

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU  
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE

# **DIPLOMSKI RAD**

**Tin Cerovac**

Zagreb, 2013.

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU  
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE

# **DIPLOMSKI RAD**

Mentor:

prof. dr. sc. Neven Duić, dipl. ing.

Student:

Tin Cerovac

Zagreb, 2013.

Izjavljujem da sam ovaj rad izradio samostalno koristeći stečena znanja tijekom studija i navedenu literaturu.

Zahvaljujem se mentoru prof. dr. sc. Nevenu Duiću na pruženoj pomoći i savjetima tijekom izrade ovog rada. Također se zahvaljujem i asistentima Borisu Ćosiću i Tomislavu Pukšecu na pruženoj pomoći, savjetima i kritikama.

Najveću zahvalu dugujem svojoj obitelji i djevojci, na vjeri, podršci i strpljenju.

Tin Cerovac

## SADRŽAJ

SADRŽAJ .....	I
POPIS SLIKA .....	III
POPIS TABLICA.....	VI
POPIS OZNAKA .....	IX
SAŽETAK.....	X
1. UVOD .....	12
2. METODOLOGIJA .....	15
2.1 Buduća kretanja energetske potrošnje .....	15
2.2 EnergyPLAN model .....	16
2.2.1 Regulacijske strategije.....	17
2.3 Izrada krivulja za EnergyPLAN model .....	19
3. SCENARIJSKI PRISTUP .....	20
3.1 EnergyPLAN krivulje.....	20
3.1.1 Krivulja potrošnje električne energije .....	20
3.1.2 Krivulja uvoza i izvoza električne energije.....	21
3.1.3 Krivulja satnog toplinskog opterećenja.....	21
3.1.4 Krivulje proizvodnje iz sunčanih elektrana i solarnih kolektora.....	22
3.1.5 Krivulje proizvodnje iz protočnih i akumulacijskih hidroelektrana.....	23
3.1.6 Krivulja kretanja cijene električne energije na tržištu.....	26
3.1.7 Krivulja proizvodnje energije iz vjetroelektrana.....	27
3.2 Bazna godina .....	28
3.2.1 Potrošnja električne energije (Input – Electricity Demand).....	28
3.2.2 Grijanje na daljinu (Input – District heating).....	29
3.2.3 Obnovljivi izvori energije (Input – Renewable energy).....	30
3.2.4 Pohrana električne energije (Input – Electricity storage).....	31

3.2.5	Hlađenje na daljinu (Input – Cooling).....	31
3.2.6	Individualni potrošači (Input – Individual) .....	31
3.2.7	Industrija (Input – Industry) .....	32
3.2.8	Prijevoz (Input – Transport).....	32
3.2.9	Troškovi (Cost) .....	32
3.2.10	Regulacijska strategija (Regulation) .....	33
3.3	Energetski scenariji.....	33
3.3.1	Plavi, Bijeli i Zeleni scenarij – scenariji Zelene knjige.....	36
3.3.2	VE, HE i RES scenarij – scenariji značajne izgradnje OIE .....	37
3.3.3	Scenarij zamjene TE.....	38
3.3.4	Scenarij usporene gradnje .....	38
3.4	Hidrološki podscenariji.....	39
3.5	Troškovi scenarija.....	39
3.6	Pojačana penetracija vjetra .....	39
4.	REZULTATI.....	43
4.1	Proračunata buduća energetska potrošnja.....	43
4.2	Podatci dobiveni EnergyPLAN modelom .....	44
4.3	Analiza proizvodnje električne energije .....	52
4.4	Ekonomska analiza scenarija.....	55
4.5	Utjecaj na okoliš .....	56
4.6	Utjecaj pojačane penetracije vjetra.....	59
4.6.1	Utjecaj pojačane penetracije vjetra na kritični višak proizvodnje električne energije .	59
4.6.2	Utjecaj pojačane penetracije vjetra na LDC krivulje konvencionalnih elektrana ...	72
4.6.3	Utjecaj pojačane penetracije vjetra na uvoz električne energije .....	76
4.6.4	Utjecaj pojačane penetracije vjetra na potrošnju goriva .....	82
5.	ZAKLJUČAK .....	88
	LITERATURA .....	89

## POPIS SLIKA

Slika 1.	Udio uvoza i proizvodnje iz HE u ukupnoj potrošnji RH u prošlom desetljeću [24].	13
Slika 2.	Odnos uvoza i proizvodnje električne energije iz HE za prošlo desetljeće [24] .....	14
Slika 3.	Grafički prikaz EnergyPLAN modela, verzija 9.0.....	17
Slika 4.	Potrošnja električne energije u prvih 24 sata 2009. godine .....	20
Slika 5.	Satno toplinsko opterećenje .....	22
Slika 6.	Dozračena količina sunčeve energije za fotonaponske ćelije .....	23
Slika 7.	Dozračena količina sunčeve energije za solarne kolektore.....	23
Slika 8.	Krivulje proizvodnje iz akumulacijskih i protočnih hidroelektrana .....	24
Slika 9.	Korigirana krivulja cijene električne energije na tržištu, u €/MWh .....	27
Slika 10.	Krivulja postotka nazivne satne proizvodnje energije iz vjetroelektrana .....	27
Slika 11.	Grafički prikaz instalirane snage po tehnologijama za scenarije, do 2020. godine ....	33
Slika 12.	Grafički prikaz instalirane snage po tehnologijama za scenarije, od 2020. do 2030. godine.....	34
Slika 13.	Krivulja trajanja opterećenja u RH za 2009. godinu.....	41
Slika 14.	Projekcija potražnje za energijom do 2030 godine., u PJ .....	43
Slika 15.	Potražnja za energijom po sektorima do 2030. godine, u PJ .....	44
Slika 16.	Proračunati uvoz električne energije u 2020. i 2030. za normalni hidrološki podscenarij.....	52
Slika 17.	Proračunati uvoz električne energije u 2020. i 2030. za ekstremno suhi hidrološki podscenarij.....	53
Slika 18.	Proračunati uvoz električne energije u 2020. i 2030. za ekstremno vlažni hidrološki podscenarij .....	53
Slika 19.	Investicijski troškovi po scenarijima .....	56
Slika 20.	Emisije CO <sub>2</sub> u Mt/g, normalni hidrološki podscenarij .....	57
Slika 21.	Emisije CO <sub>2</sub> u Mt/g, ekstremno suhi hidrološki podscenarij .....	57
Slika 22.	Emisije CO <sub>2</sub> u Mt/g, ekstremno vlažni hidrološki podscenarij .....	58
Slika 23.	Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalne hidrološke podscenarije i 2020. godinu, u TWh/g.....	59
Slika 24.	Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalne hidrološke podscenarije i 2030. godinu, u TWh/g.....	60
Slika 25.	Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za zatvoren sustav, normalne hidrološke podscenarije i 2020. godinu, u TWh/g .....	62

Slika 26. Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za zatvoren sustav, normalne hidrološke podscenarije i 2030. godinu, u TWh/g .....	63
Slika 27. Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušne hidrološke podscenarije i 2020. godinu, u TWh/g .....	64
Slika 28. Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušne hidrološke podscenarije i 2030. godinu, u TWh/g .....	64
Slika 29. Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za zatvoren sustav, sušne hidrološke podscenarije i 2020. godinu, u TWh/g .....	66
Slika 30. Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za zatvoren sustav, sušne hidrološke podscenarije i 2030. godinu, u TWh/g .....	66
Slika 31. Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za vlažne hidrološke podscenarije i 2020. godinu, u TWh/g .....	68
Slika 32. Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za vlažne hidrološke podscenarije i 2030. godinu, u TWh/g .....	68
Slika 33. Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za zatvoren sustav, vlažne hidrološke podscenarije i 2020. godinu, u TWh/g .....	70
Slika 34. Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za zatvoren sustav, vlažne hidrološke podscenarije i 2030. godinu, u TWh/g .....	70
Slika 35. Krivulja satne proizvodnje u MWh/h u ovisnosti o penetraciji vjetra za scenarije „Bijeli“ (a), „Zamjena“ (b), „Plavi“ (c) i „Zeleni“ (d) u odnosu na 2020. godinu .....	73
Slika 36. Krivulja satne proizvodnje u MWh/h u ovisnosti o penetraciji vjetra za scenarije „Bijeli“ (a), „Zamjena“ (b), „Plavi“ (c) i „Zeleni“ (d) u odnosu na 2030. godinu .....	75
Slika 37. Ovisnost uvoza električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalne hidrološke podscenarije i 2020. godinu, u TWh/g .....	76
Slika 38. Ovisnost uvoza električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalne hidrološke podscenarije i 2030. godinu, u TWh/g .....	77
Slika 39. Ovisnost uvoza električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušne hidrološke podscenarije i 2020. godinu, u TWh/g .....	78

Slika 40. Ovisnost uvoza električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušne hidrološke podscenarije i 2030. godinu, u TWh/g.....	79
Slika 41. Ovisnost uvoza električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za vlažne hidrološke podscenarije i 2020. godinu, u TWh/g .....	80
Slika 42. Ovisnost uvoza električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za vlažne hidrološke podscenarije i 2030. godinu, u TWh/g .....	81
Slika 43. Ovisnost potrošnje goriva o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalne hidrološke podscenarije i 2020. godinu, u TWh/g .....	83
Slika 44. Ovisnost potrošnje goriva o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalne hidrološke podscenarije i 2030. godinu, u TWh/g .....	84



## POPIS TABLICA

Tablica 1.	Potrošnje goriva za različite tipove elektrana, u TWh/y za 2009. godinu [39].....	30
Tablica 2.	Potrošnja energenata za grijanje kućanstava i uslužnog sektora u 2009. godini.....	31
Tablica 3.	Potrošnja energenata za grijanje u industriji, šumarstvu, poljoprivredi i ribarstvu za 2009. godinu .....	32
Tablica 4.	Godine izlaska iz pogona za trenutno aktivne elektrane u RH .....	35
Tablica 5.	Nazivne snage i godine ulaska elektrana u pogon za scenarije Zelene knjige [21].....	36
Tablica 6.	Izgradnja hidroelektrana u RH (korišten „Scenarij 2“), [42] .....	37
Tablica 7.	Nazivne snage vjetroelektrana potrebne za namirivanje definiranih postotaka potražnje .....	41
Tablica 8.	Rezultati Plavog scenarija .....	44
Tablica 9.	Rezultati Zelenog scenarija .....	45
Tablica 10.	Rezultati Bijelog scenarija .....	46
Tablica 11.	Rezultati VE scenarija.....	47
Tablica 12.	Rezultati RES scenarija.....	48
Tablica 13.	Rezultati HE scenarija.....	49
Tablica 14.	Rezultati Scenarija zamjene .....	50
Tablica 15.	Rezultati Scenarija usporene gradnje .....	51
Tablica 16.	Proračunati iznosi uvoza električne energije.....	54
Tablica 17.	Emisije CO <sub>2</sub> po scenarijima za različite hidrološke podscenarije.....	58
Tablica 18.	Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalni hidro. podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g.....	60
Tablica 19.	Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalni hidro. podscenarij i 2030. godinu, u TWh/g.....	61
Tablica 20.	Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za zatvoren sustav, normalni hidro. podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g .....	62
Tablica 21.	Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za zatvoren sustav, normalni hidro. podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g .....	63
Tablica 22.	Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušni hidrološki podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g.....	65
Tablica 23.	Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušni hidrološki podscenarij i 2030. godinu, u TWh/g.....	65

Tablica 24.	Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušni hidrološki podscenarij, zatvoren sustav i 2020. godinu, u TWh/g .....	67
Tablica 25.	Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušni hidrološki podscenarij, zatvoren sustav i 2030. godinu, u TWh/g .....	67
Tablica 26.	Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za vlažni hidrološki podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g ....	69
Tablica 27.	Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za vlažni hidrološki podscenarij i 2030. godinu, u TWh/g ....	69
Tablica 28.	Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za zatvoreni sustav, vlažni hidrološki podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g .....	71
Tablica 29.	Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za zatvoreni sustav, vlažni hidrološki podscenarij i 2030. godinu, u TWh/g .....	71
Tablica 30.	Proračunati uvoz električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalni hidro. podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g .....	77
Tablica 31.	Proračunati uvoz električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalni hidro. podscenarij i 2030. godinu, u TWh/g .....	77
Tablica 32.	Proračunati uvoz električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušni hidrološki podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g .....	79
Tablica 33.	Proračunati uvoz električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušni hidrološki podscenarij i 2030. godinu, u TWh/g .....	80
Tablica 34.	Proračunati uvoz električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za vlažni hidrološki podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g .....	81
Tablica 35.	Proračunati uvoz električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za vlažni hidrološki podscenarij i 2030. godinu, u TWh/g .....	82
Tablica 36.	Proračunata potrošnja goriva za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalni hidro. podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g .....	85
Tablica 37.	Proračunata potrošnja goriva za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalni hidro. podscenarij i 2030. godinu, u TWh/g .....	85
Tablica 38.	Proračunata potrošnja goriva za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušni hidrološki podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g .....	86

---

Tablica 39. Proračunata potrošnja goriva za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušni hidrološki podscenarij i 2030. godinu, u TWh/g.....	86
Tablica 40. Proračunata potrošnja goriva za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za vlažni hidrološki podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g .....	87
Tablica 41. Proračunata potrošnja goriva za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za vlažni hidrološki podscenarij i 2030. godinu, u TWh/g .....	87

## POPIS OZNAKA

Oznaka	Jedinica	Opis
$DH$	-	Stupanj-sat
$\vartheta_i$	°C	Unutarnja postavna temperatura
$\vartheta_e$	°C	Vanjska temperatura
$HHL$	J	Satno toplinsko opterećenje
$THP$	J	Godišnja proizvodnja toplinske energije
$E_{HE}$	TWh/g	Maksimalno moguća godišnja proizvodnja iz HE
$W_H$	TWh/g	Godišnja količina padalina
$S_H$	TWh/g	Skladišni kapacitet hidroenergije
$C_{HE}$	MW	Nazivni kapacitet generatora hidroelektrana
$\mu_{HE}$	-	Efikasnost generatora hidroelektrana
$e_{HE-a}$	TWh/h	Prosječna satna proizvodnja iz hidroelektrana
$e_{HE}$	TWh/h	Proračunata satna proizvodnja iz hidroelektrana
$w_h$	TWh/h	Satna količina padalina
$h_{HE-MIN}$	h/g	Minimalni godišnji broj radnih sati hidroelektrana
$p_{HE-MIN}$	€MWh	Minimalna cijena proizvodnje iz hidroelektrana
$p_x$	€MWh	Satna tržišna cijena električne energije

## SAŽETAK

Iako je od donošenja nacionalne energetske strategije prošlo nekoliko godina, smjer razvoja hrvatskog energetskeg sustava ostaje aktualna tema. Hrvatski energetskegi sustav je trenutno visoko ovisan o uvozu, a valja imati na umu i obveze prema implementaciji obnovljivih izvora energije, kao i ograničenu dostupnost energenata. Ovaj rad proučava osam scenarija – tri scenarija predložena energetskegi strategijom, jedan predložen indikativnim srednjoročnim razvojnim planom HEP ODS-a, kao i četiri alternativna razvojna scenarija koja predlažu intenzivnu izgradnju hidro, vjetro i solarnih elektrana u Hrvatskoj. Proračuni su provedeni u EnergyPLAN modelu, temeljeni na dugoročnim predviđanjima potrošnje energije, sa 2009. kao baznom godinom i pogledom koji seže do 2030. godine. Svaki od osam predloženih scenarija promatran je kroz tri podscenarija, koji opisuju različite hidrološke uvjete, uz analizu proizvodnje, troškova, emisija CO<sub>2</sub> i drugih relevantnih parametara, a nakon proračuna scenarija, postavljena je analiza utjecaja pojačane penetracije vjetroelektrana, kao jednog od vodećih OIE, na pojedine scenarije. Rezultati ovog rada mogu se upotrebljavati kao orijentir prilikom planiranja budućeg razvoja hrvatskog energetskeg sustava.

