati u OST i NOSBiH market područjima u svim scenarijima usljed nekonkurentnih termo kapaciteta.



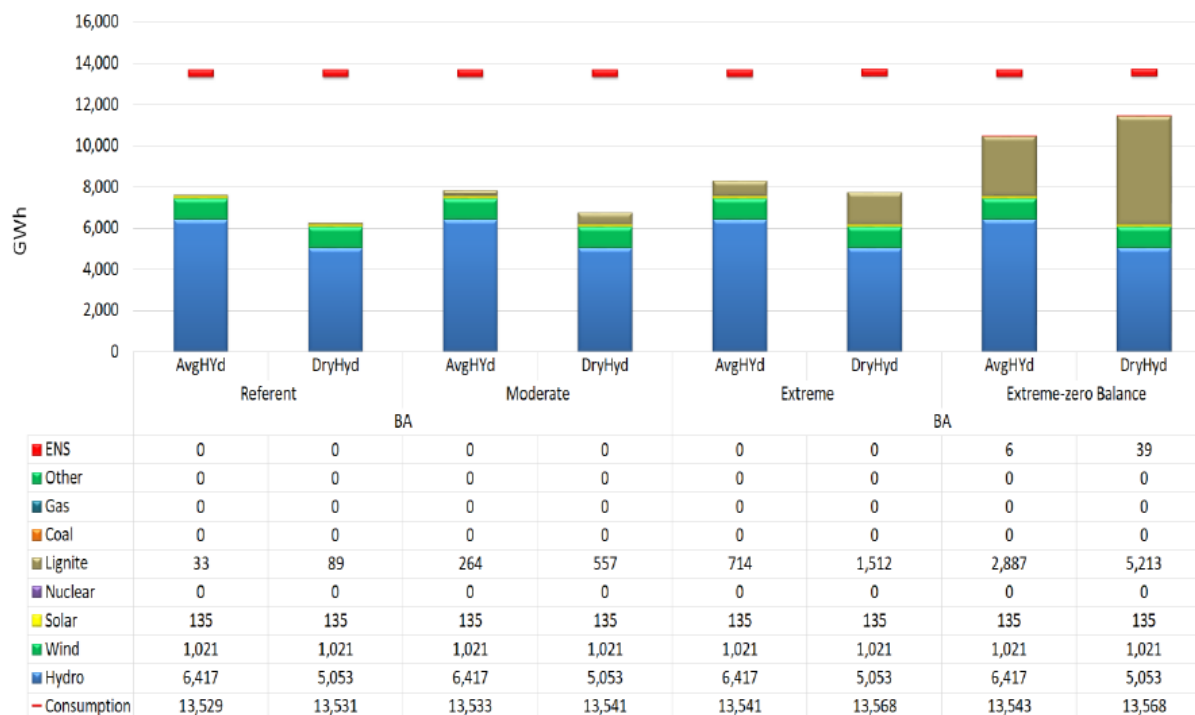
Slika 9.4. Balansna pozicija za svako market područje u regionu za 2030. godinu



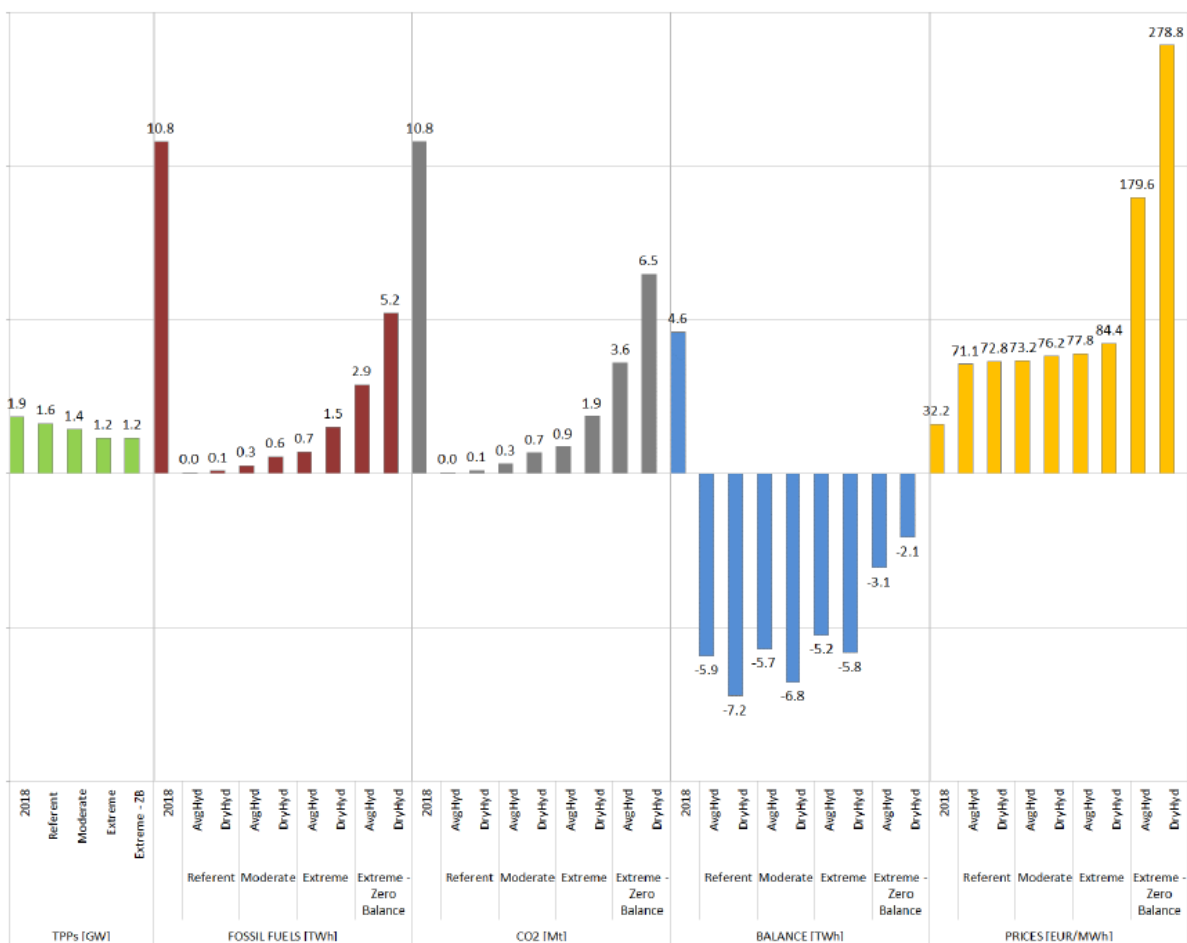
Slika 9.5. Balansna pozicija za svako market područje u regionu za 2030. godinu

9.7 Rezultati analize za BiH

Na sljedećim slikama prikazan je proizvodni miks za BiH market područje kao i market indikatori koji su rezultat provedene analize.