Ključne riječi: EnergyPLAN, energetskegi planiranje, više-scenarijski pristup, hidrološki podscenariji, penetracija vjetroelektrana

## SUMMARY

Even a few years after the national Energy Strategy has been passed, direction for development of the Croatian energy system remains a booming topic. Croatian energy system is currently highly import-dependent and obligations toward renewable energy sources implementation, as well as limited potential of available energy sources, need to be considered. This paper studies eight scenarios - three proposed by the Strategy, one proposed by the Indicative medium-term development plan of Croatia's TSO, and four alternative scenarios that propose extensive construction of hydro, wind and solar power plants in Croatia. Calculations have been conducted in the EnergyPLAN model based on modelled long term energy demand predictions, with 2009 as the base year and a scope ranging until the year 2030. Each of the eight proposed scenarios is observed through three sub-scenarios, describing various hydrological conditions while analyzing production, costs, CO<sub>2</sub> emissions and other relevant parameters. After the initial calculations, additional analysis of intensive wind power penetration, as one of the leading RES technologies has been conducted. The results of this study can be used as a reference for further development of the Croatian energy system.

Key words: EnergyPLAN, energy planning, multiple-scenario approach, hydrological sub-scenarios, penetration of wind power

## 1. UVOD

Rastuća ovisnost o uvozu energije, obveze prema smanjenju emisija stakleničkih plinova, visoke i nestabilne cijene energije i energenata, kao i sve starije elektrane, neki su od problema s kojima se moraju suočiti europski energetske sustavi. Ovisnost o uvozu primarne energije zemalja članica EU-27 skupine u 2010. iznosila je 52,7%. U odnosu na 1995. to znači povećanje od 22%, a predviđa se da će ovisnost doseći 70% u slijedećih dvadeset do trideset godina [1]. Kako bi smanjili ovisnost o uvozu, kao i pridonijeli smanjenju emisije stakleničkih plinova, Europska Unija planira povećati udio obnovljivih izvora energije u ukupnoj potrošnji energije. Kako bi se to postiglo, postavljeni su ciljevi proizvodnje 20% ukupne energetske potrošnje iz obnovljivih izvora energije do 2020. godine [2] te smanjenje količine emisije CO<sub>2</sub> u energetske sektoru za 95% do 2050. godine [3].

Problematika povećanja udjela obnovljivih izvora energije i redukcije emisija CO<sub>2</sub> proučavana je u različitim znanstvenim radovima, uz korištenje više različitih pristupa. U članku [4], autori razmatraju više scenarija kako bi postigli smanjenje emisija CO<sub>2</sub> u Ujedinjenom Kraljevstvu za 60% do 2050. godine. Dok neki radovi koriste ovakav pristup, razmatrajući slučaj cijele države [5], određeni broj fokusira se na pojedine sektore unutar ukupne potrošnje, kao što su elektroenergetski sustav [6], promet [7], građevinski sektor [8], itd. Nadalje, neki od radova ulaze u problematiku još dublje i istražuju scenarije koji bi mogli dovesti do potpune uporabe obnovljivih izvora energije. Objavljeni su radovi koji se bave tom tematikom na slučajevima Danske [9], Hrvatske [10], Portugala [11], Irske [12] i Makedonije [13]. Iz svega ranije spomenutog, možemo zaključiti kako je scenarijski pristup esencijalan za uspješno planiranje energetske sustava, kao i energetske planiranje dugoročnih potreba za energijom koju sustav mora namiriti, kao što je to objašnjeno u [14] i [15]. Istovremeno, implementacija obnovljivih izvora energije u sustav postala je imperativ nakon objavljivanja *RE-thinking 2050* [3].

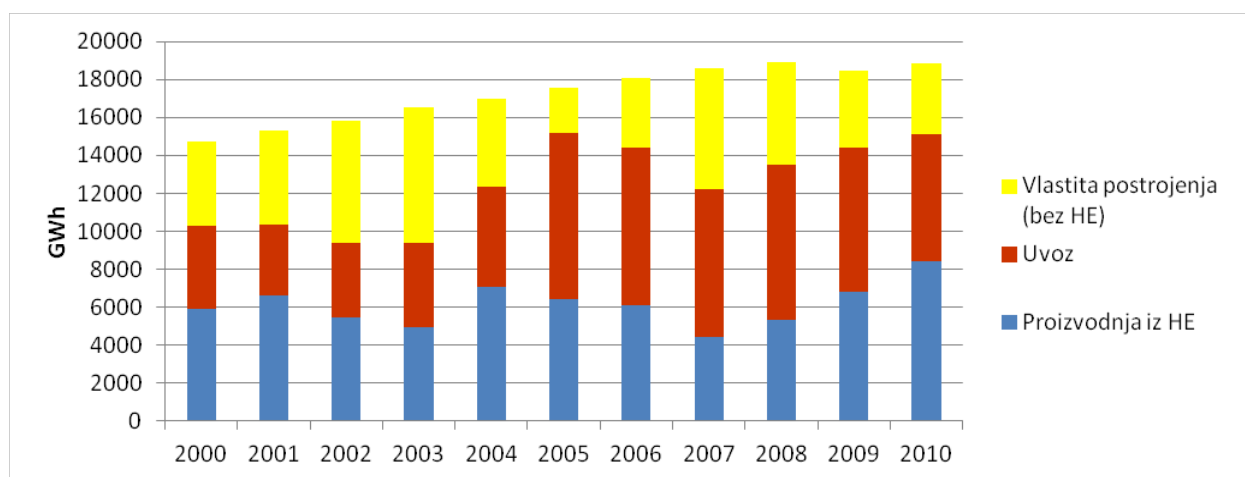
*RE-thinking 2050* također poziva i na postupno ukidanje korištenja (eng. phase-out) fosilnih goriva [3]. Neke zemlje članice EU, kao što je Danska, su već implementirale ovaj cilj u svoje energetske strategije i teže ka potpuno obnovljivim energetske sustavima [16], dok neke zemlje članice još uvijek nisu adaptirale svoje energetske strategije ili ne daju pogled sve do 2050. godine. Unatoč tome, i te strategije daju velik naglasak na implementaciju obnovljivih izvora energije [17].

Značajna implementacija obnovljivih izvora energije je već započela, pa je tako 2008. godine u Europi po nazivnim kapacitetima instalirano više obnovljivih nego konvencionalnih energetske

postrojenja. Čak 57% od ukupno 23,8 GW novoinstaliranih postrojenja činili su obnovljivi izvori energije. Od tehnologija obnovljivih izvora energije (OIE) uvjerljivo su vodeće vjetroelektrane. One su činile ukupno 39% ukupno instaliranih kapaciteta u 2009. godini, a slijedi prirodni plin sa 25% te zatim ponovno OIE u vidu solarnih elektrana sa ukupno 17% nazivnih kapaciteta. [3]

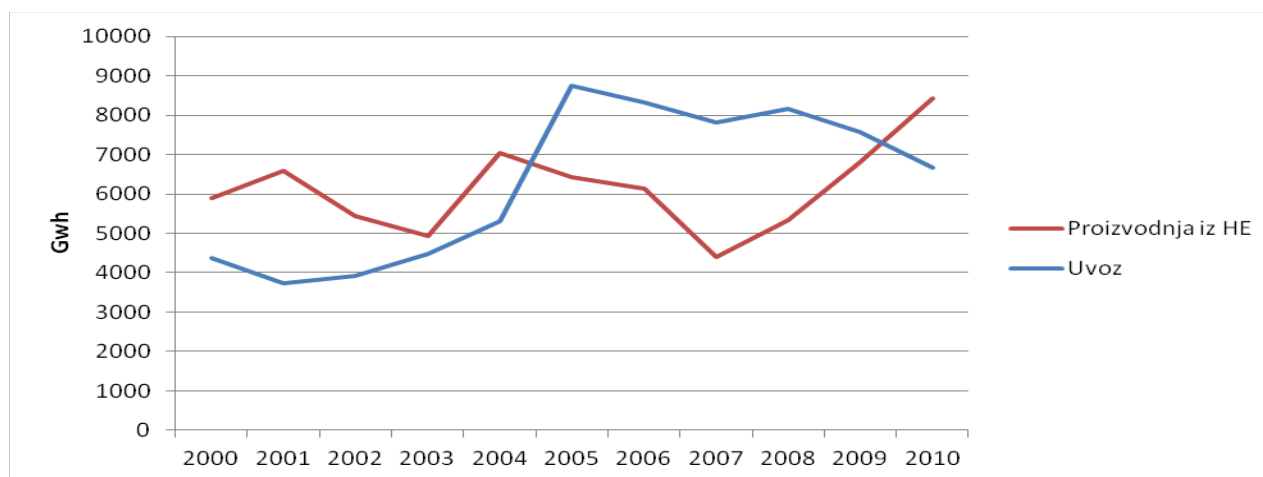
U slučaju Hrvatske, energetska strategija objavljena u *Zelenoj Knjizi* [21] također uviđa potrebu implementacije obnovljivih izvora energije. Kao što je to vidljivo iz *Registra OIEKPP* [22], određeni projekti na tom području su već realizirani, ali još uvijek ostaje puno toga za odraditi kako bi se postigli ciljevi postavljeni strategijom. Nadalje, strategija predviđa izlazak iz pogona svih postojećih elektrana na ugljen, mazut i prirodni plin do 2030. godine zbog isteka radnog vijeka istih [21]. To znači da Hrvatska odabirom tehnologija koje će zamijeniti ova postrojenja, a koja se moraju zamijeniti u svakom slučaju, može ostvariti potpuno ukidanje korištenja pojedinih ili svih navedenih goriva u energetsom sektoru do 2030.

Velika ovisnost energetskog sustava Republike Hrvatske o uvozu i proizvodnji električne energije iz hidroelektrana vidljiva je na [Slika 1] i [Slika 2]. Od ukupno 18,459 TWh potražnje za električnom energijom u 2009., čak 7,581 TWh ili 41% došlo je iz uvoza, dok je 6,815 TWh ili 36,91% došlo iz hidroelektrana [23]. Godišnja proizvodnja iz hidroelektrana u proteklom desetljeću činila je od 23,1% do 44% ukupne potrošnje energije u Hrvatskoj [24]. Pošto elektroenergetski sustav uvelike ovisi o proizvodnji iz hidroelektrana, posebnu pozornost valja obratiti na hidrološke uvjete.



**Slika 1.** Udio uvoza i proizvodnje iz HE u ukupnoj potrošnji RH u prošlom desetljeću [24]





**Slika 2. Odnos uvoza i proizvodnje električne energije iz HE za prošlo desetljeće [24]**

Imajući na umu sve ranije navedeno, ovaj rad će proučavati ukupno osam scenarija. Tri scenarija će biti modelirana po uzoru na Zelenu Knjigu [21], jedan od njih će biti modeliran prema uzoru na Indikativni srednjoročni razvojni plan HEP ODS-a [25], a četiri dodatna scenarija će proučavati intenzivnu izgradnju hidro, vjetro i solarnih elektrana u Hrvatskoj. Svaki od njih će biti promatran kroz tri podscenarija, koji će opisivati različite hidrologije, uz analizu proizvodnje, troškova, emisija CO<sub>2</sub> i druge relevantne parametra, čime će se stvoriti model koji se može primijeniti na hrvatski energetske sustav, ali i na druge energetske sustave sličnog ustroja. Također, kako je energija vjetra postala vodeći izvor energije u novoinstaliranim kapacitetima u Europi, ali pošto postoji i značajan broj prijavljenih projekata za vjetroelektrane u Hrvatskoj [22], nakon izrade svih scenarija, izraditi će se zasebna analiza pojačane penetracije vjetra. Glavni cilj te analize biti će utvrditi da li će sustav, i u kojoj mjeri, proizvoditi kritičan višak električne energije, tj. električnu energiju koju neće biti moguće upotrijebiti ili izvesti iz sustava u slučaju povećane penetracije vjetroelektrana kao intermitentnog izvora električne energije u sustavu. Također će biti provedena analiza utjecaja pojačane penetracije vjetra na uvoz električne energije i potrošnju goriva, kao i na krivulje opterećenja u scenarijima koji predviđaju izgradnju konvencionalnih elektrana. Za baznu godinu sustava je usvojena 2009. godina, a pogled će biti dan za 2020. i 2030. godinu.

## 2. METODOLOGIJA

### 2.1 Buduća kretanja energetske potrošnje

Kako je glavni cilj energetskeg sustava zadovoljavanje potražnje za energijom (eng. energy demand), prije nego se pristupi modeliranju energetskeg sustava, potrebno je odrediti dugoročne projekcije kretanja energetske potrošnje, kako bi sustav mogao zadovoljavati istu.

Dugoročne projekcije energetske potrošnje korištene u ovom radu modelirane su tzv. *bottom up* metodologijom koja polazi od krajnjeg potrošača energije. Također, analize i projekcije temeljene su na sektorskom pristupu sustavu, kako bi se dobilo što detaljnije predviđanje buduće potrošnje. Ovakav pristup iziskuje veliku količinu informacija, ali i specifičan pristup svakom od sektora kako bi se što kvalitetnije opisalo mehanizme i parametre koji utječu na potrošnju u istom, a time u konačnici dobilo i kvalitetnije rezultate. Neke od pojedinosti promatranih sektora biti će opisane malo kasnije na primjeru Hrvatske, ali svim sektorskim modelima je zajedničko testiranje modela pomoću odabrane bazne godine. Provjeravaju se svi ulazni parametri, a također se i utvrđuju komponente koje nisu bile poznate na početku postavljanja modela, kao što su specifične potrošnje, razni koeficijenti i sl. Kako bi se dobiveni podatci mogli koristiti za planiranje sustava, potrebno je sve dobivene rezultate svesti na potrošnju finalne energije. To se postiže kombiniranjem podataka o različitim tipovima tehnologija u upotrebi. Na kraju se svi podatci o finalnoj potrošnji spajaju u nacionalnu energetske bilancu na koju se zatim mogu primjenjivati različiti scenariji kretanja potrošnje kako bi se odredilo buduće kretanje potražnje za električnom energijom.