Slika 9.6. Proizvodni miks BiH za 2030. godinu



Slika 9.7. Market indikatori za BiH za 2030. godinu

Glavni zaključci za market područje BiH za 2030. godinu za različite nivoe dekarbonizacije:

- U 2030. godini očekivani termo kapaciteti su između 1,2 i 1,6 GW dok je smanjenje od 13% do 35% u odnosu na sadašnje stanje.
- Sa većom cijenom CO₂ (65,73 EUR/tCO₂) proizvodnja iz uglja pada skoro na nulu u referentnom scenariju pošto ovi kapaciteti postaju nekonkurentni u odnosu na druge izvore. U umjerenom i ekstremnom scenariju smanjenje termo kapaciteta u regionu obezbjeđuje više prostora za termo kapacitete u BiH i njihova proizvodnja se povećava.
- Termo proizvodnja je najveća u ekstremnom scenariju sa nultim balansom. Raspoloživi kapaciteti unutar regiona se koriste koliko je god moguće više i termo blokovi u BiH proizvode oko 5,2 TWh i dostižu faktor kapaciteta od oko 50%.
- Emisija CO₂ prati promjene termo proizvodnje pri čemu dolazi do povećanja emisije u svim scenarijima. Promjena je linearna sa termo proizvodnjom. Emisije su niske i dostižu oko 6,5 Mt u odnosu na sadašnje stanje od 10,5 Mt.
- U svim scenarijima BiH uvozi električnu energiju 5,2-7,2 TW. Sadašnje stanje je da je izvoz oko 35% konzuma dok u 2030. godini BiH postaje uvoznik sa uvozom od oko 15-53% za sve scenarije.
- U ekstremnom slučaju za nultim regionalnim balansom uvoz je najmanji i sa suvom hidrologijom uvoz iznosi samo 2,1 TWh.
- Opseg cijena je 71 – 84 EUR/MWh i slične su cijenama u regionu uzimajući u obzir da su zagašenja veoma mala. Dublja dekarbonizacija vodi do veće upotrebe skupljih izvora električne energije i veleprodajna cijena raste.
- U ekstremnom scenariju sa nultim regionalnim balansom, u razmatranje su uzete cijene od 1 000 EUR/MWh za vrijednost gubitka opterećenja (*VOLL-value of lost load*) u satima kada je konzum veći od snabdjevanja cijena se kreće u opsegu 179,6-278,8 EUR/MWh u zavisnosti od hidrologije. Ukoliko postoje nužni uvozi cijena se kreće 107,3-129,4 EUR/MWh.

U svim scenarijima, suvi hidrološki uslovi vode do veće proizvodnje iz TE, povećane emisije CO₂, povećanog uvoza i većih cijena. Samo u ekstremnom scenariju sa nultim regionalnim balansom bi se uvoz povećao za svaku vrstu hidrologije. U ovom slučaju, povećanje termo proizvodnje prelazi smanjenje hidro proizvodnje i smanjuje se uvoz.

9.8 Ključna razmatranja

Uzimajući širu perspektivu glavni zaključci analize su:

1. Region ne može eliminisati veliki procenat proizvodnje iz uglja do 2030. godine bez većeg povećanja proizvodnje iz gasa, dok druge tehnologije nisu još spremne da popune ovu prazninu. U mnogim slučajevima, gas je taj koji treba da premosti gorivo za proizvodnju do ispunjenja uslova u dekarbinizovanoj budućnosti. Ovim se naglašava važnost rasnovrsnosti snabdjevanja gasom kako bi se ispunile potrebe za novom proizvodnjom iz gasa i potreba za gasnom infrastrukturom i finansijama u realizaciji ovih pitanja.

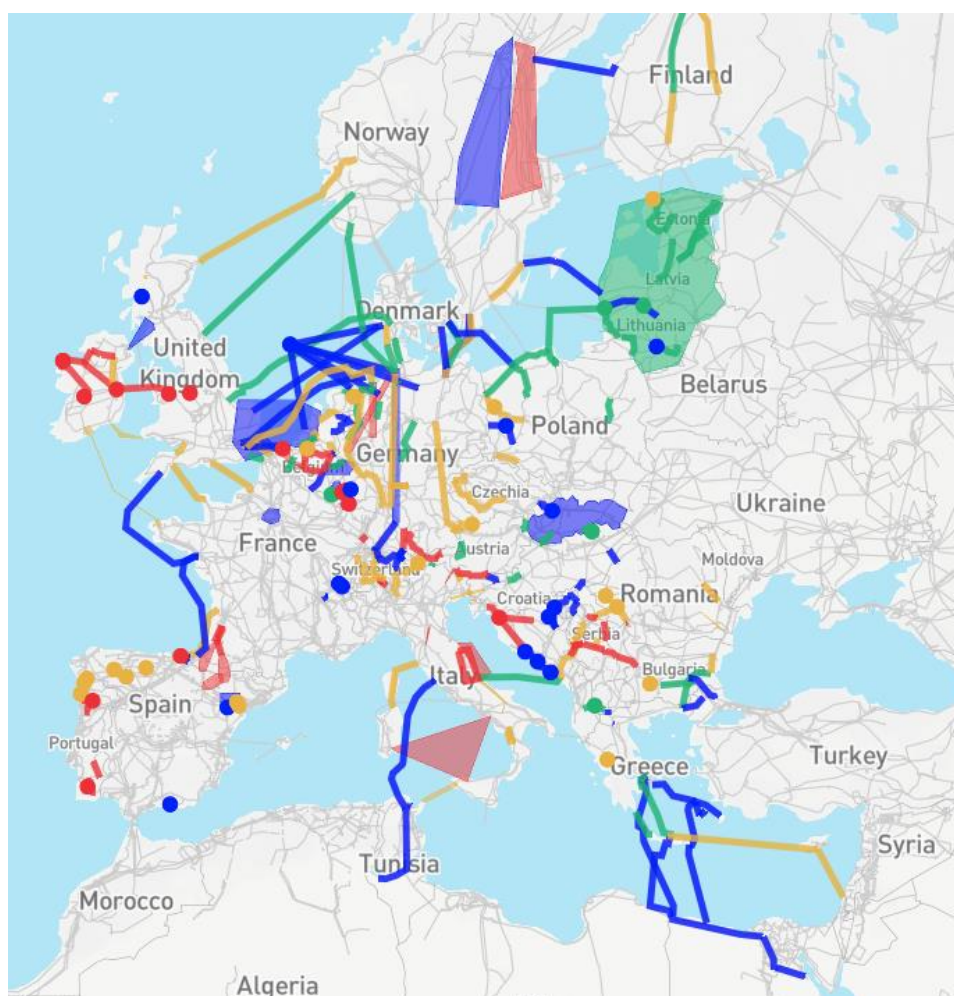
2. Veće povećanje proizvodnje iz vjetra i sunca do 2030. godine, iako visoko poželjno, neće popuniti prazninu koja je nastala izlaskom iz pogona termoelektana na uglj usljed njihove intermitentnosti i niskog faktora kapaciteta koji se kreće u prosjeku oko 20%.
3. Potrebno je konkurentno, geografski rašireno tržište i odgovarajuće politike kako bi se izvršila mobilizacija kapitala iz privatnog sektora u svrhu finansiranja ovakvih velikih promjena u proizvodnom miksu. Procjena je da povećanje kapaciteta iz obnovljivih izvora od današnjih 12 GW do 42 GW u 2030 u EMI regionu zahtjeva 34 mlrd \$ uključujući i 10 mlrd \$ u WB6 zemljama. Dodatnih 9 GW proizvodnje iz prirodnog gasa zahtjeva dodatnih 9 mlrd \$ i za 5 GW proizvodnje iz HE oko 1 mlrd \$.
4. TE na uglj koje ostaju u pogonu će biti takođe konkurentne na tržištu i trebaće da rade sa visokim faktorom kapaciteta kako bi se zadržala pouzdanost sistema.
5. Sa svim ovim promjenama veleprodajne cijene električne energije bi mogle da se povećaju za 15% i više do 2030, naročito ako takse za CO₂ u Evropi ostanu visoke. Na osnovu ovoga postavlja se pitanje da li će se regulatori biti saglasni da ove dodatne troškove dodjele potrošačima električne energije.
6. Uvoz električne energije u region bi se mogao znatno povećati nakon dekarbonizacije regiona. Ovdje se postavlja pitanje odakle će ti uvozi doći i da li će susjedne zemlje imati dovoljno energije za izvoz ako one prolaze kroz istu tranziciju. U slučaju „nultog balansa“, gdje uvozi nisu spremno raspoloživi, tada bi došlo do povećanja koeficijenta EENS (električna energija koje nije isporučena), a samim tim i veleprodajna cijena bi se uvećala.
7. Postojeća jaka mreža i planovi za nove vodove i postrojenja osiguravaju da prenosna mreža za veletrgovinu ostaje pouzdana u toku tranzicije.