Za slučaj Hrvatske objavljeno je nekoliko radova koji proučavaju dugoročne projekcije potražnje za energijom u pojedinim sektorima koristeći se pritom ulaznim podacima specifičnim za svaki sektor. Tako se npr. u slučaju sektoru zgradarstva, opisanom u [15], podne površine kombiniraju sa klimatskim podacima i svojstvima zgrade te na taj način računaju potrebe za grijanjem i hlađenjem. Na tako proračunate potrebe za grijanjem i hlađenjem se zatim primjenjuju svojstva pojedinih korištenih tehnologija i učinkovitosti istih kako bi se u konačnici dobila potreba za primarnom energijom za taj sektor. Sličan pristup se može primijeniti i u obrazovnom sektoru, uz dodatak parametara kao što su broj učenika, tj. studenata, trajanja predavanja i školske godine, itd., kao što je opisano u [26]. Turističko-ugostiteljski sektor opisan je pobliže u radu [14]. Unutar ovog sektora promatra se i utjecaj ukupnih smještajnih kapaciteta, trajanje turističke sezone, broj turista, noćenja prije nego se pomoću ranije spomenutih tehnika pristupa proračunu ukupne potražnje energije. Neke od specifičnosti koje autori koriste za proračun sektora prometa

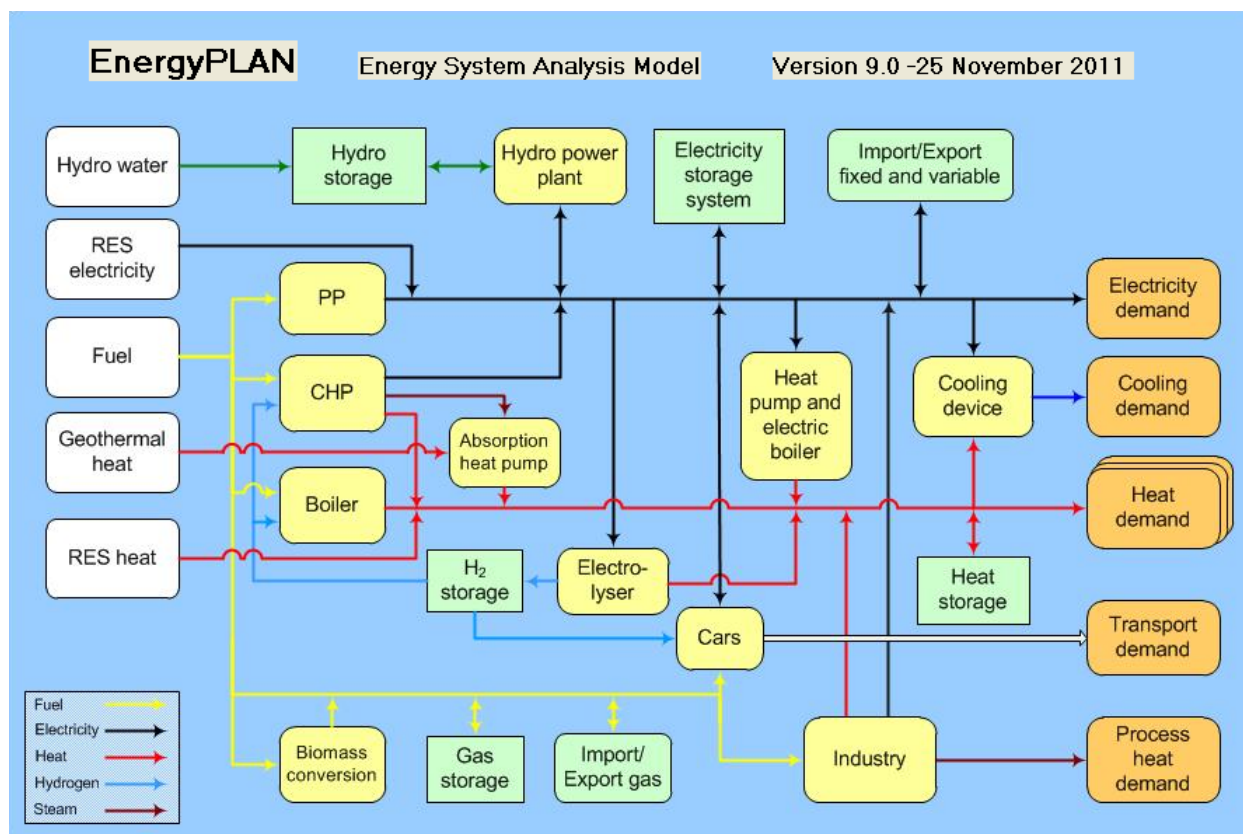
u [27] su broj vozila, udjeli različitih vrsta goriva (eng. fuel mix), vijek trajanja vozila. Najsloženiji pristup je korišten u proučavanju sektora industrije kroz podsektorsku analizu temeljenu na specifičnoj energetske vrijednosti proizvoda i njihovih varijacija, kao što je opisano u [28]. Autori u [29] predlažu nekoliko scenarija koji mogu dovesti do smanjenja potražnje za energijom, kao što su primjena direktive EU o energetske učinkovitosti u prometu, elektrifikacija osobnog prijevoza, promjene u industrijskom sektoru, obnavljanje fonda zgrada i primjena naprednih sustava grijanja i hlađenja u sektoru kućanstva. Ovi scenariji su primijenjeni na konačnu bilancu nakon spajanja pojedinih sektorskih rezultata, kao što je to opisano u [29], kako bi se dobila konačna projekcija budućeg kretanja potražnje.

Pristup modeliranju buduće potrebe za energijom putem analize pojedinih sektora daje preciznije rezultate za svaki sektor upravo zahvaljujući ranije spomenutim specifičnostima korištenim za svaki sektor, a zbog toga su i rezultati koji se dobivaju kombinacijom pojedinih sektora precizniji nego kada bi projekcija bila izrađena samo na razini cijele zemlje. Rezultati ovog modela koristit će se kao ulazni podatci za planiranje u EnergyPLAN modelu.

## 2.2 EnergyPLAN model

Za analizu i usporedbu scenarija ovog rada korišten je besplatni računalni model EnergyPLAN [29]. Model je grafički prikazan na [Slika 3]. Jedna od glavnih prednosti ovog računalnog modela je naglasak koji daje na obnovljive izvore energije i njihovu integraciju u postojeće energetske sustave. Tako su u radu [31] autori koristili upravo EnergyPLAN model za scenarijski pristup intenzivnoj izgradnji i integraciji vjetroelektrana u kineski energetski sustav, u slučaju Rumunjske [32] koristi se za postupno ukidanje korištenja nuklearne energije uz istovremeno povećanje udjela obnovljivih izvora energije, za određivanje potencijala smanjenja emisija stakleničkih plinova penetracijom fotonaponskih članaka koristi se u radu [33], dok se u radu [34] koristi za uvođenje kogeneracijskih postrojenja u sustav s visokim udjelom intermitentnih OIE, itd.

Iz navedenih izvora se može definirati osnovni princip rada EnergyPLAN modela, a to je analiza energetske sustava na godišnjoj razini pomoću relevantnih ulaznih podataka sa satnim vremenskim koracima. Neki od spomenutih ulaznih podataka su: potražnja za toplinskom i električnom energijom, instalirani proizvodni kapaciteti i tehnologije, potrošnja goriva po sektorima, troškovi goriva, investicijski troškovi, cijene CO<sub>2</sub> emisija, troškovi pogona i održavanja, itd.



Slika 3. Grafički prikaz EnergyPLAN modela, verzija 9.0

Model koristi nekoliko regulacijskih i optimizacijskih strategija, kao i satne krivulje koje opisuju različite proizvodnje, uvoz, izvoz, promjene tržišnih cijena, itd., a korisnik može regulirati i prijenosne kapacitete sustava prema okolini, tj. kapacitete za uvoz i izvoz električne energije. Rezultati modela su proizvodnja električne energije, uvoz i izvoz, kao i njihovi troškovi i dobiti, emisije CO<sub>2</sub>. Iako model omogućava praćenje više parametara, unutar ovog rada, fokusirati će se samo na nabrojane. Navedeni rezultati dijele se prema tehnologijama, a može ih se iskazivati kao satne, mjesečne ili godišnje vrijednosti.

### 2.2.1 Regulacijske strategije

Regulacijska, tj. optimizacijska strategija određuje cjelokupno ponašanje EnergyPLAN modela te tako značajno utječe na rezultate koje model daje pa će se zbog toga, prije opisa potrebnih ulaznih podataka, ukratko opisati glavne regulacijske strategije modela. EnergyPLAN model nudi dvije glavne regulacijske strategije – tehničku i tržišnu optimizaciju.

Tehnička regulacija pokušava smanjiti uvoz i izvoz električne energije te potrošnju goriva. Tržišna regulacija optimizira rad svakog postrojenja s obzirom na ekonomske faktore kao što su cijena električne energije na tržištu, troškovi goriva, porezi, cijene emisija CO<sub>2</sub>, troškovi rada i

održavanja i slično. Model ima ukupno četiri tehničke regulacijske podstrategije i jednu tržišnu podstrategiju. Najčešće upotrebljavanje strategije prilikom analiza su:

- Tehnička regulacija uz balansiranje zahtjeva za toplinskom energijom - kogeneracijska postrojenja rade isključivo u skladu s potrebom za toplinskom energijom.
- Tehnička regulacija uz balansiranje zahtjeva za električnom i toplinskom energijom – kogeneracijska postrojenja rade u skladu s potrebama za oba navedena oblika energije.
- Tržišna regulacijska strategija – optimizacija postrojenja temelji se na ekonomskom marginalnom trošku proizvodnje.

Tržišna regulacijska strategija pokušava pronaći financijski najpovoljnije rješenje za zadovoljavanje potreba sustava uz pretpostavku tržišta električnom energijom na kojem sva postrojenja teže povećanju profita. Različite skupine postrojenja (nuklearna, geotermalna, kondenzacijska i različite vrste kogeneracijskih postrojenja) se razvrstavaju s obzirom na marginalne troškove proizvodnje. Svaka od skupina se zatim optimizira s obzirom na cijenu električne energije na tržištu, uzimajući i kretanja cijene u ovisnosti o trenutnoj potražnji.

Prilikom optimiziranja u tržišnoj regulaciji, model postavlja i gornje granice proizvodnje pokušavajući ne prijeći definirane izvozne kapacitete sustava. Ukoliko ne uspije u tome, tj. višak proizvedene električne energije postane veći od količine koja se može izvesti, stvara se usko grlo (eng. bottleneck) koje model pokušava riješiti tako da razdvoji cijenu na vanjskom i unutarnjem tržištu te za unutarnje tržište definira cijenu kao marginalni proizvodni trošak postrojenja koje je dovelo do nastanka grla. Ako to ne riješi problem, dolazi do tzv. kritičnog viška proizvedene električne energije. Često se za ovu energiju koristi i akronim CEEP, od engleskog naziva „critical excess electricity production“. Model ovu energiju opisuje kao razliku između ukupnog proračunatog izvoza i definiranog kapaciteta izvoza, tj. svojevrsni višak izvezeno električne energije. U stvarnosti se naravno može izvesti samo onoliko energije koliko to mreža dopušta pa je pojava kritičnog viška proizvedene električne energije izuzetno opasna i može dovesti do promjene frekvencije mreže i pada sustava. Ukoliko model uspije riješiti usko grlo ranije spomenutom promjenom cijene, sustav se vraća u normalan rad u kojem su cijena na vanjskom i unutarnjem tržištu jednaka. U slučaju suprotnom ranije opisanom - kada uvoz električne energije premaši definirane kapacitete, model kompenzira povećanjem proizvodnje iz kondenzacijskih elektrana.

Razlika između dvije opisane strategije dolazi do izražaja ako sustav sadrži elektrane sa visokim pogonskim troškovima, kao što su u slučaju Hrvatske termoelektrane na mazut. Dok tehnička optimizacija upotrebljava te elektrane bez obzira na visoku cijenu, tržišna optimizacija ih koristi samo u ekstremnim slučajevima, što više odgovara stvarnom radu tih elektrana [35]. Detaljnije informacije o ponašanju i preferiranim tehnologijama za obje regulacijske opcije, kao i različitim postavkama svake od regulacijskih strategija pobliže su objašnjene u korisničkom priručniku modela [36].

### **2.3 Izrada krivulja za EnergyPLAN model**

Kao što je ranije spomenuto, EnergyPLAN koristi krivulje kako bi simulirao kretanje tržišnih cijena, opterećenja, proizvodnje iz vjetroelektrana, hidroelektrana, solarnih kolektora i fotonaponskih članaka. Stoga je u sklopu ovog rada bilo potrebno modelirati odgovarajuće krivulje koje će u kombinaciji sa podacima o sadašnjem stanju sustava dati model koji nakon usporedbe s poznatim podacima za baznu godinu možemo proglasiti valjanom osnovom za daljnje proračune. Također, valja napomenuti da je EnergyPLAN dizajniran sa trajanjem godine od 366 dana, što znači da svaka krivulja mora imati 8784 satne vrijednosti, umjesto standardnih 8760 sati. Kako bi se doskočilo ovom problemu, u svim krivuljama je 366. dan modeliran pomoću vrijednosti zadnjeg dana standardne godine. Sve krivulje rađene su sa podacima za 2009. godinu pošto je ona odabrana kao bazna godina, no EnergyPLAN krivulje promatra kao skup relativnih, a ne apsolutnih vrijednosti, što istu krivulju čini pogodnom za različite konfiguracije sustava, pošto će govoriti o klimatskim uvjetima ili ponašanju potrošača, a ne samog sustava. Također, format ulaznih podataka i njihovo korištenje varira sa svakom krivuljom. Neke krivulje tako traže satne vrijednosti koje se koriste nepromijenjene, neke satne vrijednosti pretvaraju u neku drugu jedinicu, npr. ulazne vrijednosti su u TJ, a program ih zatim prebacuje i koristi u TWh, neke krivulje traže postotne vrijednosti, itd. Model također nudi i korekcijske faktore koji pomažu približiti rezultate proračuna stvarnim vrijednostima. Detalji i postupci izrade potrebnih krivulja biti će pobliže opisani na primjeru Hrvatske u slijedećem poglavlju.

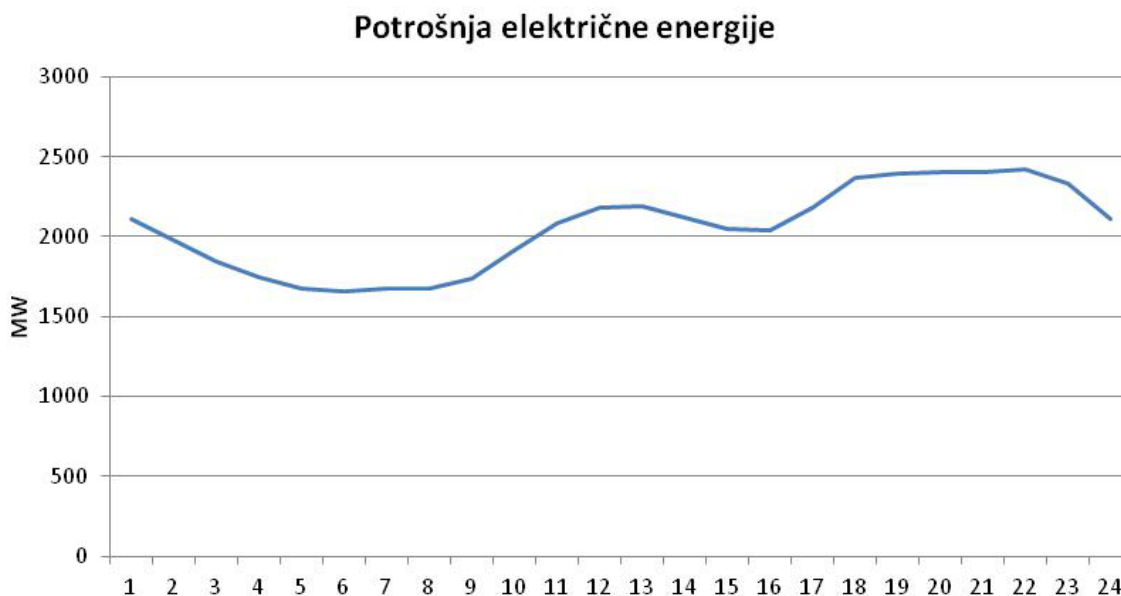
### 3. SCENARIJSKI PRISTUP

#### 3.1 EnergyPLAN krivulje

U poglavljima koja slijede biti će opisan postupak izrade krivulja potrebnih za funkcioniranje EnergyPLAN modela za slučaj energetskog sustava Republike Hrvatske. Opisani će biti i korišteni ulazni podatci te prikazane same krivulje. Kao što je već naglašeno, satne krivulje za ovaj model izrađuju se za trajanje godine od 366 dana te imaju velik utjecaj na završne rezultate te je stoga potrebno posvetiti posebnu pažnju njihovoj izradi.

##### 3.1.1 Krivulja potrošnje električne energije

Krivulja potrošnje električne energije dobivena je pomoću podataka o hrvatskom elektroenergetskom sustavu dobivenih iz Europske mreže operatora prijenosnih sustava električne energije (European network of transmission system operators for electricity ili ENTSO-E) [24]. Kao primjer krivulje električnog opterećenja, izdvojena su prva 24 sata prvog dana u 2009. i prikazana na [Slika 4].



*Slika 4. Potrošnja električne energije u prvih 24 sata 2009. godine*

Na slici su vidljive karakteristične pojave unutar elektroenergetskog sustava, kao što su povećana potrošnja u jutarnjim satima prije i neposredno nakon dolaska na posao, zatim blaga stagnacija i pad u poslijepodnevnim satima, a zatim ponovni rast nakon povratka stanovništva s posla i u večernjim satima, a zatim ponovno pad potrošnje preko noći. Ovakav uzorak se ponavlja svakog

dana, s promjenama u apsolutnim iznosima potrošnje u skladu s godišnjim dobima kao posljedica povećane uporabe električne energije za grijanje, hlađenje ili druge potrebe.