10. ENTSO-E DESETOGODIŠNJI PLAN RAZVOJA PRENOSNE MREŽE (TYNDP – Ten Year Network Development Plan)

U septembru 2021. godine, nakon pozitivnog mišljenja od strane ACER-a, objavljena je finalna verzija TYNDP 2020. U toku je izrada TYNDP 2022, čija se draft verzija očekuje u julu 2022. godine. Potrebno je napomenuti da podaci koji se dostavljaju za TYNDP trebaju biti usklađeni sa Nacionalnim energetske i klimatskim planom (NECP), koji još uvijek nije finaliziran u BiH.

10.1 Projekti interkonekcija u TYNDP 2020

U TYNDP 2020 je razmatrano 154 projekta interkonektivnih dalekovoda i 25 projekata akumulacionih HE. Mapa svih razmatranih projekata je data na Slici 10.1.



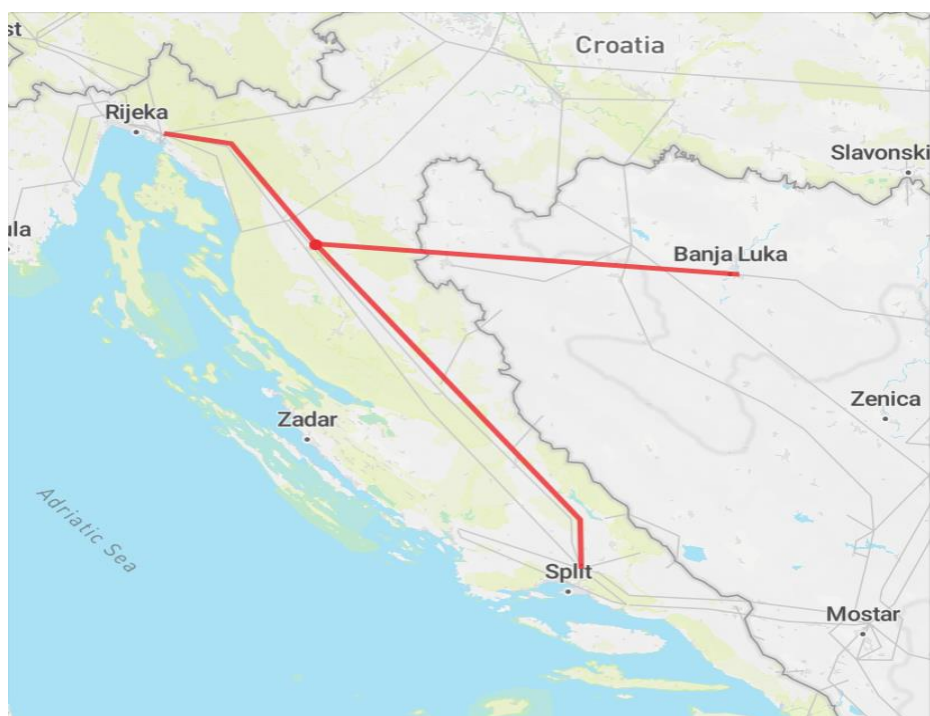
Slika 10.1. Mapa svih projekata u TYNDP 2020

U nastavku je dat pregled planiranih interkonektivnih projekata iz TYNDP 2020 koji se odnose na Bosnu i Hercegovinu.

10.1.1 Projekat 343. DV 400 kV Banja Luka - Lika

Doprinos projekta je pojačanje prenosne mreže u Hrvatskoj na glavnom pravcu sjever-jug u paraleli s istočnom jadranskom obalom koji omogućava dodatne prenose električne energije na veće daljine, uključujući i prekogranične, iz postojećih i novih planiranih obnovljivih izvora (vjetroparkova) i konvencionalnih elektrana (hidro i termo) u Hrvatskoj (priobalni dio) i BiH prema većim konzumnim područjima u Italiji (preko Slovenije) i sjeverne Hrvatske. Povećanje prenosnih kapaciteta će podržati integraciju tržišta (naročito između Hrvatske i BiH) poboljšanjem sigurnosti napajanja (i za vanredne situacije), dostizanjem veće raznovrsnosti snabdjevanja/proizvodnje i ruta, povećanjem elastičnosti i fleksibilnosti prenosne mreže.

Projekat implicira povećanje prenosnih kapaciteta između Hrvatske i BiH izgradnjom nove TS 400/110 kV Lika i veze prema postojećoj TS 400/220/110 kV Melina i TS 400/220/110 kV Konjsko, kao i prema postojećoj TS 400/110 kV Banja Luka. Promoteri projekta su HOPS i NOSBiH/Elektroprenos BiH.