### 3.1.2 Krivulja uvoza i izvoza električne energije

EnergyPLAN nudi opciju definiranja fiksne količine električne energije koja će se tokom godine uvesti ili izvesti iz sustava, te traži krivulju koja će opisivati opterećenje prijenosnih kapaciteta za tu količinu energije. Ova opcija je posebno korisna u slučaju kada država izvozi ili uvozi velike količine električne energije prema unaprijed definiranim uvjetima, ili kada, kao u slučaju Hrvatske, ima proizvodne kapacitete van zemlje. Tu se naravno radi o nuklearnoj elektrani Krško koja je u 50% vlasništvu RH. Zbog samog principa rada nuklearne elektrane, kojoj pogoduje bazni način rada, male promjene u opterećenju i sl., za krivulju je odabrana pretpostavljena konstantna krivulja koja dolazi s modelom, a predviđa da će se zadana količina energije ravnomjerno raspodijeliti kroz cijelu godinu, tj. da će elektrana cijelu godinu raditi pod jednakim opterećenjem.

### 3.1.3 Krivulja satnog toplinskog opterećenja

Prilikom izrade krivulje satnog toplinskog opterećenja, najvažniji podatak je temperatura vanjskog zraka. U svrhu dobivanja tih podataka korišten je računalni program METEONORM [37]. U proračunu su korištene osrednjene satne vrijednosti temperature vanjskog zraka za Zagreb, Split i Osijek. Nakon što su ustvrđene satne vrijednosti temperature vanjskog zraka, uz pretpostavljenu temperaturu prostorije od 21°C, računa se razlika unutarnje i vanjske temperature u svakom satu – stupanj-sati. Sa stranice Međunarodne energetske agencije (IEA) dobivena je ukupna potrošnja toplinske energije u Hrvatskoj za 2009. godinu u iznosu od 11598 TJ. Toplinsko opterećenje u svakom satu se računa kao umnožak pripadajućeg stupanj-sata sa ukupnom potrošnjom toplinske energije, podijeljenom sa sumom svih stupanj sata u godini. Postupak je prikazan u jednadžbama 1 i 2 :

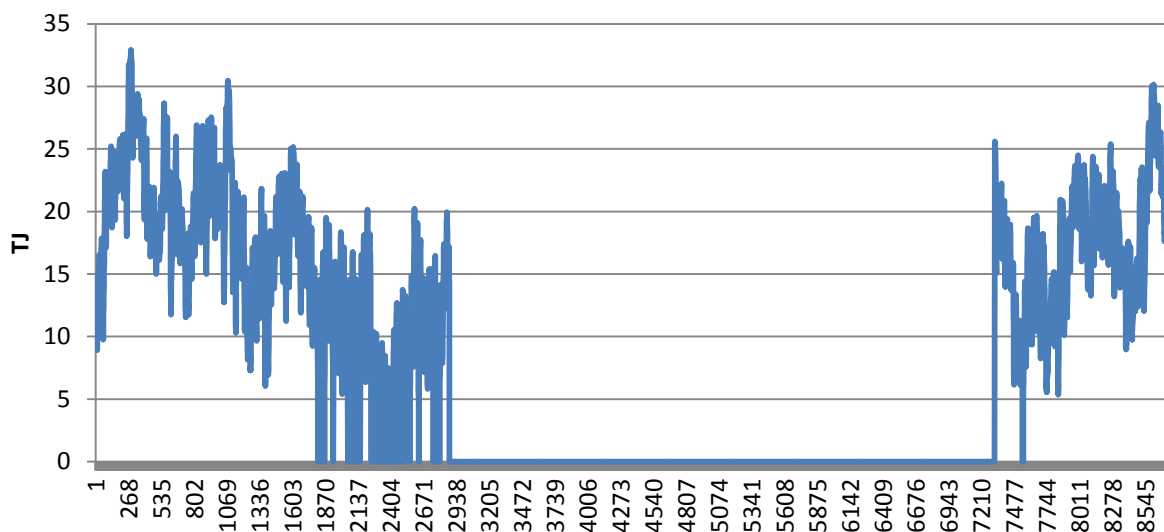
$$DH = \vartheta_i - \vartheta_e \quad (1)$$

$$HHL = \frac{THP}{\sum_1^{8784} DH} \cdot DH \quad (2)$$

pri čemu je  $DH$  stupanj-sat,  $\vartheta_i$  i  $\vartheta_e$  vanjska temperatura za zadani sat te unutarnja postavna temperatura,  $HHL$  satno toplinsko opterećenje u TJ, a  $THP$  godišnja proizvodnja toplinske energije u TJ. Valja naglasiti da se stupanj-sat računa samo ako je vanjska temperatura ispod 16°C, inače iznosi 0, kao i u razdoblju između 1. svibnja i 1. listopada. Dobivenu krivulju



EnergyPLAN tumači kao relativan, a ne apsolutan skup vrijednosti i primjenjiva je na druge slučajeve. Grafički prikaz krivulje toplinskog opterećenja prikazan je na [Slika 5].



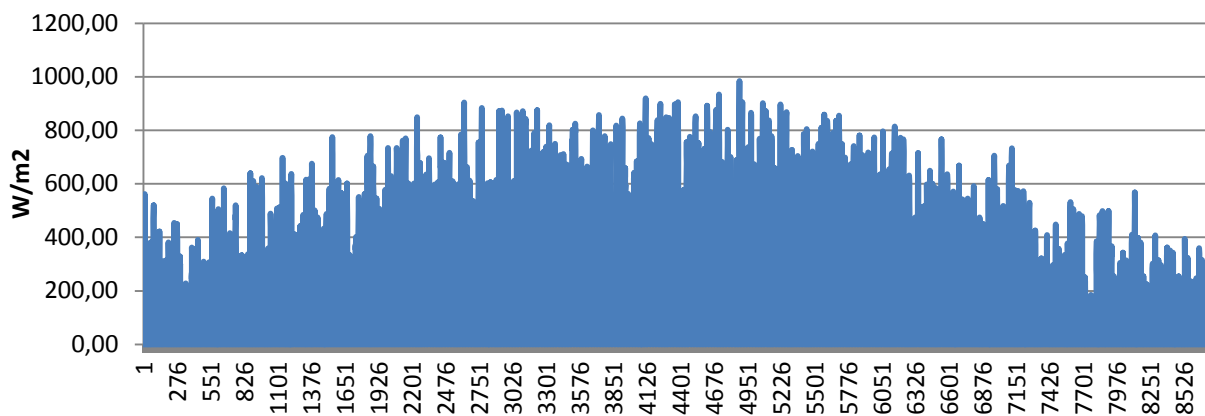
**Slika 5. Satno toplinsko opterećenje**

### 3.1.4 Krivulje proizvodnje iz sunčanih elektrana i solarnih kolektora

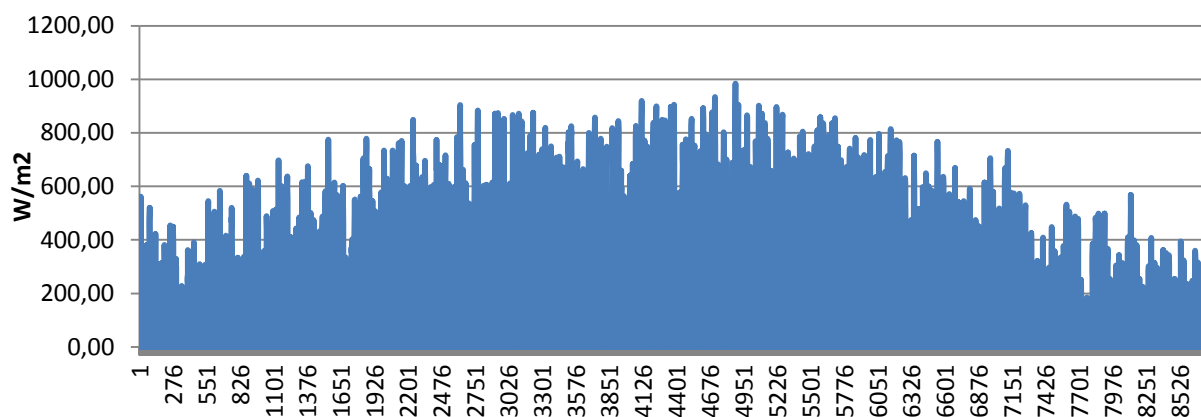
Kada se govori o proizvodnji električne energije iz sunčanih elektrana ili proizvodnji toplinske energije iz sunčanih kolektora, glavni faktor je naravno količina sunčevog zračenja. Računalni program METEONORM ponovno daje podatke za tri najveća grada u Hrvatskoj – Zagreb, Split i Osijek, a po pitanju zračenja dostupne su satne vrijednosti solarnog zračenja na horizontalnu plohu i plohu pod optimalnim kutom u  $W/m^2$ . Pretpostavlja se da će proizvodnja iz sunčanih elektrana i kolektora biti proporcionalna zračenju te se dobivene vrijednosti osrednjuju tako da se:

- u slučaju sunčanih elektrana, za svaki grad računa se srednja vrijednost zračenja na horizontalnu plohu i plohu pod optimalnim kutom, a zatim iz tih vrijednosti računa srednja vrijednost na razini države.
- u slučaju sunčanih kolektora, za svaki grad računa se satna vrijednost zračenja kao zbroj 60% vrijednosti zračenja na optimalno postavljenu plohu i 40% vrijednosti zračenja na horizontalnu plohu, a zatim se iz vrijednosti za svaki grad računa srednja vrijednost na razini države.

Ovdje se ponovno koristi činjenica da su krivulje u EnergyPLAN-u fleksibilne i tolerira se unos količine zračenja pošto ono ima direktan utjecaj na količinu proizvedene energije. Dobivene krivulje su grafički prikazane na slikama koje slijede.



**Slika 6.** *Dozračena količina sunčeve energije za fotonaponske ćelije*

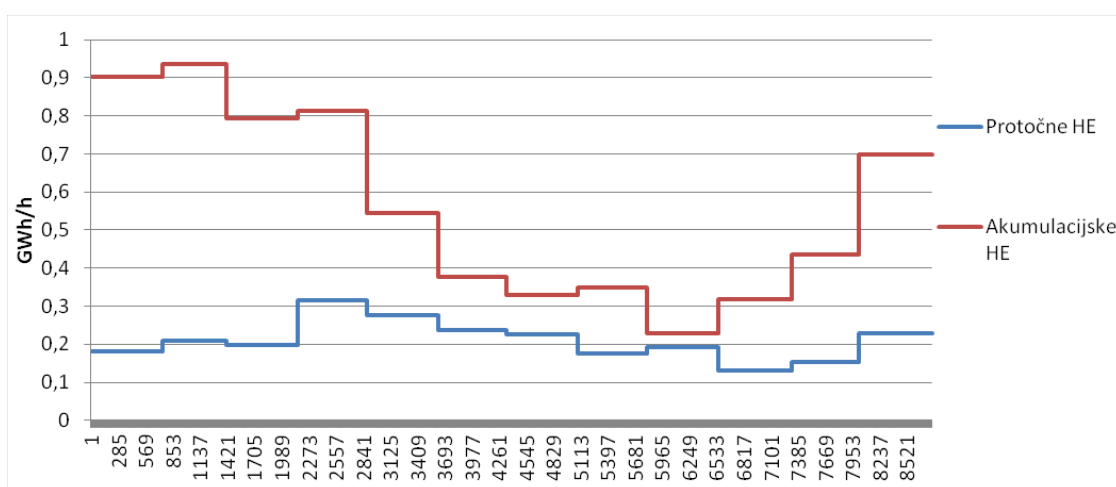


**Slika 7.** *Dozračena količina sunčeve energije za solarne kolektore*

### 3.1.5 Krivulje proizvodnje iz protočnih i akumulacijskih hidroelektrana

Krivulje proizvodnje iz protočnih i akumulacijskih hidroelektrana modelirane su prema dostupnim podacima o proizvodnji iz hidroelektrana. Dostupni podatci iz ENTSO-E [24] su temeljeni na mjesečnim proizvodnjama, pa su proizvodnje dijeljene sa brojem sati u svakom od mjeseci kako bi se dobila krivulja sa satnim vrijednostima. Iako se time u proračun unosi pogreška, EnergyPLAN model proizvodnju iz hidroelektrana računa pomoću dotoka energije preko količine padalina u TWh godišnje. Kako nisu bili dostupni podatci o količini padalina na područjima u kojima se nalaze hidroelektrane, taj podatak se određuje na način da u kombinaciji sa krivuljom proizvodnje daje ukupnu količinu energije proizvedenu u hidroelektranama očitano

iz *Energije u Hrvatskoj 2009.* [23]. Pošto su podatci o mjesečnoj i ukupnoj proizvodnji realno izmjereni, na taj način je uklonjena pogreška u iznosu proizvedene energije, a ostaje „stepenasta“ krivulja proizvodnje koja neće potpuno vjerno prikazivati dinamiku rada samih hidroelektrana. Za izradu kvalitetnije krivulje, potreban bi bio pristup detaljnim informacijama o satnim proizvodnjama pojedinih hidroelektrana u hrvatskom elektroenergetskom sustavu, uz detaljne podatke o količinama padalina na njihovim lokalitetima, no u vrijeme pisanja ovog rada ti podatci nisu javno dostupni. Krivulje su prikazane na slici u nastavku, a unatoč gruboj podjeli, može se primijetiti karakterističan pad proizvodnje iz akumulacijskih hidroelektrana u ljetnim mjesecima, te značajan rast u zimskim mjesecima zbog pojačanih padalina, dok su ovi trendovi u slučaju protočnih hidroelektrana manje naglašeni, no ipak prisutni.



**Slika 8. Krivulje proizvodnje iz akumulacijskih i protočnih hidroelektrana**

Kako promatrani sustav uvelike počiva na proizvodnji iz hidroelektrana, u nastavku će biti pobliže opisan postupak kojim se model koristi prilikom proračuna proizvodnje iz istih, kao što je opisano u [30]. EnergyPLAN model utvrđuje najbolju dinamiku proizvodnje iz hidroelektrana uzimajući u obzir ograničenja generatorskih i skladišnih kapaciteta sustava. U slučaju da u sustavu postoje reverzibilne hidroelektrane, optimalno rješenje se utvrđuje temeljem množenja i zbrajanja faktora koje model dobiva iz podataka o cijeni goriva, emisija i iznosima poreza, čiji će unos biti objašnjen u kasnijim poglavljima.

Za početak, model računa maksimalnu moguću proizvodnju iz hidroelektrana,  $E_{HE}$ , uzimajući u obzir količinu padalina  $W_H$ , skladišni kapacitet  $S_H$  te nazivnu snagu generatora  $C_{HE}$ , kao i učinkovitost generatora  $\mu_{HE}$ . Kako bi mogao izračunati maksimalnu moguću proizvodnju, model računa prosječnu proizvodnju iz hidroelektrana,  $e_{HE-a}$  na način da ukupnu količinu padalina dijeli sa 8784 sati i množi sa efikasnošću generatora.

$$e_{HE-a} = \frac{\mu_{HE} \cdot W_H}{8784} \quad (3)$$

Zatim model računa satni model sustava uzimajući u obzir promjene u sadržaju spremnika. U skladu s time mijenjati će se i iznos  $E_{HE}$  prema jednadžbama:

$$\text{Sadržaj spremnika} = \text{Sadržaj spremnika} + w_h \quad (4)$$

$$e_{HE} = \text{MAX}[e_{HE-a}; (\text{Sadržaj spremnika} - S_H) \cdot \mu_{HE}] \quad (5)$$

$$e_{HE} \leq C_{HE} \quad (6)$$

U gornjim jednadžbama  $e_{HE}$  i  $w_h$  predstavljaju vrijednosti proizvodnje i količine padalina u datom satu, a postupak se ponavlja za svih 8784 sati. Autori u [30] navode kako zbog razlika u sadržaju spremnika na početku i kraju proračunskog perioda može doći do pogrešaka u proračunu. Kako bi se izbjegle iste, gore opisani proračun traži rješenje u kojem će sadržaj spremnika na početku i na kraju proračuna biti jednak, a za početak se pretpostavlja da je sadržaj spremnika jednak polovici ukupnog kapaciteta spremnika. Nakon prvog koraka proračuna, novi početni sadržaj se definira kao rezultat prethodnog proračunskog koraka. Zbroj proračunatih satnih vrijednosti će dati maksimalnu moguću proizvodnju iz hidroelektrana za postavljene uvjete.