Slika 10.2. Projekat 343

Glavna investicija: DV 400 kV Lika (HR) –Konjsko (HR)

Element	Trenutni status	Očekivana godina puštanja u pogon	Opis
DV 400 kV Lika (HR) – Konjsko (HR)	Studija izvodljivosti završena	2030	Zamjena postojećeg 220 kV voda

Ostale investicije:

Elementat	Trenutni status	Očekivana godina puštanja u pogon	Opis
DV 400 kV Banja Luka (BA) – Lika (HR)	Studija izvodljivosti završena	2030	Novi interkonektivni vod
DV 400 kV Lika (HR) – Melina (HR)	Studija izvodljivosti završena	2030	Zamjena postojećeg 220 kV voda
TS Lika (HR) 400/110 kV	Studija izvodljivosti završena	2029	Nova TS

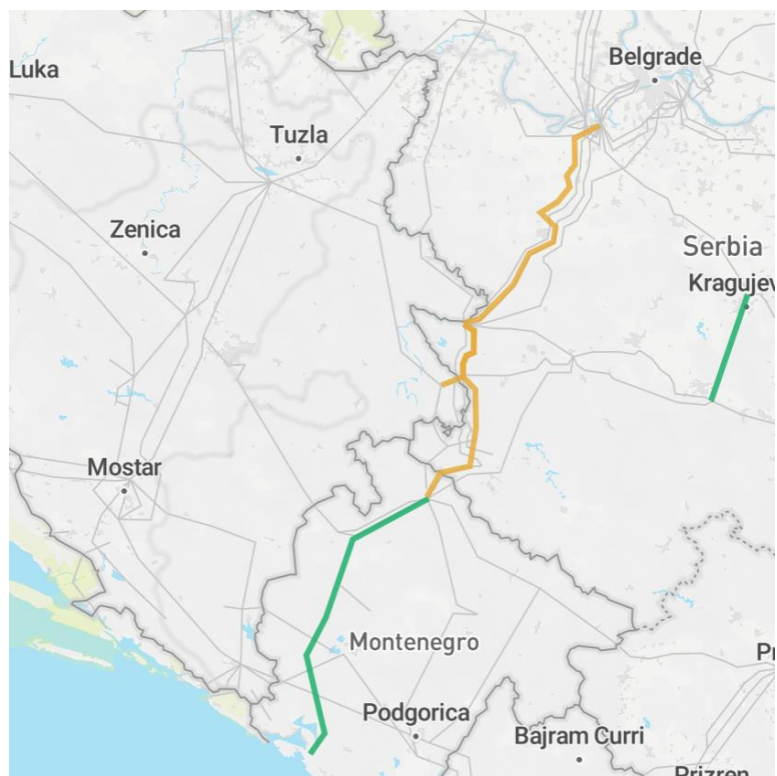
10.1.1.1 Očekivani porast prenosnog kapaciteta za projekat 343**Očekivani porast prenosnog kapaciteta (Scenario National Trends 2025)**

Porast prenosnog kapaciteta (MW)	A	B	B	A
Hrvatska- Bosna i Hercegovina	644		298	

10.1.2 Projekat 227. Transbalkanski koridor

Cilj projekta je povećanje prenosnih kapaciteta u Srbiji i olakšavanje razmjene električne energije između sjeveroistočnog i jugozapadnog dijela Evrope. Projekat će omogućiti bolju povezanost istočnog Balkana i Italije preko 400 kV mreže i i 500 kV podmorskog kabla. Tokovi snaga iz 220 kV mreže će se podijeliti na 400 kV mrežu između Srbije, BiH i Crne Gore.

Promoteri projekta su EMS, NOSBiH/Elektroprenos BiH i CGES.



Slika 10.3. Transbalkanski koridor

Glavna investicija:

Elementat	Trenutni status	Očekivana godina puštanja u pogon	Opis
DV 400 kV Višegrad (BA)– Bajina Bašta (RS)	Obezbjedivanje dozvole	2026	Interkonektivni DV (2 x 400 kV od TS Višegrad do Vardišta, granice sa Srbijom)
DV 400 kV Bajina Bašta (RS) – Pljevlja (ME)	Obezbjedivanje dozvole	2024	Interkonektivni DV

Ostale investicije:

Elementat	Trenutni status	Očekivana godina puštanja u pogon	Opis
TS 400 kV Bajina Bašta (RS)	Obezbjediavanje dozvole	2026	Nadogradnja postojeće TS 220 kV na 400 kV nivo
DV 400 kV Bajina Bašta (RS) – Obrenovac (RS)	Obezbjediavanje dozvole	2024	Pojačanje prenosne mreže u Srbiji
DV 400 kV Lastva (ME) – Pljevlja (ME)	U fazi izgradnje	2019	Pojačanje prenosne mreže u Crnoj Gori zbog izgradnje kabla prema Italiji
DV 400 kV Kragujevac (RS) – Kraljevo (RS)	U fazi izgradnje	2020	Pojačanje prenosne mreže u Srbiji
TS 400 kV Kraljevo	U fazi izgradnje	2020	Nadogradnja postojeće TS 220 kV na 400 kV nivo

10.1.2.1 Očekivani porast prenosnog kapaciteta za projekat 227**Očekivani porast prenosnog kapaciteta (Scenario National Trends 2025)**

Porast prenosnog kapaciteta (MW)	A	B	B	A
Crna Gora - Srbija		20	500	
Bosna i Hercegovina- Srbija		850	700	

10.1.3 Projekat 241. Nadogradnja 220 kV vodova na 400 kV između BiH i Hrvatske

Cilj projekta je zamjena postojećih interkonektivnih vodova sa 220 kV na 400 kV. Projekat, kao novi projekat je predložen da bude procijenjen u TYNDP 2016 na osnovu rezultata studije urađene u CSE regionu u toku priprema regionalnih investicionih planova za 2015. Projekat je u fazi razmatranja i postoji potreba za izradu prefizibiliti studije. Promoteri projekta su HOPS i NOSBiH/Elektroprenos BiH.



Slika 10.4. Projekat 241

Glavna investicija: Podizanje TS 220 kV Đakovo na 400 kV, što će omogućiti interkonekciju 400 kV između TS Đakovo i TS Gradačac/TE Tuzla

Element	Trenutni status	Očekivana godina puštanja u pogon	Opis
TS Đakovo 400/x kV	U razmatranju	2033	Podizanje postojeće TS 220 kV na 400 kV

Ostale investicije:

Element	Trenutni status	Očekivana godina puštanja u pogon	Opis
DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo (HR)	U razmatranju	2033	Zamjena postojećeg 220 kV interkonektivnog voda.
DV 400 kV Gradačac – Đakovo (HR)	U razmatranju	2033	Zamjena postojećeg 220 kV

			interkonektivnog voda.
DV 400 kV Gradačac – TE Tuzla	U razmatranju	2033	Zamjena postojećeg 220 kV voda.
TS Gradačac 400/x kV	U razmatranju	2032	Podizanje postojeće TS 220 kV na 400 kV
DV 2x400 kV Đakovo (HR) – Razbojište (HR) koji omogućuje konekciju TS 400 kV Đakovo na postojeći DV 400 kV Žerjavinec- Ernestinovo	U razmatranju	2032	

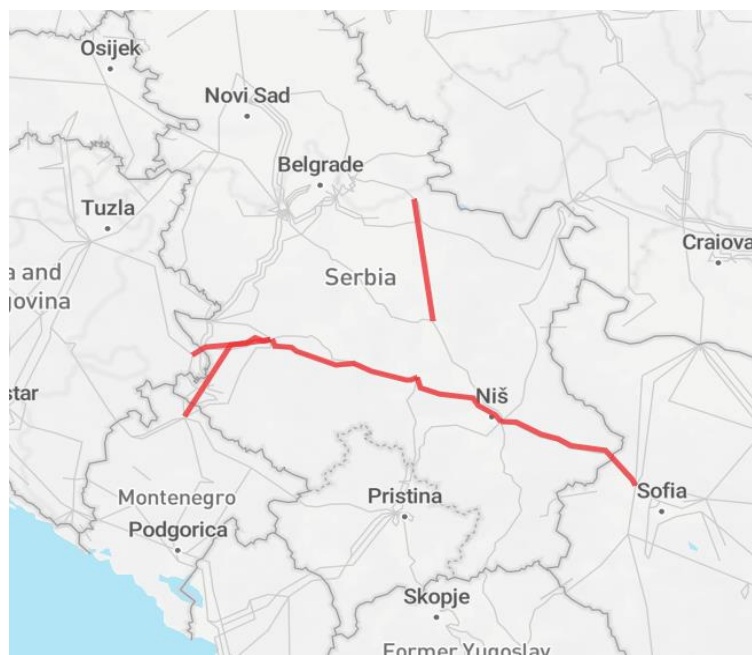
10.1.3.1 Očekivani porast prenosnog kapaciteta za projekat 241

Očekivani porast prenosnog kapaciteta (Scenario National Trends 2025)

Porast prenosnog kapaciteta (MW)	A	B	B	A
Bosna i Hercegovina- Hrvatska	500		500	

10.1.4 Projekat 342. Centralni Balkanski koridor

Ovaj koridor će omogućiti prenos energije sa istoka na zapad na granici između Bugarske prema Srbiji i dalje prema Crnoj Gori i Bosni i Hercegovini. Sastoji se od nekoliko investicija od TS Sofija Zapad na istoku, do TS Pljevlja 2 i TS Višegrad na zapadu. Na taj način će ovaj koridor biti direktno povezan sa projektom Transbalkanskog koridora (dakle, omogućavajući povezivanje bugarskog energetskeg tržišta i italijanskog energetskeg tržišta), koji predstavljaju direktan preduslov za razvoj Centralnog balkanskog koridora. Među brojnim drugim prednostima koje se očekuju nakon puštanja u rad ovog projekta, očekuje se povećanje NTC-a na granicama između uključenih zemalja (što podrazumijeva i integraciju tržišta i dodatne resurse u obezbjeđivanju pouzdanosti rada prenosnih sistema). Promoteri projekta su EMS i ESO.



Slika 10.7 Projekat 342

Glavna investicija: Druga interkonektivna veza na granici između Srbije i Bugarske

Element	Trenutni status	Očekivana godina puštanja u pogon
DV 400 kV Sofija Zapad (BG)– Niš 2 (RS)	Planirana ali još uvijek nije odobrena	2034

Ostale investicije:

Element	Trenutni status	Očekivana godina puštanja u pogon
Podizanje postojećih DV 220 kV na 400 kV: Niš 2 (RS)– Kruševac 1(RS); Kruševac 1 (RS)– Kraljevo 3 (RS); Kraljevo 3- Požega; Jagodina 4- Drmno	Planirana ali još uvijek nije odobrena	2034
Podizanje TS na 400/x kV: TS Kruševac 1, TS Požega;	Planirana ali još uvijek nije odobrena	2034

Podizanje postojećih DV 220 kV Požega- čvor Vardište na 2x400 kV, opremanje drugog sistema 400 kV DV Bajina Bašta – Pljevlja od čvora Vardište do TS Pljevlja	Planirana ali još uvijek nije odobrena	2034
Podizanje postojećih DV 220 kV Požega- čvor Vardište na 2x400 kV, opremanje drugog sistema 400 kV DV Bajina Bašta – Višegrad od čvora Vardište do TS Višegrad	Planirana ali još uvijek nije odobrena	2034

10.1.5 Očekivani porast prenosnog kapaciteta za projekat 342

Očekivani porast prenosnog kapaciteta (Scenario National Trends 2025)

Porast prenosnog kapaciteta (MW)	A	B	B	A
Crna Gora - Srbija		500		500
Bosna i Hercegovina- Srbija		500		500
Bugarska- Srbija		730		186

10.1.6 Prekogranični prenosni kapaciteti

Analiza načina razvoja mreže koja može zadovoljiti buduće potrebe sistema u 2030. godini fokusira se na glavne evropske granice. Granica se definiše kao glavna prepreka za optimalnu razmjenu električne energije između zemalja ili tržišnih čvorova što, ako se ne preduzme ništa, dovodi do velike razlike u cijenama između zemalja, kao i rizika za sigurnost snabdijevanja.

Glavne granice identifikovane od strane ENTSO-E za TYNDP 2020. (Slika 10.8) uglavnom su između regiona u kojima je veliki potencijal OIE i gusto naseljenih područja sa velikom potrošnjom električne energije.



Slika 10.5. Glavne granice u TYNDP 2020, unutar EU i sa susjednim zemljama

U sljedećoj tabeli dat je pregled proračuna vrijednosti NTC po granicama BiH preuzet iz prethodnog Indikativnog plana.

Tabela 10.1.- Prekogranični prenosni kapacitet (MW)

(MW)	Maksimalni mjesečni NTC za 2021.		Referentna mreža (2027)		Svi projekti izgrađeni prije 2035. godine	
	=>	<=	=>	<=	=>	<=
Granica	=>	<=	=>	<=	=>	<=
BA – HR	1 000	1 000	1 250	1 250	1 894	1 548
BA – RS	600	600	1 100	1 200	1 100	1 200
BA – ME	500	500	800	750	800	750

Napomena: Prikazane vrijednosti NTC su indikativne i nisu za komercijalnu upotrebu.