Nakon što je poznata maksimalna moguća proizvodnja iz hidroelektrana, model računa minimalni broj radnih sati  $h_{HE-MIN}$  kao omjer maksimalne proizvodnje i nazivnog kapaciteta zaokružen na cijeli sat:

$$h_{HE-MIN} = \text{round} \left( \frac{E_{HE}}{C_{HE}} \right) \quad (7)$$

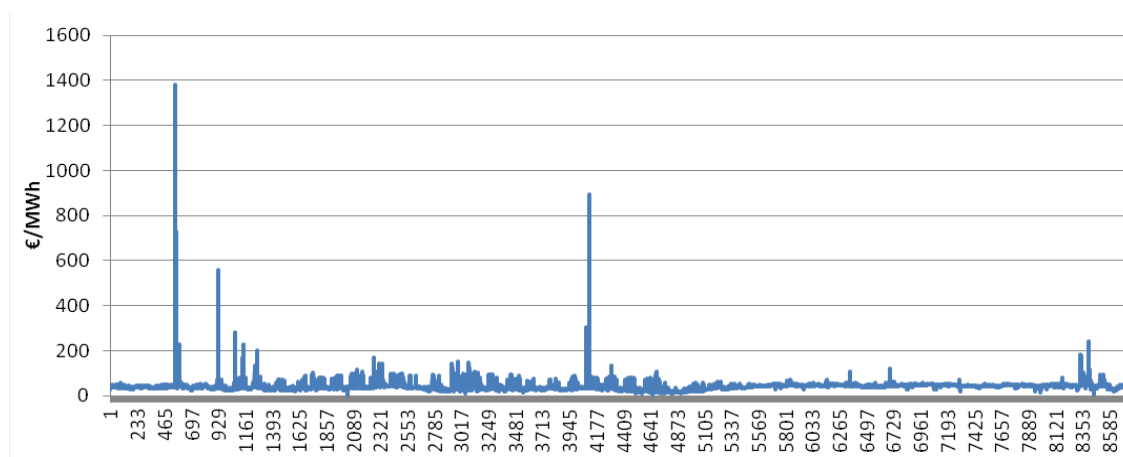
Kada je poznat minimalni broj radnih sati, model odabire najbolje sate za proizvodnju, tj. sate sa najvećom tržišnom cijenom energije do  $h_{HE-MIN}$  sati. Slijedi utvrđivanje minimalne cijene proizvodnje,  $p_{HE-MIN}$ , za slučaj u kojem se sva proizvodnja odvija upravo u satima najveće tržišne cijene. Ukoliko satna tržišna cijena energije  $p_x$  prelazi minimalnu cijenu proizvodnje,  $p_{HE-MIN}$ , model će držati hidroelektrane u pogonu.

Istovremeno sa opisanom regulacijom proizvodnje iz klasičnih hidroelektrana, vrši se i regulacija reverzibilnih kapaciteta. Ukoliko u nekom satu  $x$  hidroelektrana nije u pogonu, tj. taj sat ne spada među najveće vrijednosti tržišne cijene, model će sagledati sve vrijednosti do sata u kojem je spremnik bio potpuno prazan. Od tih vrijednosti, odabrat će onaj sat  $y$  u kojem je cijena po kojoj se proizvedena energija prodavala bila najniža. Na tu vrijednost primijenit će se korekcijski

faktori za efikasnosti i troškove turbina i pumpi prema [30] i dobit će se maksimalna kupovna cijena po kojoj će reverzibilna hidroelektrana ostvariti profit. Ukoliko je cijena na tržištu u satu  $x$  niža od te cijene, pumpa se stavlja u pogon i računa novi sadržaj spremnika. Ako vrijednosti sadržaja spremnika u nekom satu poprimi negativnu vrijednost, model će se vratiti do sata u kojem je spremnik bio potpuno pun i izbrisat će proizvodnju pri najnižoj prodajnoj cijeni. S druge strane, ukoliko dođe do viška energije u spremniku, model će se vratiti unazad do zadnjeg sata u kojem je spremnik bio potpuno prazan i uključiti proizvodnju u satu sa najvišom prodajnom cijenom. Ovaj proračun se ponavlja sve dok se sadržaj spremnika na početku i kraju proračuna ne izjednači, kao što je ranije naglašeno. Kao rezultat proračun daje ekonomski optimiziranu proizvodnju iz instaliranih kapaciteta hidroelektrana s proizvodnjom u najisplativijim satima te kupnjom struje za punjenje spremišta u najpovoljnijim satima u godini.

### **3.1.6 Krivulja kretanja cijene električne energije na tržištu**

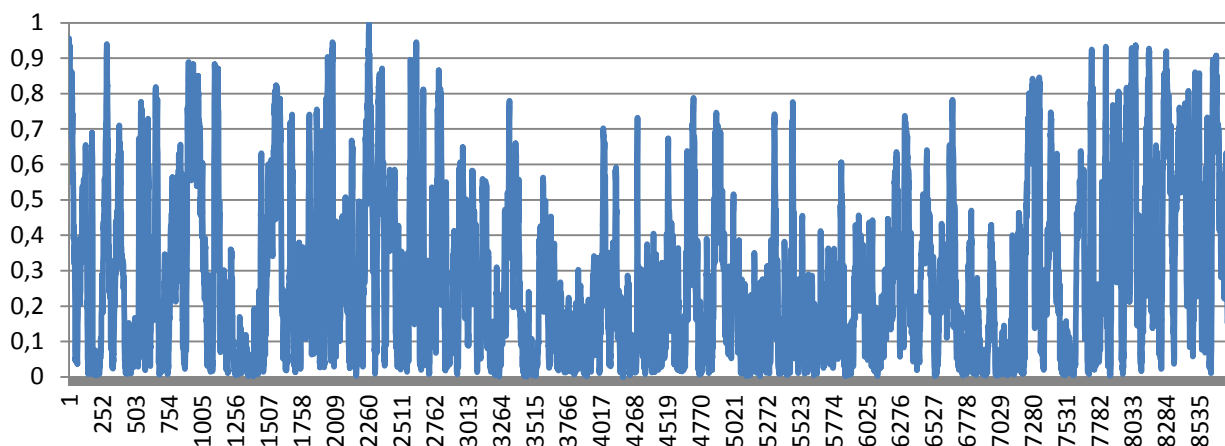
Prilikom određivanja krivulje kretanja cijene električne energije, najveći problem je predstavljala činjenica da Hrvatska još uvijek nema tržište električne energije (eng. „spot market“), tj. tržište na kojem bi cijena električne energije varirala ovisno o ponudi i potražnji u vremenskim intervalima kraćim od jednog dana, kao što je slučaj sa nordijskim NORDPOOL-om i sličnim tržištima. Za potrebe analiza u ovom radu korištena je postojeća krivulja za NORDPOOL tržište, uz jednu bitnu preinaku. Naime, EnergyPLAN nudi korekcijski faktor koji se koristi relativnošću krivulje i tako mijenja konačne cijene, tj. konačnu prosječnu cijenu električne energije na tržištu. Pomoću podataka iz ranije objavljenih radova na ovom području [10], korišten je korekcijski faktor koji će dati prosječnu cijenu električne energije na vanjskom tržištu od 44 €/MWh. Koristeći takav korekcijski faktor i krivulju kretanja cijena za NORDPOOL tržište, očekuje se da će ukupne količine uvezene i izvezene električne energije odgovarati stvarnim vrijednostima u baznoj godini, iako njihova dinamika neće u potpunosti odgovarati stvarnoj dinamici uvoza i izvoza. Ponovno, za izradu kvalitetnije krivulje, potrebna bi bila detaljna analiza ugovora o kupnji i prodaji električne energije sa susjednim zemljama i satni podatci o količinama preuzete električne energije, a u vrijeme pisanja ovog rada takvi podatci nisu javno dostupni. Korigirana krivulja je prikazana na slici koja slijedi.



**Slika 9.** *Korigirana krivulja cijene električne energije na tržištu, u €/MWh*

### 3.1.7 Krivulja proizvodnje energije iz vjetroelektrana

Za krivulju proizvodnje energije iz vjetroelektrana korištena je postojeća krivulja EnergyPLAN modela za vjetar u Dalmaciji, prikazana na sljedećoj slici.



**Slika 10.** *Krivulja postotka nazivne satne proizvodnje energije iz vjetroelektrana*

Gornja krivulja predstavlja skup vrijednosti koje govore koliki postotak nazivne snage vjetroelektrane radi u pojedinom satu, tj. koliki je omjer stvarne i nazivne satne proizvodnje. Vrijednosti se dobivaju pomoću referentne vjetroelektrane. Krivulje mjerene brzine vjetra se pomoću poznatih krivulja snage za instalirane vjetro turbine pretvaraju u satne proizvodnje. Dobivene vrijednosti se tada dijele sa nazivnom snagom vjetroelektrane i dobivaju satne vrijednosti krivulje koja se koristi u EnergyPLAN-u. Time se dobivaju postotci ostvarene nazivne proizvodnje koji se zatim mogu primjenjivati na bilo koju instaliranu turbinu. Pri tome krivulja postaje kvalitetnija sa povećanjem broja odvojenih lokacija za mjerenje brzine vjetra.

## 3.2 Bazna godina

Kako bi bilo moguće uspoređivati scenarije, u EnergyPLAN-u je izrađen model bazne, 2009., godine. Informacije o potražnji električne i toplinske energije preuzeti su iz *Energije u Hrvatskoj* [23], a krivulje su izrađene prema postupcima opisanima u poglavlju 3.1. Ulazni podatci o tehnologijama koje se koriste u sustavu, kao i njihovim efikasnostima dobivene su iz podataka Hrvatske Elektroprivrede [38] i [23]. Dodatne informacije i informacije o privatnom, industrijskom i prijevoznom sektoru dobivene su iz podataka Međunarodne energetske agencije – IEA [39]. Nakon postavljanja parametara proizvodnje energetske sustava, valja obratiti pažnju na uvoz i izvoz električne energije, pošto je uvezena električna energija pokrila čak 41% domaće potražnje u 2009. godini [24]. Ukupni kapacitet za prijenos električne energije preko granice postavljen je, prema podacima iz [40], na 3200 MW, dok je proizvodnja iz NE Krško modelirana kao konstantan uvoz.

Nakon opisivanja sustava i izmjene električne energije sa susjednim državama, preostaje samo izbor regulacijske strategije. Regulacijske strategije su pobliže objašnjene ranije, u poglavlju 2.2.1. U prvim proračunima korištena je tehnička regulacija uz balansiranje zahtjeva za toplinom i električnom energijom, no kasnije je zamijenjena tržišnom regulacijom zbog termoelektrani na teško loživo ulje. Termoelektrane u pitanju imaju velike nazivne kapacitete, ali istovremeno i relativno mali broj radnih sati što modelu otežava postavljanje realne slike hrvatskog energetske sustava ukoliko se model vodi tehničkom regulacijom. Uporaba tržišne regulacije zahtjeva dodatne krivulje koje opisuju tržišne cijene, kao što je objašnjeno u 2.3.6, ali zato rješava problem izmjene električne energije s drugim sustavima, kao i specifičan problem velikih i rijetko korištenih termoelektrana na teško loživo ulje.

Tako dobiven model je uspoređivan s dostupnim podacima o proizvodnji toplinske i električne energije u Hrvatskoj [23], emisijama CO<sub>2</sub>, udjelima pojedinih tehnologija u proizvodnji, kao i uvozu i izvozu električne energije [36] kako bi se utvrdilo da li predloženi model daje vjerodostojnu sliku hrvatske energetske sustava za godinu 2009. U nastavku slijedi detaljan opis pojedinih skupina traženih ulaznih podataka za model, kao i korištene vrijednosti. Skupine ulaznih podataka su u računalnom programu koncipirane kao kartice.

### 3.2.1 Potrošnja električne energije (*Input – Electricity Demand*)

Jedan od najvećih problema kod modeliranja bazne godine je bio upravo u određivanju zahtjeva za električnom energijom te uvoza, tj. izvoza električne energije. Hrvatski elektroenergetski sustav odlikuje velika ovisnost o uvozu električne energije. Od ukupno 18,459 TWh potrošene

električne energije u 2009., čak 7,581 TWh došlo je iz uvoza. Doduše, valja imati na umu da se hrvatski udio u NE Krško u evidencijama također tretira kao uvezena električna energija, a u 2009. godini je taj udio iznosio 2,73 TWh električne energije. Ipak, zbog promjenjive potrošnje te velikog udjela hidroelektrana u sustavu, postoji i izvoz električne energije, a u 2009. je iznosio 1,899 TWh [39]. Kako nisu bili dostupni podatci o satnim vrijednostima uvoza i izvoza električne energije, problem je riješen na način da je kao iznos potrošnje električne energije postavljena suma potrošnje i izvoza umanjena za iznos uvoza. Tako je u ovoj kartici „Electricity demand“ za 2009. u EnergyPLAN-u iznosio 12,777 TWh, a „Fixed Import/Export“ 7,581 TWh. Spomenute vrijednosti su zatim vezane uz krivulju potrošnje električne energije, pošto satni podatci za uvoz i izvoz nisu bili dostupni. Nuklearna elektrana Krško je također uvrštena u kategoriju uvoza, jer se pokazalo da podatci daju bolji odziv pri krivulji potrošnje električne krivulje nego pri korištenju konstantnog opterećenja (koje bi bilo logično za NE) uz elektranu u sustavu, a ne u uvozu.

### **3.2.2 Grijanje na daljinu (Input – District heating)**

U ovoj kartici programa, od nas se traže podatci o toplinskom sustavu, podijeljenom na toplane, mala kogeneracijska postrojenja, te velika kogeneracijska postrojenja s mogućnošću kondenzacije. Valja naglasiti kako se usprkos nazivu, u ovu tablicu upisuju i glavni proizvođači elektroenergetskog sustava. Cijelom karticom upravljaju dvije krivulje – krivulja satnog toplinskog opterećenja te proizvodnje iz solarnih kolektora. Kao male toplane su pobrojane sve toplane bez kogeneracije u Hrvatskoj, koje namiruju toplinsku potrošnju od 0,80247 TWh u 2009. Spomenute elektrane promatrane su kao jednostavna kotlovska postrojenja efikasnosti 80%. U kategoriju malih kogeneracijskih postrojenja nije svrstano niti jedno postrojenje, već su termoelektrane svrstane u velika kogeneracijska postrojenja, dok je za termoelektrane-toplane pretpostavljeno da rade kao kondenzacijske termoelektrane. Tako je u 2009. godini, ukupna potrošnja topline bila 2,419 TWh, te je radilo 738 MW kogeneracijskih elektrana, a zbog programskog algoritma, te iste elektrane su pribrojane kondenzacijskim elektranama. Ovaj postupak je nužan kako bi u slučaju nestanka toplinskog konzuma elektrane prešle u kondenzacijski način rada, kao što se dešava u promatranom sustavu, umjesto da se ugase kao kada bi se vodile isključivo toplinskom konzumom. Tako je u konačnici dobiveno ukupno 1783 MW kondenzacijskih elektrana. Na tu količinu se dodaje i 702 MW kotlova [23]. Ove vrijednosti valja uzeti s rezervom, tj. korekcijom, jer određene elektrane, kao npr. TE Rijeka i TE Sisak, usprkos velikim nazivnim snagama, ne rade punim kapacitetom, već samo povremeno. Zato je bilo potrebno računati efikasnosti elektrana ne samo s klasične termodinamičke strane, već kao



kombinaciju efikasnosti i faktora opterećenja (eng. load factor), pomoću podataka o nazivnoj snazi te realno predanoj električnoj energiji u mrežu tokom 2009. godine za sve elektrane, kao i za njihove nazivne te predane toplinske snage [38]. Dijeljenjem maksimalne moguće sa stvarno predanom količinom električne energije, dobivene su električne efikasnosti od 32% za kogeneracijske te 31,2% za kondenzacijske elektrane, dok toplinska efikasnosti kogeneracijskih elektrana iznosi 37%, a za kotlove je uzeta efikasnost od 85%. EnergyPLAN u ovoj kartici traži i unos potrošnje goriva za pojedine sustave. Ovi podatci su poznati te prikazani u [Tablica 1].

**Tablica 1. Potrošnje goriva za različite tipove elektrana, u TWh/y za 2009. godinu [39]**

Tip	Gorivo, TWh/y		
	Ugljen	Naftni der.	Plin
Toplane	0	0,29	0,697
Veliki CHP	0	2,174	5,047
Kondenzacijske	4,372	3,407	1,3607

### 3.2.3 Obnovljivi izvori energije (*Input – Renewable energy*)

U ovoj kartici potrebno je unijeti proizvodnju te raspoložive kapacitete obnovljivih izvora energije, kao i krivulje koje se vežu uz iste. Prema dostupnim podacima [23], u Hrvatskoj je u 2009. godini bilo instalirano 69,75 MW vjetroelektrana, 376,72 MW protočnih hidroelektrana te 0,109 MW fotonaponskih elektrana. Ti podatci su povezani s krivuljama za proizvodnju iz vjetroelektrana, proizvodnju iz protočnih hidroelektrana te proizvodnju iz solarnih elektrana, dok je u slučaju protočnih elektrana bilo potrebno upotrijebiti korekcijski faktor koji EnergyPLAN pruža, kako bi proračunata proizvodnja odgovarala realnim podacima. Iz protočnih elektrana tako je proizvedeno 1,85 TWh, iz vjetroelektrana 0,05 TWh, a iz solarnih elektrana manje od 0,01 TWh. U istoj kratici valja unijeti i akumulacijske hidroelektrane, čija je ukupna nazivna snaga 1706,1 MW, te dobavu vode. Kako potonji podatci nisu bili dostupni, pomoću nazivne snage, efikasnosti te krivulje proizvodnje iz akumulacijskih hidroelektrana, utvrđena je količina padalina potrebna za proizvodnju električne energije koja je te godine predana mreži. Ovdje se valja podsjetiti i da su krivulje za protoke vode kroz akumulacijske i protočne HE izrađene s određenim stepenastim karakterom, zbog oskudnosti dostupnih podataka, što je pobliže pojašnjeno u poglavlju 3.1.5, što za posljedicu ima relativno nefleksibilno ponašanje hidroelektrana nego što je ono u stvarnosti.

### 3.2.4 Pohrana električne energije (*Input – Electricity storage*)

Ova kartica se u baznom scenariju odnosi samo na postavljanje stanja za reverzibilne hidroelektrane. Prema stanju u 2009. godini [23], postojeće reverzibilne hidroelektrane imale su nazivnu snagu pumpi od 257,9 MW te 293,1 MW nazivne snage turbina, a dodijeljeni su im koeficijenti efikasnosti od 0,8 te 0,9. Ukupni kapacitet skladišta električne energije je postavljen na 26,8 GWh.

### 3.2.5 Hlađenje na daljinu (*Input – Cooling*)

Kako u Hrvatskoj ne postoji sustav hlađenja na daljinu, ova kartica se ne koristi.

### 3.2.6 Individualni potrošači (*Input – Individual*)

Ova kartica se bavi potrebama za grijanjem individualnih potrošača, u ovom slučaju kućanstava te uslužnog sektora. Prema dostupnim podacima [23], u EnergyPLAN su unesene potrošnje pojedinih energenata u 2009. godini, kao i efikasnosti za pojedine tehnologije. Valja naglasiti da iako EnergyPLAN pruža mogućnost unosa potrošnje električne energije u svrhu grijanja, a udio takvog tipa grijanja nije zanemariv, dostupni podatci ne razlučuju potrošnju električne energije u svrhu grijanja te ostale svrhe, pa se iz tog razloga ne unose posebne vrijednosti za električnu energiju, ali to ne generira grešku u proračunu pošto je ta energija obuhvaćena u ukupnoj potražnji za električnom energijom iz točke 3.1.1, a sadržana je i u krivuljama potrošnje električne energije, pa će se rad elektrana prilagođavati uzimajući i tu energiju u obzir, unatoč tome što nije posebno navedena. Pregled ostalih korištenih energenata, te odabranih stupanja efikasnosti dat je u [Tablica 2].

**Tablica 2.** *Potrošnja energenata za grijanje kućanstava i uslužnog sektora u 2009. godini*

2009.	Energent za grijanje			
	Ugljen	ELLU	Plin	Biomasa
TWh/y	0,10467	4,01235	8,141	3,27966
$\eta$	0,7	0,8	0,9	0,7

Valja dodati da se pod biomasom vode ogrjevno drvo i peleti kao novija tehnologija, no zbog zastarjelosti sustava koji koriste ogrjevno drvo, odabran je niži stupanj efikasnosti. U ovoj kartici koriste se krivulje za satno toplinsko opterećenje, kao i proizvodnju iz sunčanih kolektora.

### 3.2.7 Industrija (Input – Industry)

U ovoj kartici EnergyPLAN-a, potrebno je unijeti potrošnju energenata u sektoru industrije, a ovoj potrošnji dodat će se i potrošnja sektora šumarstva, poljoprivrede i ribarstva iako one nisu posebno predviđene modelom, kako bi se dobila potpunija slika potrošnje. Prema dostupnim podacima, za 2009. godinu su utvrđene potrošnje prikazane u [Tablica 3].

**Tablica 3. Potrošnja energenata za grijanje u industriji, šumarstvu, poljoprivredi i ribarstvu za 2009. godinu**

2009.	Energent za grijanje			
	Ugljen	Naftni der.	Plin	Biomasa
TWh/y	1,47701	7,73395	6,07086	0,70943

### 3.2.8 Prijevoz (Input – Transport)

Kartica Transport omogućuje unos potrošnje energenata za sektor transporta u EnergyPLAN. Prema dostupnim podacima [23], u 2009. godini najveća je bila potrošnja diesel goriva 14,262 TWh, zatim benzina 8,412 TWh te na kraju ukapljenog naftnog plina sa 0,919 TWh.

### 3.2.9 Troškovi (Cost)

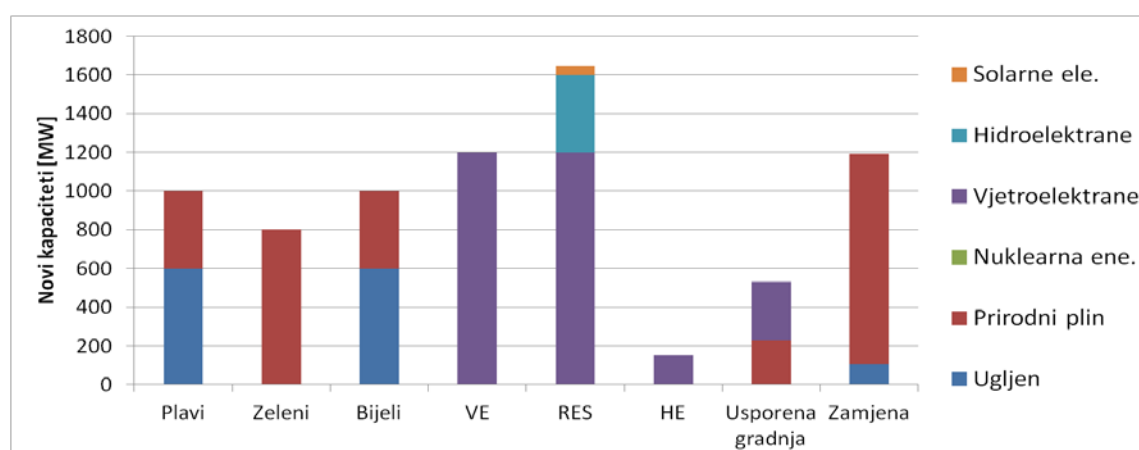
U ovoj kartici se traži unos podataka o gorivu kao što su cijene i udio CO<sub>2</sub>, te cijena emisija CO<sub>2</sub>. Program pruža mogućnost promatranja investicija, otplate troškova, troškove održavanja i slično, no kako je u okviru ovog rada promatran samo završni trošak svakog pojedinog scenarija, odlučeno je da će se trošak za gorivo računati u EnergyPLAN-u, dok će se troškovi investicije računati pomoću Excel tablica, gdje će se vršiti i analize scenarija, s obzirom na prilično ograničene mogućnosti EnergyPLAN-a iz područja uspoređivanja različitih scenarija. Po pitanju cijena emisija CO<sub>2</sub> u promatranom razdoblju, ako se zanemari skok izazvan najavom Njemačke o početku „phase-outa“ nuklearnih elektrana, može se reći da se cijena emisija u zadnje dvije godine kretala oko 20 €/t [3], pa će ta cijena biti uzeta kao cijena u referentnoj godini, a pretpostavit će se konstantan rast cijene do iznosa od 30 €/t u 2020. godini, a zatim 40 €/t u 2030. godini. Uz vrijednosti emisija CO<sub>2</sub> iz goriva [41], valja unijeti i cijene goriva u €/GJ, koje su pretpostavljene pomoću podataka iz ranijih radova na ovom području [10].

### 3.2.10 Regulacijska strategija (Regulation)

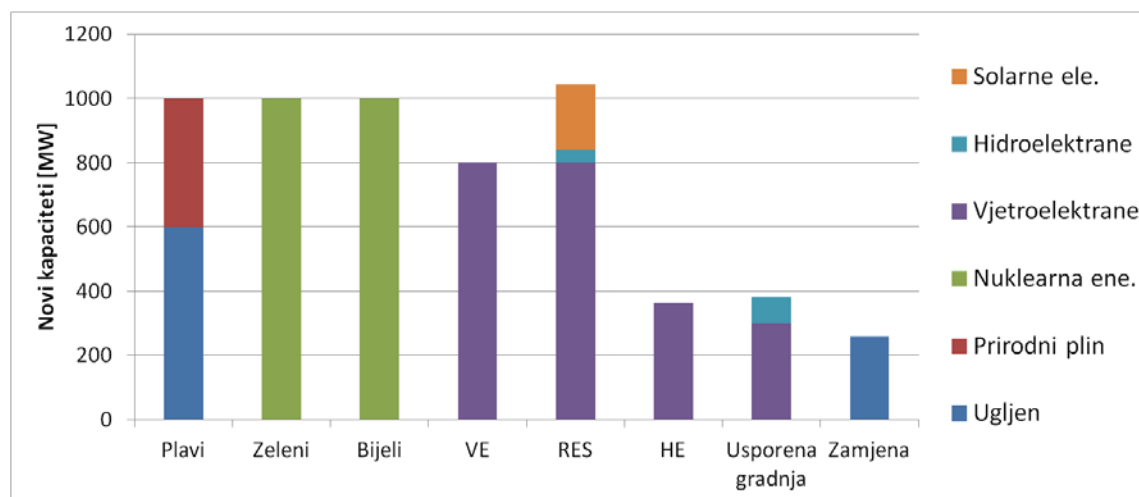
Od regulacijskih opcija programa EnergyPLAN, isprva je korištena tehnička optimizacija, uz balansiranje toplinske i električne potražnje (eng. demanda). Nažalost, pokazalo se da ova tehnika nije najbolji izbor za simulaciju elektroenergetskog sustava kao što je hrvatski, pošto uvelike ovisi o uvozu te energiji dobivenoj iz hidroelektrana. Zato se prešlo na tržišnu optimizaciju, s time da minimalna proizvodnja za stabilizaciju sustava iznosi 30%, a minimumi za kogeneracijska i kondenzacijska postrojenja unutar mreže iznose 130 i 500 MW. Tržište je regulirano na način da je prosječna cijena 44 eura/MWh, uz pomoć ranije opisane krivulje cijena električne energije na tržištu iz poglavlja 2.3.6. Kapacitet prijenosa je postavljen na 3200 MW prema [40].

### 3.3 Energetski scenariji

Nakon uspostavljanja vjerodostojnog modela hrvatskog energetskog sustava, obradit će se osam scenarija koji opisuju različite opcije razvoja sustava do godine 2030. Prva tri scenarija će biti bazirana na scenarijima iz Zelene knjige [21], slijedeća tri predviđaju značajnu izgradnju vjetroelektrana, hidroelektrana i ostvarenje projekata iz Registra OIEKPP [22], sedmi scenarij pretpostavlja nastavak korištenja postojećih elektrana i zamjenu blokova po isteku životnog vijeka, a posljednji scenarij će biti modeliran prema Srednjoročnom razvojnom planu HEP ODS [25] i prikazivati će potpuno usporenu izgradnju novih elektrana. Grafički prikazi izgradnje kapaciteta za pojedine tehnologije unutar svakog od scenarija je dan na [Slika 11] i [Slika 12], a svaki od scenarija će biti detaljno opisan u poglavljima koja slijede.



Slika 11. Grafički prikaz instalirane snage po tehnologijama za scenarije, do 2020. godine



**Slika 12.** *Grafički prikaz instalirane snage po tehnologijama za scenarije, od 2020. do 2030. godine*

Energetskom strategijom je predviđen izlazak iz pogona većine elektrana koje su trenutno u pogonu do 2030. godine [21]. Imajući to na umu, valja u skladu s izlascima elektrana iz pogona planirati i adekvatne zamjene za iste kako bi osigurali dobavu. Pregled izlaska elektrana iz pogona po godinama, uz podatke o snagama istih dat je u [Tablica 4]. Svi scenariji će koristiti navedene godine izlaska pojedinih elektrana iz pogona. Nadalje, pretpostavljeno je da će sve hidroelektrane trenutno u funkciji nastaviti sa radom.

Svi datumi upuštanja novih elektrana u rad, predviđeni u [21] i [25] su pomaknuti za tri godine u budućnost, prema procjeni iz trenutnog stanja realizacije projekata prema [22] i [35]. Sve novoizgrađene elektrane će se modelirati sa 5% manjim specifičnim utroškom goriva koji se pretpostavlja kao posljedica uporabe nove opreme i tehnologija.

Također, s izlaskom starih postrojenja i ulaskom novih postrojenja u sustav, mijenjati će se i minimalna proizvodnja iz kogeneracijskih i kondenzacijskih elektrana definirana u poglavlju 3.2.10. Iznos nove minimalne proizvodnje će se računati kao zbroj 50% nazivne snage postojećih postrojenja i 30% nazivne snage novih postrojenja. Ukoliko ukupna instalirana snaga kogeneracijskih postrojenja padne ispod 100 MW, dopustit će se potpuno gašenje proizvodnje električne energije iz tih postrojenja.

Svaki scenarij će biti promatran kroz tri hidrološka podscenarija i različitu razinu penetracije vjetroelektrana čija će izrada biti detaljnije opisana kasnije, a promatrani i uspoređivani parametri su:

- kritični višak proizvodnje električne energije (eng. CEEP) [TWh/a],

- ukupna potrošnja energije [TWh/a],
- ukupna potrošnja energije bez OIE [TWh/a],
- proizvodnja energije iz OIE [TWh/a],
- uvoz energije [TWh/a],
- izvoz energije [TWh/a],
- emisije CO<sub>2</sub> [Mt],
- plaćanje uvoza energije [mil. EUR],
- plaćanje/naplata izvoza energije [mil. EUR],
- ukupan trošak scenarija [mil. EUR].

**Tablica 4. Godine izlaska iz pogona za trenutno aktivne elektrane u RH**

Ime elektrane	Nazivna snaga (MW)	Snaga na pragu (MW)	Godina izlaska iz pogona
EL-TO Zagreb A	12,5	(9)	2011
TE Sisak A	210	(198)	2013
TE Plomin A	105	(93)	2015
TE-TO Osijek A	25	(23,5)	2017
TE-TO Osijek B	25	(23,5)	2017
KTE Jertovec A	42,5	(37)	2018
KTE Jertovec B	42,5	(37)	2018
TE-TO Zagreb C	110		2019
TE-TO Osijek A	45	(42)	2019
TE Sisak B	210	(198)	2019
EL-TO Zagreb B	32	(26)	2019
TE Rijeka	320	(303)	2020
EL-TO Zagreb A	25,6		2025
EL-TO Zagreb B	25,6		2025
TE-TO Zagreb K	210		2030

### 3.3.1 Plavi, Bijeli i Zeleni scenarij – scenariji Zelene knjige

Kao što smo već spomenuli, prva tri scenarija korištena u ovom radu biti će izrađena prema uzoru na scenarije predstavljene u nacionalnoj energetske strategiji [21]. Sukladno tome, nazvani su “Plavi scenarij”, “Bijeli scenarij” i “Zeleni scenarij” po scenarijima strategije.