11. ZAKLJUČCI I SUGESTIJE

Analiza podataka koje su dostavili Korisnici prenosnog sistema Bosne i Hercegovine i rezultata Indikativnog plana razvoja proizvodnje za period 2023.-2032. godina, upućuje na sljedeće zaključke i sugestije:

1. Prognoza potrošnje u ovom Indikativnom planu urađena je na bazi podataka dostavljenih od Korisnika i vlastitih analiza (prognoza prema bruto društvenom proizvodu i ekstrapolacija preko karakteristične funkcije potrošnje), što je detaljno opisano u poglavlju 6.4. Prosječni godišnji porast potrošnje za niži scenario iznosi 0,4%, bazni scenario 1% i viši scenario 1,8%.

Prosječni procenti porasta potrošnje u svim scenarijima za bazni i viši scenario su nešto niži od procenata u prethodnom Indikativnom planu (IPRP 2022-2031), dok su za niži scenario ostali isti. U prethodnom Indikativnom planu kao bazna godina je uzeta 2020. godina, u kojoj je ostvarenje potrošnje bilo značajno manje u odnosu na prethodne godine, a u ovom Indikativnom planu bazna godina je 2021, kada je došlo do rasta potrošnje u odnosu na prethodnu godinu. Na taj način prognoziranje vrijednosti potrošnje u zadnjim godinama prognoze za bazni i niži scenario u ovom Indikativnom planu su nešto veće, a za viši scenario na približno istom nivou u odnosu na IPRP 2022-2031. Prognozirana vrijednost potrošnje u 2022. godini, u sva tri scenarija je manja od vrijednosti predviđene Bilansom za 2022. godinu. Bilans za 2022. godinu je urađen na osnovu podataka koje su dostavili korisnici (elektroprivredne kompanije i direktni potrošači).

Dekarbonizacija društva za koju se opredijelila BiH potpisom „Sofijske deklaracije“, mogla bi prouzrokovati povećanu potrošnju električne energije zbog „elektrifikacije“ nekih sektora koja koriste fosilna goriva. Pošto još uvijek nije završena finalna verzija Nacionalnog energetskeg i klimatskog plana Bosne i Hercegovine (NECP BiH), ovi trendovi će biti uzeti u obzir kod izrade narednih indikativnih planova.

2. Novi proizvodni objekti su u skladu sa Mrežnim kodeksom, bilansirani na osnovu važećih Uslova za priključak koje je Korisnik prihvatio, dok su kod vjetroelektrana i solarnih elektrana uzete u obzir i potvrde nadležnih institucija entiteta da je elektrana unutar maksimalno moguće snage prihvata sa stanovišta mogućnosti regulacije sistema. Uzimajući ovo u obzir, od novih vjetroelektrana bilansirane su VE Baljci, VE Oštrc i VE Grebak. Takođe su po prvi put bilansirane i dvije solarne elektrane SE Bileća i SE Trebinje 1.

Bilansi za razmatrane scenarije urađeni su tako da su se upoređivali viši, bazni i niži scenariji potrošnje (sa gubicima), sa dva scenarija proizvodnje postojećih i novih bilansiranih kapaciteta (sa i bez izgrađenog novog bloka 7 TE Tuzla).

Provedene analize upućuju na zaključak da su za sve scenarije potrošnje i planiranu proizvodnju postojećih i novih bilansiranih proizvodnih kapaciteta u oba slučaja (sa i bez izgrađenog novog bloka 7 TE Tuzla) godišnji bilansi električne energije pozitivni, tj. ostvarena je adekvatnost elektroenergetskog sistema Bosne i Hercegovine.

3. Market analize za 2030. godinu su pokazale poziciju kako EES BiH tako i regiona kada se u obzir uzme dekarbonizacija. Trenutno region nema obavezu plaćanja takse za

emisiju CO₂, tako da je EES BiH još uvijek konkurentan kada se razmatra cijena električne energije. Međutim, uvođenjem obaveze plaćanja takse za emisiju CO₂ i provođenja dekarbonizacije, analize su pokazale da konkurentnost nije više na strani BiH i da postoji velika vjerovatnoća da će EES BiH postati uvoznik električne energije ukoliko bi se izgradnja obnovljivih izvora odvijala prema nivou kako je razmatrano u EMI studiji.

Kako bi se izbjegla situacija umanjene energetske sigurnosti BiH zbog eventualnog nedostatka električne energije proizvedene u vlastitim objektima za domaću potrošnju u procesu dekarbonizacije, zatim povećanje cijena zbog uvođenja takse na emisije CO₂, sugeriše se nadležnim institucijama da kreiraju uslove za povećanje investicije u OIE kroz donošenje potrebne legislative i otklanjanje utvrđenih prepreka te, uspostavljanje organizovanog tržišta električne energije, povezivanja sa drugim tržištima i integracija u regionalna tržišta. Takođe je, sa istim ciljevima, potrebno donijeti novu i/ili izmijeniti postojeću legislativu kojom će se omogućiti smanjenje potrebnog vremena za izgradnju obnovljivih izvora.

4. Izradom desetogodišnjih planova razvoja evropskog i regionalnog elektroenergetskog sistema (TYNDP) kao jednog veoma važnog dokumenata, snažno je istaknuta uloga operatora sistema u pripremi adekvatnih i što realnijih planova razvoja na području kojeg oni pokrivaju. U tom cilju, Okvirna strategija energetskog razvoja BiH do 2035., koja je usvojena od strane Savjeta ministara krajem avgusta 2018. godine [11], predstavlja veoma važan dokument. Okvirnom energetskom strategijom identifikovana je vizija te ključni strateški ciljevi i smjernice, uzimajući u obzir resurse i kompetencije Bosne i Hercegovine. Takođe, još početkom 2019. godine Ministarstvo spoljne trgovine i ekonomskih odnosa pokrenulo je izradu Nacionalnog energetskog i klimatskog plana Bosne i Hercegovine (NECP BiH), prvi draft je urađen krajem 2020. godine i trenutno je u fazi finalizacije. Izrada ovog plana je veoma značajna za NOSBiH s obzirom da podaci koji se dostavljaju za desetogodišnji TYNDP trebaju biti usaglašeni sa NECP-om. Takođe, izradom NECP čiji su ključni elementi energetska efikasnost i dekarbonizacija sistema u smislu veće integracije obnovljivih izvora formiraće drugačiju sliku bilansa električne energije koja će narednom Indikativnom planu dati veću upotrebnu vrijednost i vjerodostojnije predstaviti trendove u razvoju proizvodnje i potrošnje.
5. Indikativni plan razvoja proizvodnje predstavlja osnovu za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže. U Indikativnom planu nije razmatrana opravdanost izgradnje novih transformatorskih stanica 110/x kV, koje su elektroprivredne kompanije predložile u svojim planovima razvoja, i ove TS nisu predmet Indikativnog plana razvoja proizvodnje.
6. U plan je uključen pregled projekata iz TYNDP 2020 koji se odnose na pojačanje mreže koji uključuju i interkonektivne vodove naponskog nivoa 400 i 220 kV između BiH i susjednih operatora sistema. TYNDP 2020 ne tretira naponski nivo 110 kV, ali je bitno napomenuti da postoji i plan za izgradnju interkonektivnog dalekovoda 110 kV Srebrenica – Ljubovija, kao rezultat međudržavnog sporazuma između BiH i Srbije.

12. LITERATURA

- [1] Mrežni kodeks, NOSBiH.
- [2] „Izveštaj o tokovima električne energije u BiH u 2021. godini“ – NOSBiH, Sarajevo, 2021. godina.
- [3] Indikativni plan razvoja proizvodnje 2022-2031, NOSBiH, 2021. godina.
- [4] „Bilans električne energije na mreži prenosa za 2022. godinu“, NOSBiH, Sarajevo, 2021. godina.
- [5] Javno preduzeće Elektroprivreda Bosne i Hercegovine d.d. „Podaci za Indikativni plan razvoja proizvodnje 2023-2032“, Sarajevo, decembar 2021.
- [6] Elektroprivreda Hrvatske Zajednice Herceg Bosne d.d. Mostar „Podaci za Indikativni plan razvoja proizvodnje 2023-2032“, Mostar, prosinac 2021.
- [7] Mješoviti Holding Elektroprivreda Republike Srpske Trebinje, Matično preduzeće, akcionarsko društvo Trebinje, "Podaci za Indikativni plan razvoja proizvodnje 2022.-2032.", decembar 2021.
- [8] Study: „SEE Decarbonization in 2030 – EMI final report“, USEA-EMI, 2021.
- [9] www.entsoe.eu
- [10] http://www.mvteo.gov.ba/data/Home/Dokumenti/Energetika/Okvirna_energetska_strategija_Bosne_i_Hercegovine_do_2035_BIH_FINALNA.PDF

13. Popis skraćenica

ACER	Agencija za saradnju energetske regulatora (<i>The European Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>)
BDP	Bruto društveni proizvod
BiH	Država Bosna i Hercegovina
BOS	Balansno odgovorna strana
CBA	Cost - Benefit Analysis
CET	Srednjoevropsko vrijeme (<i>Central European Time</i>)
CGES	Crnogorski elektroprenosni sistem
DERK	Državna regulatorna komisija za električnu energiju
DG	Distributed Generation
DHE	Distributivna hidroelektrana
DV	Dalekovod
EES	Elektroenergetski sistem
ELES	Operater prenosnog sistema Slovenije
EMI	Electricity Market Initiative
EMS	Elektromreža Srbije
ENTSO-E	Evropsko udruženje operatora prijenosnih sistema za električnu energiju (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EP BiH	Elektroprivreda Bosne i Hercegovine
EP HZ HB	Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg Bosne
ESO	Elektroenergien Systemen Operator (Bugarska)
EU	European Union
EUCO	European Council
FERK	Regulatorna komisija za energiju u Federaciji Bosne i Hercegovine
GE	Gasna elektrana
HE	Hidroelektrana
HOPS	Neovisni operator prijenosnog sustava u Republici Hrvatskoj
IPRP	Indikativni plan razvoja proizvodnje
IPTO	The Independent Power Transmission Operator of Greece
ITE	Industrijska termoelektrana
KOSTT	Kosovar power transmission company
MH ERS	Mješoviti holding Elektroprivreda Republike Srpske

MHE	Mala hidroelektrana
NECP	Nacionalni energetska klimatski plan (<i>National Energy and Climate Plan</i>)
NEEAP	Akcionog plana za energetska efikasnost (<i>National Energy Efficiency Action Plan</i>)
NOSBiH	Nezavisni operator sistema u Bosni i Hercegovini
NTC	Neto prijenosni kapacitet (<i>Net Transfer Capacity</i>)
OIE	Obnovljivi izvor energije
PHE	Pumpna hidroelektrana
PV	Photo Voltaic
RERS	Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske
RES	Renewable energy sources
RiTE	Rudnik i termoelektrana
SCADA/EMS	Sistem za nadzor, upravljanje i prikupljanje podataka/sistem za upravljanje energijom (<i>Supervisory Control and Data Acquisition/ Energy Management System</i>)
SE	Solarna elektrana
SEW	Social and Economical Welfare
ST	Sustainable Transition
TE	Termoelektrana
TE TO	Termoelektrana toplana
TS	Transformatorska stanica
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
USAID	The United States Agency for International Development
USEA	United States Energy Association
VE	Vjetroelektrana
WB6	Western Balkan 6

14. PRILOG: SPISAK PRIJAVLJENIH PROIZVODNIH KAPACITETA

Termoelektrane

Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2023-2032

R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga agregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
1	TE Tuzla - Blok 7	1	450	450	2 626 849	EP BIH d.d.	2025	- Revidovan Elaborat
2	TO Zenica	1	14,45	14,45	109 309	Toplana Zenica d.o.o.	2022	- Revidovan Elaborat
3		2	325,50	651	4 947 600	Ugljeninvest d.o.o.	2024	
UKUPNO				1 115,45 MW				

Hidroelektrane

Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2023-2032

R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga agregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
1	HE Ulog	2	17,6	35,12	82 340	EFT - HE Ulog d.o.o.	2023	- Revidovan Elaborat
2	HE Ustikolina	3	20,16	60,48	275 000	EP BIH d.d.	2028	- Revidovan Elaborat
3	HE Vranduk	3	2x9,28 +1x1,07	19,63	96 000	EP BIH d.d.	2027	- Revidovan Elaborat
4	HE Dabar	3	53,05	159,15	251 800	MH ERS a.d.	2026	- Revidovan Elaborat
5	HS Ljuta (Palež, Ljuta, Lukavica ušće, Grebnik, Dindo, Sastavci, Kozica ušće)	7	1 x 3,315 + 1 x 1,98 + 1 x 0,777 + 1 x 1,588 + 1 x 3,742 + 1 x 0,873 + 1 x 0,172	12,447	48 997,4	ING hydro d.o.o.	2022/2023	- Revidovan Elaborat
6	HE Janjići	2	7,9	15,8	77 300	EP BIH d.d.	2027	- Revidovan Elaborat
7	HE Kovanići	2	4,55	9,1	46 000	EP BIH d.d.	2027	
8	HE Bjelimići				219 000	EP BIH d.d.	2029	
9	PHE Vrilo	2	33	66	196 130	EP HZ HB d.d.	2023	