Plavi scenarij predlagao je po dvije termoelektrane na plin i ugljen, ukupne snage 2 GW. Zeleni scenarij predlagao je dvije termoelektrane na plin ukupne snage 800 MW te jednu nuklearnu termoelektranu snage 1 GW, a Bijeli scenarij po jednu termoelektranu na plin i ugljen ukupne snage 1 GW te jednu nuklearnu elektranu snage 1 GW.

Strategija također daje i godine predviđenog ulaska u pogon svakog od navedenih postrojenja [21]. Prema procjeni iz trenutnog stanja realizacije projekata koje možemo vidjeti u [22] i [35], svi strategijom predviđeni datumi upuštanja novih elektrana u rad, pomaknuti su za tri godine u budućnost. Pregled ranije nabrojanih postrojenja za svaki od scenarija, sa predviđenim nazivnim snagama i godinama ulaska u pogon prema strategiji prikazan je u [Tablica 5]. U zagradama su navedene godine ulaska u pogon koje će se koristiti u simulaciji zbog ranije spomenute korekcije.

**Tablica 5. Nazivne snage i godine ulaska elektrana u pogon za scenarije Zelene knjige [21]**

<b>PLAVI SCENARIJ (2 TE na prirodni plin, 2 TE na ugljen)</b>
- 2013. (2016.): ulazak u pogon termoelektrane na prirodni plin – 400 MW - 2015. (2018.): ulazak u pogon termoelektrane na ugljen – 600 MW - 2019. (2022.): ulazak u pogon termoelektrane na ugljen – 600 MW - 2020. (2023.): ulazak u pogon termoelektrane na prirodni plin – 400 MW
<b>ZELENI SCENARIJ (2 TE na prirodni plin, 1 NE)</b>
- 2013. (2016.): ulazak u pogon termoelektrane na prirodni plin – 400 MW - 2015. (2018.): ulazak u pogon termoelektrane na prirodni plin – 400 MW - 2020. (2023.): ulazak u pogon nuklearne termoelektrane – 1000 MW
<b>BIJELI SCENARIJ (1 TE na prirodni plin, 1 TE na ugljen, 1 NE)</b>
- 2013. (2016.): ulazak u pogon termoelektrane na prirodni plin – 400 MW - 2015. (2018.): ulazak u pogon termoelektrane na ugljen – 600 MW - 2020. (2023.): ulazak u pogon nuklearne termoelektrane – 1000 MW

### 3.3.2 VE, HE i RES scenarij – scenariji značajne izgradnje OIE

Kao što sam naslov poglavlja govori, slijedeća tri scenarija koja će ovaj rad proučavati mogu se također grupirati, i prema činjenici da se unutar njih predviđa značajna izgradnja kapaciteta obnovljivih izvora energije.

Prvi od ta tri scenarija je nazvan „VE scenarij“, pošto predviđa značajnu izgradnju vjetroelektrana u RH. Tako se u prvoj fazi, do 2020., predviđa izgradnja 1200 MW vjetroelektrana, a u drugoj fazi, do 2030., izgradnja još 800 MW vjetroelektrana.

Slijedeći scenarij je nazvan „HE scenarij“ i predviđa značajnu izgradnju hidroelektrana unutar energetskog sustava RH. Prilikom izgradnje hidroelektrana valja imati i na umu ograničenost potencijala za izgradnju istih. Stoga su korišteni podatci iz studije [42] u kojoj su autori kroz više scenarija prikazali izgradnju projekata hidroelektrana u RH. Podatci su prikazani u tablici:

**Tablica 6. Izgradnja hidroelektrana u RH (korišten „Scenarij 2“), [42]**

Hidroelektrana	Instalirana snaga (MW)	Moguća godišnja proizvodnja (GWh)	Godina puštanja u pogon prema scenariju studije:		
			1	2	3
Novo Virje	140	650	2030.	<b>2012.</b>	2012.
Podsused	44	215		<b>2006.</b>	2006.
Drenje	39	185		<b>2009.</b>	2009.
Lešće	40	94		<b>2003.</b>	2003.
Ombla	63	172	2020.	<b>2018.</b>	2018.
Krčić	7,6	37		<b>2021.</b>	
Kosinj (AK i HE)	52	265		<b>2015.</b>	2015.

Ukupna nazivna snaga ovih elektrana (386 MW) predstavlja otprilike četvrtinu ukupno dostupnog hidroenergetskog potencijala u RH [42]. Iako je, imajući to na umu, realizacija ovih projekata sama po sebi značajna izgradnja hidroelektrana, u scenarij će se dodati još i 129 MW prijavljenih projekata hidroelektrana iz Registra OIEKPP [22]. Za upuštanje u pogon će se



koristiti raspored prema drugom scenariju ranije spomenute studije [42], koji je stoga deblje otisnut u [Tablica 6]. Što se tiče dodatnih 129 MW, one će biti podijeljene u dva razdoblja. Prvih 29 MW će ući u prvu fazu izgradnje, do 2020., a preostalih 100 MW u fazu do 2030.

Posljednji scenarij iz ove skupine, šesti scenarij, nazvan je „RES scenarij“ prema engleskom akronimu obnovljivih izvora energije (eng. renewable energy sources). Kao što samo ime govori, u slučaju ovog scenarija predviđena je značajna izgradnja kapaciteta obnovljivih izvora energije, također podijeljena u dvije faze izgradnje. U prvoj fazi, do 2020., ovaj scenarij predviđa izgradnju 1200 MW vjetroelektrana, 300 MW akumulacijskih hidroelektrana, 100 MW protočnih hidroelektrana te 45 MW solarnih elektrana. U drugoj fazi, do 2030. godine, predviđena je izgradnja daljnjih 800 MW vjetroelektrana, 40 MW protočnih hidroelektrana te 205 MW solarnih elektrana.

### **3.3.3 Scenarij zamjene TE**

Kao što već samo ime sugerira, scenarij „Zamjena“ će pretpostavljati korištenje postojećih termoelektrana, s time da će se po isteku životnog vijeka pojedini blok mijenjati blokom identične snage uz korištenje istog energenta, ali s novijom tehnologijom. Iznimka će biti postojeće termoelektrane na mazut koje će zbog svoje nefleksibilnosti i malog broja godišnjih radnih sati biti zamijenjene elektranama na prirodni plin. Također, dinamika radova će biti pretpostavljena na način koji će omogućiti ulazak blokova u pogon paralelno s izlazom blokova koje mijenjaju, tj. doslovnu zamjenu blokova, prema predviđanjima Zelene knjige o životnom vijeku termoelektrana prikazanim u [Tablica 4]. Za sve novoizgrađene elektrane će se primijeniti ranije najavljena pretpostavka o smanjenju specifičnog utroška goriva u iznosu od 5% zbog primjene novih tehnologija.

### **3.3.4 Scenarij usporene gradnje**

Osmi i posljednji scenarij ovog rada, scenarij „Usporena gradnja“, predviđa potpuno usporavanje izgradnje konvencionalnih elektrana te povećanje ovisnosti o uvozu. Ovdje će se poslužiti Srednjoročnim planom razvoja HEP-a [25], čiji se sedmi scenarij odnosi upravo na ovakav slučaj. Predviđena je izgradnja kogeneracijske termoelektrane na plin snage 230 MW i 300 MW vjetroelektrana u prvom razdoblju, do 2020. godine. U drugom razdoblju, do 2030. godine, predviđena je izgradnja 300 MW vjetroelektrana te 82 MW hidroelektrana.

### 3.4 Hidrološki podscenariji

Kao što je ranije objašnjeno, hidroelektrane igraju značajnu ulogu u Hrvatskom energetsom sustavu, te se stoga mora posvetiti dodatna pažnja uvjetima hidrologije koji mogu značajno utjecati na proizvodnju iz HE. Hidrološki podscenariji će se modelirati kroz tri teoretska hidrološka stanja – slučaj normalne, ekstremno suhe i ekstremno vlažne godine.

Kako je proizvodnja električne energije iz hidroelektrana u baznoj godini odstupala za samo 0,05% od prosječne proizvodnje iz hidroelektrana u proteklom desetljeću [24], vrijednost proizvodnje u baznoj godini u iznosu od 6.337 TWh je usvojena kao proizvodnje iz HE za hidrološki normalnu godinu. Prema postupku opisanom u poglavlju 2.3.7, količina padalina je izabrana kako bi u kombinaciji sa krivuljom proizvodnje iz hidroelektrana dala upravo taj iznos godišnje proizvodnje. Za vrijednost proizvodnje u hidrološki ekstremno vlažnoj godini usvojena je maksimalna ostvarena proizvodnja iz hidroelektrana u proteklom desetljeću - 8.313 TWh iz 2010. godine [24], a za vrijednost proizvodnje u hidrološki ekstremno suhoj godini usvojena je minimalna ostvarena proizvodnja iz hidroelektrana u proteklom desetljeću - 4.361 TWh iz 2007. [24]. Zatim su izabrane godišnje količine padalina koje će u kombinaciji s krivuljama proizvodnje iz hidroelektrana dati upravo te vrijednosti proizvodnje.

Na taj način su hidrološki podscenariji definirani preko količine padalina za svaki od tri hidrološka slučaja. To također znači da u sustav možemo dodavati nove hidroelektrane preko njihove nazivne snage, a EnergyPLAN model će računati njihovu proizvodnju uz pomoć postojećih krivulja i dotoka vode.

### 3.5 Troškovi scenarija

Kao što je ranije spomenuto, investicijski trošak scenarija se neće računati pomoću EnergyPLAN modela, nego pomoću Microsoft Excela. Pritom će se koristiti jednostavan model u kojem će se instalirane nazivne snage pojedinih postrojenja zbrajati i množiti sa specifičnim troškovima izgradnje za pojedine tehnologije prema [41]. Ostali troškovi – troškovi goriva, troškovi uvoza, izvoza i emisija CO<sub>2</sub> će se računati unutar EnergyPLAN modela, a vrijednosti koje se koriste unutar modela se zadaju prilikom postavljanja bazne godine i detaljno su opisani u poglavlju 3.2.9.

### 3.6 Pojačana penetracija vjetra

Kao posebna analiza biti će sagledan utjecaj pojačane penetracije vjetroelektrana u energetske sustav. U vrijeme pisanja ovog rada je u registar projekata obnovljivih izvora energije upisano

ukupno 4327,31 MW vjetroelektrana [22]. Kako bi sagledali utjecaj penetracije vjetroelektrana na sustav, pomoću EnergyPLAN modela ćemo promatrati iznos kritičnog viška proizvedene električne energije, uvoz električne energije i potrošnju goriva za svaki od scenarija u godini 2020. i 2030., za različite hidrološke podscenarije. Prilikom toga će se instalirana snaga vjetroelektrana modelirati na način da proizvedena energija pokriva od 0 do 100% potražnje za električnom energijom, u koracima po 10%.

Kako EnergyPLAN model ne pruža mogućnost ovakve analize, potrebno će biti provesti serijski proračun za svaki od scenarija. Serijski proračun je opcija EnergyPLAN modela koja omogućuje uzastopne proračune scenarija za promjenu odabranog parametra te izvoz niza vrijednosti za odabrani rezultat proračuna. Valja naglasiti kako je moguće odabrati samo jedan ulazni varijabilni parametar i promatrati njegov utjecaj na samo jedan izlazni parametar pomoću ove metode. Među izlaznim parametrima ponuđenim za promatranje su upravo kritični višak proizvedene električne energije, uvoz električne energije i utrošak goriva, a za ulazni parametar ćemo koristiti instaliranu snagu vjetroelektrana koja će davati željeni postotak potražnje.

Kao što je objašnjeno u poglavlju 3.1.7, krivulja proizvodnje iz vjetroelektrana je skup vrijednosti koje govore koliki se postotak nazivne proizvodnje ostvari u svakom satu. Pošto je instalirana nazivna snaga vjetroelektrana unutar jedne godine promatrana kao konstantna, a ukupnu proizvodnju iz elektrana smo definirali kao postotak ukupne potrošnje, možemo izračunati potrebnu nazivnu snagu vjetroelektrane. Postupak je vidljiv i u jednadžbi koja slijedi.

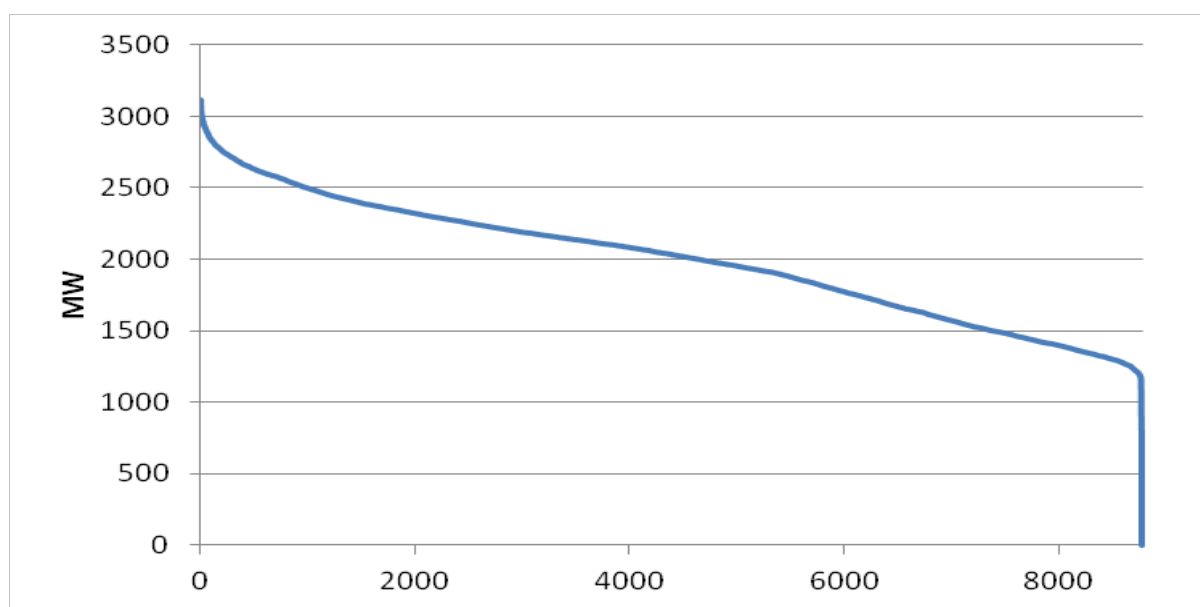
$$\sum_{h=0}^{8784} P_{VE} \cdot x_h = P_{VE} \cdot \sum_{h=0}^{8784} x_h = y \cdot D \quad (8)$$

U gornjoj jednadžbi  $P_{VE}$  predstavlja nazivnu snagu vjetroelektrana u sustavu u TW,  $x_h$  odnos proizvedene i nazivne energije u svakom od 8784 promatrana sata,  $D$  predstavlja ukupnu godišnju potrošnju električne energije u TWh/g, a  $y$  postotak potrošnje koju želimo namiriti proizvodnjom iz vjetroelektrana. Nazivnu snagu ćemo dobiti dijeljenjem umnoška  $y$  i  $D$  sa sumom postotaka  $x_h$ . Postupak ćemo ponoviti za sve vrijednosti  $y$  i potrošnje u 2020. i 2030. godini i zatim dobivene nazivne vrijednosti koristiti u serijskom proračunu za svaki scenarij kako bismo ispitali utjecaj penetracije vjetroelektrana. Nazivne snage koje će se koristiti u proračunu su prikazane u tablici koja slijedi.