Hidroelektrane

Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2023-2032

R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga agregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
10	PHE Kablič	1	52	52	73 442	EP HZ HB d.d.	2027	
11	HE Skakala	3	8,8	26,4	124 300	EP HZ HB d.d.	2026	
12	HE Nevesinje	1	35	35	81 840	MH ERS a.d.	2029	
13	HE Buk Bijela	3	2 x 40,11 + 1 x 13,3	93,52	332 300	MH ERS a.d.	2025	
14	HE Foča	3	2 x 19,4 + 1 x 5,35	44,15	175 900	MH ERS a.d.	2027	
15	HE Dubrovnik II	2	152	304	318 400	MH ERS a.d.	2028	
16	HE Bileća	1	33,48	33,48	122 000	MH ERS a.d.	2026	
17	HE Paunci	3	2 x 17,77 + 1 x 2,59	43,21	161 960	MH ERS a.d.	2027	
18	HE Dubravica	4	21,8	87,2	335 480	MH ERS a.d.	2029	
19	HE Tegare	4	30,235	120,94	448 046	MH ERS a.d.	2029	
20	HE Rogačica	4	28,32	113,28	413 422	MH ERS a.d.	2029	
21	HE Bistrica	3	5	15	50 550	MH ERS a.d.	2025	
22	HE Bistrica 2a	3	3	9	35 802	MH ERS a.d.	2025	

Hidroelektrane								
Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2023-2032								
R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga agregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
23	HE Bistrica 3	2	9,5	19	71 573	MH ERS a.d.	2025	
24	HE Boka - Sutorina	2	126	252		MH ERS a.d.	2028	
25	HE Čehotina (Luke, Godijeno, Falovići)	3	1 x 7,4 + 1 x 2,176 + 1 x 8,896	19,056	75 990	AR Force Hydropro d.o.o.	2026	
26	S3, SJ2, SJ3, S2b, J1*	5	1 x 4,2 + 1 x 2,594 + 1 x 2,594 + 1 x 1,75 + 1 x 1,406	12,544	16 462 10 507 8 948 8 454 6 298	Hydroenergy	2024 2023 2022 2024 2023	
UKUPNO				1 657,51 MW				

*- priključak na 35 kV

Vjetroelektrane

Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2023-2032

R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga agregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
1	VE Kupres	16	3	48	129 600	Kamen dent d.o.o.	2024	- Revidovan Elaborat
2	VE Slovinj	23	6	138	500 000	Vjetroelektrane d.o.o.	2023	- Revidovan Elaborat
3	VE Pločno	16	5	80	204 000	Energy 3 d.o.o.	2024	- Revidovan Elaborat
4	VE Podveležje	12	5	60	159 000	Energy 3 d.o.o.	2024	- Revidovan Elaborat
5	VE Baljci	16	2,98	47,7	148 000	Tomislavgrad-Kupres d.o.o.	2023	- Revidovan Elaborat
6	VE Oštrc	8	5 x 3,8+ 3 x 3,6	29,8	84 300	Relaks d.o.o	2023	- Revidovan Elaborat
7	VE Orlovača	13	3,3	42,9	99 000	HB Wind d.o.o.	2023	- Revidovan Elaborat
8	VE Grebak	10	6,6	66	180 000	VE Grebak d.o.o.	2022/2023	- Revidovan Elaborat
9	VE Galica	20	2,5	50	123 700	TLG d.o.o.	2023	
10	VE Derala	11	4,2	46,4	154 477	G&G energija d.o.o.	2023	
11	VE Derala Jug	7	6,6	46,4	154 898	G&G energija d.o.o.	2023	
12	VE Derala Zapad	15	5	75,4	247 322	G&G energija d.o.o.	2023	
13	VE Kamena	8	5	40	90 000	Energy 3 d.o.o.	2026	

Vjetroelektrane

Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2023-2032

R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga agregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
14	VE Bahtijevica	10	5	50	131 000	Impro Impex d.o.o.	2026	
15	VE Morine	12	5	60	150 000	VE Grebak d.o.o.	2027	
16	VE Dževa	8	5,75	46	160 000	Vjetroelektrane d.o.o.	2024	
17	VE Slovinj II	•	•	90	330 000	Vjetroelektrane d.o.o.	2025	
18	VE Trusina	•	•	66	180 000	Vjetroelektrane d.o.o.	2025	
19	VE Bitovnja	•	•	60	145 000	EP BIH d.d.	2027	
20	VE Rostovo	•	•	20	10 000	EP BIH d.d.	2032	
21	VE Vlašić	•	•	50	130 000	EP BIH d.d.	2026	
22	VE Hrgud	16	3	48	126 000	MH ERS a.d.	2023	
23	VE Radimlja	5	17	85		MH ERS a.d.	2025	
24	VE Donja Trusina	5	20	100		MH ERS a.d.	2025	
25	VE Velika Vlajna/Jastrebinika	9	6,6	59,4	168 250	EP HZ HB d.d.	2028	
26	VE Borova Glava	15	6,6	99	267 590	EP HZ HB d.d.	2030	
27	VE Poklečani	20	6,6	132	436 960	EP HZ HB d.d.	2024	
28	VE Planinica	9	6,6	59,4	146 470	EP HZ HB d.d.	2031	

Vjetroelektrane

Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2023-2032

R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga agregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
29	VE Škadimovac			110,88	320 000	RWP VITOROG D.O.O.	2024	
UKUPNO				cca 1 906,28 MW				

Solarne elektrane

Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2023-2032

R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga agregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
1	SE Trebinje 1			72,84	107 000	MH ERS a.d.	2022/2023/2024	- Revidovan Elaborat
2	SE Trebinje 2			53,63	85 500	MH ERS a.d.	2024/2025	- Revidovan Elaborat
3	SE Trebinje 3			53,27	82 900	MH ERS a.d.	2027	- Revidovan Elaborat
4	SE Bileća			55	110 00	EFT SE Bileća d.o.o.	2023	- Revidovan Elaborat
5	SE Šljeme	2	25	50	76 000	Impro Impex d.o.o.	2024	
6	SE Podveležje			36	57 000	EP BIH d.d.	2024	
7	SE Divkovići			56	76 000	EP BIH d.d.	2027	
8	SE Gračanica			44	58 000	EP BIH d.d.	2024	
9	SE Kreka			44	65 000	EP BIH d.d.	2025	
10	SE Bijele Vode Kakanj			12	17 500	EP BIH d.d.	2025	
11	SE 6			50	74 000	EP BIH d.d.	2028	
12	SE 7			50	74 000	EP BIH d.d.	2030	
13	SE EPHZHB			150	247 316	EP HZ HB d.d.	2027	
14	SE Ljubinj 3			65	86 600	MH ERS a.d.	2024/2025	
UKUPNO				cca 791,74 MW				

Prijavljena je i GE Zvornik instalisane snage generatora 62,5 MVA sa 2025. projektovanom godinom puštanja u pogon i sa priključkom na 110 kV mrežu.