**Tablica 7. Nazivne snage vjetroelektrana potrebne za namirivanje definiranih postotaka potražnje**

2020. - 19,839 TWh	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Potražnja (TWh)	1,984	3,968	5,952	7,936	9,920	11,903	13,887	15,871	17,855	19,839
Potrebna snaga vjetroelektrana (MW)	832,2	1664,5	2496,8	3329,1	4161,4	4993,7	5826,0	6658,3	7490,6	8322,9
2030. - 22,604 TWh	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Potražnja (TWh)	2,260	4,521	6,781	9,042	11,302	13,562	15,823	18,083	20,344	22,604
Potrebna snaga vjetroelektrana (MW)	948,2	1896,5	2844,8	3793,1	4741,4	5689,7	6638,0	7586,3	8534,6	9482,9

Također će biti izrađene krivulje trajanja opterećenja za kondenzacijske elektrane ili LDC krivulje (eng. load duration curve). Primjer takve krivulje za opterećenje svih elektrana u hrvatskom sustavu u 2009. godini je prikazano na slijedećoj slici.

**Slika 13. Krivulja trajanja opterećenja u RH za 2009. godinu**

Proučavanjem krivulje se dobiva slika o radu elektrana, tj. krivulja prikazuje koliko sati godišnje elektrane rade pri kojem opterećenju. Naravno, poželjno je da konvencionalne elektrane čim više godišnjih sati rade na nazivnom opterećenju.

Kod pojačane penetracije vjetra će biti zanimljivo proučiti utjecaj penetracije vjetra na LDC krivulje konvencionalnih postrojenja. U tu svrhu će se koristiti rezultati satnog proračuna za kondenzacijska postrojenja u EnergyPLAN modelu pri različitim penetracijama vjetroelektrana u sustav. Ponovno će se koristiti ranije objašnjene snage vjetroelektrana, no za izradu LDC krivulja se neće promatrati više od 50 % potražnje zadovoljene iz vjetroelektrana jer je odgovarajuća nazivna snaga približno jednaka predviđenoj izgradnji vjetroelektrana prema registru projekata

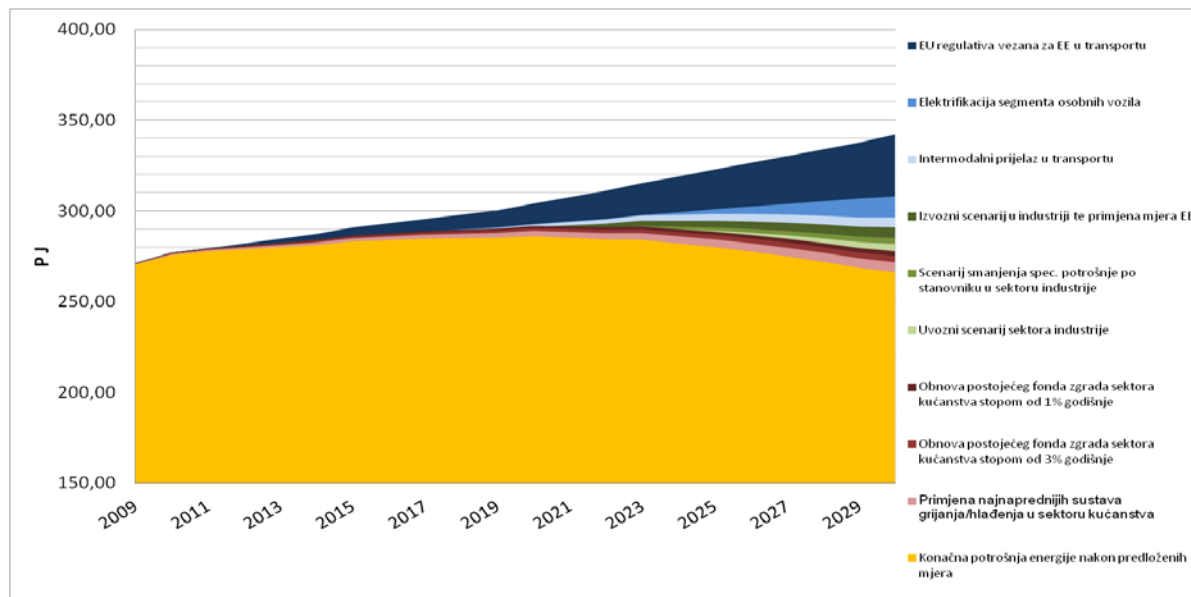
OIE. Također, analiza će biti izvršena samo za „Bijeli“, „Plavi“, „Zeleni“ i „Zamjena“ scenarij pošto oni predviđaju značajniju izgradnju termoelektrana, a promatrati će se normalni hidrološki podscenarij. Cilj ove analize je utvrditi da li se predviđeni kapaciteti mogu prilagoditi značajnoj izgradnji OIE te kako će to utjecati na ukupan broj radnih sati pri nazivnom opterećenju.

## 4. REZULTATI

Nakon proračuna buduće potražnje za električnom energijom, u EnergyPLAN modelu je provedena scenarijska analiza prethodno opisanih podataka, uz korištenje modela otvorenog sustava. To znači da sustav koristi unaprijed postavljene prijenosne kapacitete za izmjenu električne energije sa susjednim sustavima. U nastavku slijede rezultati modela buduće potražnje za električnom energijom. Potom će uslijediti tablični prikazi rezultata modela za pojedine scenarije s podscenarijima za 2020. i 2030. Nakon toga, dobiveni rezultati će se analizirati sa stajališta proizvodnje električne energije, utjecaja na okoliš i ekonomskih faktora. Na kraju, biti će prikazani rezultati analize pojačane penetracije vjetroelektrana.

### 4.1 Proračunata buduća energetska potrošnja

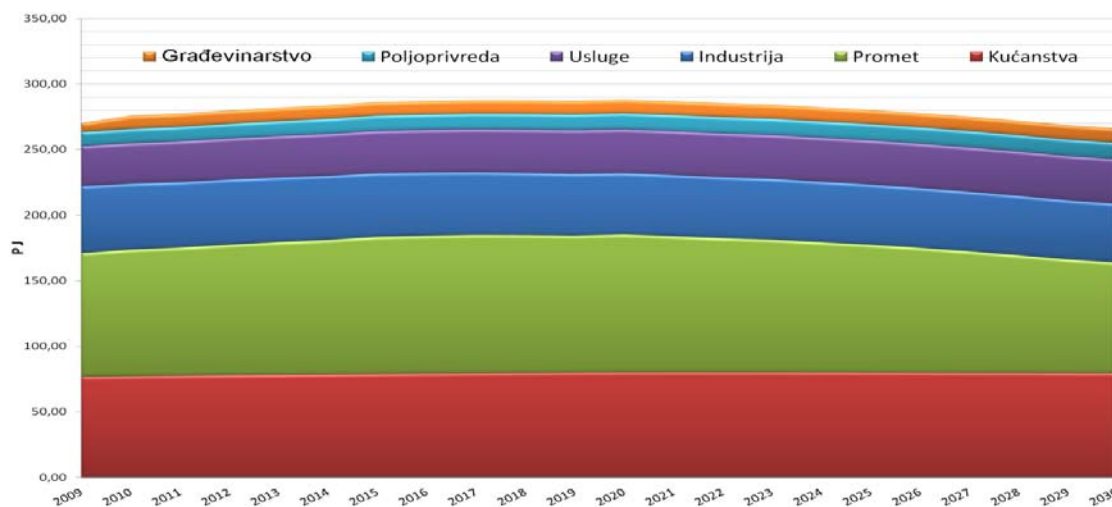
Kao što je ranije pojašnjeno, jedan od osnovnih ulaznih parametara prilikom planiranja energetskog sustava je potrošnja električne energije i njeno buduće kretanje pa će se za početak prezentirati rezultati proračuna buduće potrošnje energije. Rezultati spajanja buduće potrošnje energije svih sektora u projekciju kretanja nacionalne potrošnje energije do 2030. godine prikazani su na [Slika 14].



**Slika 14.** *Projekcija potražnje za energijom do 2030 godine., u PJ*

Kao što je vidljivo iz [Slika 14], predviđeno je i nekoliko scenarija koji za cilj imaju smanjenje potrošnje energije u sektorima transporta, industrije, kućanstva, itd. Za potrebe ovog rada korist će se potrošnja u slučaju uspješne provedbe svih navedenih scenarija. Time će se proučavanje posvetiti samo dobavnoj strani energetskog sustava, pošto se na strani potrošača pretpostavljaju

spominjani scenariji. Na [Slika 14], taj scenarij je prikazan žutom bojom, a podjela potrošnje po pojedinim sektorima je vidljiva na [Slika 15].



**Slika 15.** Potražnja za energijom po sektorima do 2030. godine, u PJ

## 4.2 Podatci dobiveni EnergyPLAN modelom

U ovom poglavlju biti će prikazani rezultati dobiveni EnergyPLAN modelom koristeći ranije opisane scenarije i podscenarije. Zbog preglednosti podataka, svaki od scenarija biti će prezentiran u vlastitoj tablici te ukratko analiziran, a analize interesnih područja biti će provedene u kasnijim poglavljima.

**Tablica 8.** Rezultati Plavog scenarija

PLAVI SCENARIJ		NORMALNA HIDROLOGIJA		SUŠNA HIDROLOGIJA		VLAŽNA HIDROLOGIJA	
GODINA	2009.	2020.	2030.	2020.	2030.	2020.	2030.
ENERGY DEMAND [TWh]	18,459	19,839	22,604	19,839	22,604	19,839	22,604
ENERGY DEMAND BEZ OIE [TWh]	12,069	13,339	16,104	15,309	18,074	11,379	14,144
PROIZVODNJA IZ OIE [TWh]	6,39	6,5	6,5	4,53	4,53	8,46	8,46
UVOZ [TWh]	7,82	0,99	1,01	1,9	1,47	0,45	0,43
IZVOZ [TWh]	0,64	0,09	0,01	0,01	0	0,38	0,07
Mt CO <sub>2</sub>	19,487	22,84	28,352	23,791	29,835	21,757	27,037
TROŠAK CO <sub>2</sub> [mil. €]	389,74	685,2	1134,08	713,73	1193,4	652,71	1081,48
TROŠAK UVOZA [mil. €]	208	45	42	88	67	20	17
PRIHOD IZVOZA [mil. €]	-53	-4	-1	-1	0	-14	-3
TROŠAK GORIVA [mil. €]	2624	3173	5935	3514	4785	3379	4576
GODIŠNJI TROŠAK [mil. €]	3212	3899	7110	4315	6045	4038	5671
INVESTICIJSKI TROŠAK [mil. €]	-	1070	1070	1070	1070	1070	1070

Iz [Tablica 8] možemo očitati rezultate modela za „Plavi“ scenarij. Kao što je vidljivo, proizvodnja iz obnovljivih izvora energije u ovom scenariju relativno stagnira, tj. vezana je direktno na proizvodnju iz hidroelektrana i u ovom slučaju ovisi samo o hidrološkim podscenarijima. Scenarij bilježi pad uvoza električne energije što ukazuje na to da predviđeni kapaciteti zadovoljavaju potražnju i nakon izlaska NE Krško iz pogona, no zbog velikih kapaciteta termoelektrana na ugljen dolazi do velikog porasta emisija CO<sub>2</sub>. Sukladno navedenome raste i godišnji trošak, prvenstveno zbog emisija CO<sub>2</sub> i povećanja troškova goriva.

**Tablica 9. Rezultati Zelenog scenarija**

ZELENI SCENARIJ		NORMALNA HIDROLOGIJA		SUŠNA HIDROLOGIJA		VLAŽNA HIDROLOGIJA	
GODINA	2009.	2020.	2030.	2020.	2030.	2020.	2030.
ENERGY DEMAND [TWh]	18,459	18,459	22,604	19,839	22,604	19,839	22,604
ENERGY DEMAND BEZ OIE [TWh]	12,069	11,959	16,104	15,309	18,074	11,379	14,144
PROIZVODNJA IZ OIE [TWh]	6,39	6,5	6,5	4,53	4,53	8,46	8,46
UVOZ [TWh]	7,82	1,89	1,63	3,06	2,61	1,05	0,98
IZVOZ [TWh]	0,64	0,09	0,37	0,01	0,12	0,33	0,66
Mt CO <sub>2</sub>	19,487	20,133	18,334	20,697	18,891	19,47	17,685
TROŠAK CO <sub>2</sub> [mil. €]	389,74	603,99	733,36	620,91	755,64	584,1	707,4
TROŠAK UVOZA [mil. €]	208	86	73	141	119	47	43
PRIHOD IZVOZA [mil. €]	-53	-3	-13	0	-4	-12	-25
TROŠAK GORIVA [mil. €]	2624	3675	5553	3745	5698	3592	5385
GODIŠNJI TROŠAK [mil. €]	3212	4362	6346	4507	6569	4211	6110
INVESTICIJSKI TROŠAK [mil. €]	-	460	3500	460	3500	460	3500

Rezultati „Zelenog“ scenarija, prezentirani u [Tablica 9], pokazuju isti trend kretanja proizvodnje iz obnovljivih izvora energije kao i u prethodnom scenariju, također zbog manjka izgradnje većih kapaciteta OIE zapravo predstavljaju proizvodnju iz hidroelektrana pod utjecajem različitih hidrologija. No, za razliku od prethodnog scenarija, „Zeleni“ scenarij bilježi pad uvoza električne energije i u drugom vremenskom periodu. U pitanju je izgradnja nuklearne elektrane od 1 GW koja nadoknađuje energiju izgubljenu izlaskom NE Krško iz pogona, ali ima i pozitivan utjecaj na emisiju CO<sub>2</sub>. S druge strane, godišnji trošak se gotovo udvostručio u odnosu na baznu godinu zbog velikog porasta troškova goriva, a i sam investicijski trošak scenarija je dvostruko veći od troška prethodnog scenarija i drugi po iznosu od svih osam promatranih scenarija.



Tablica 10. Rezultati Bijelog scenarija

BIJELI SCENARIJ		NORMALNA HIDROLOGIJA		SUŠNA HIDROLOGIJA		VLAŽNA HIDROLOGIJA	
GODINA	2009.	2020.	2030.	2020.	2030.	2020.	2030.
ENERGY DEMAND [TWh]	18,459	19,839	22,604	19,839	22,604	19,839	22,604
ENERGY DEMAND BEZ OIE [TWh]	12,069	13,339	16,104	15,309	18,074	11,379	14,144
PROIZVODNJA IZ OIE [TWh]	6,39	6,5	6,5	4,53	4,53	8,46	8,46
UVOZ [TWh]	7,82	0,99	0,1	1,9	0,16	0,45	0,07
IZVOZ [TWh]	0,64	0,09	1,27	0,01	0,73	0,38	1,85
Mt CO2	19,487	22,84	19,223	23,791	20,352	21,757	18,361
TROŠAK CO2 [mil. €]	389,74	685,2	768,92	713,73	814,08	652,71	734,44
TROŠAK UVOZA [mil. €]	208	45	4	88	6	20	2
PRIHOD IZVOZA [mil. €]	-53	-4	-48	-1	-26	-14	-76
TROŠAK GORIVA [mil. €]	2624	3173	3211	3514	3286	3379	3154
GODIŠNJI TROŠAK [mil. €]	3212	3899	3936	4315	4080	4038	3814
INVESTICIJSKI TROŠAK [mil. €]	-	1070	3500	1070	3500	1070	3500

„Bijeli“ scenarij daje rezultate slične prethodnim scenarijima zbog samog koncepta scenarija koji je u prvom periodu identičan „Plavom“ scenariju, a u drugom periodu „Zelenom“ scenariju sa izgradnjom nuklearne elektrane. Tako već u prvom periodu imamo pad uvoza kao posljedicu izgradnje novih kapaciteta koji su ekonomski pogodniji za pogon od postojeći termoelektrana na mazut, a u drugom periodu uvoz još više pada zbog ulaska NE u pogon te se javlja i veći izvoz. Vidljiv je i blagi porast emisija CO<sub>2</sub>, značajnije u prvom periodu zbog korištenja većeg broja termoelektrana, ali i nepoželjni trendovi rasta godišnjih troškova, kao i povećanje investicijskog troška koji prati izgradnju NE. Potpuni rezultati su prikazani u [Tablica 10], a kao i kod prva dva scenarija, ni ovdje nema značajnijih promjena po pitanju proizvodnje iz OIE pošto se u rezultatima samo ogledaju posljedice različitih hidrologija na postojeće kapacitete.

Generalno o rezultatima „konvencionalnih“ scenarija možemo reći kako predstavljaju opciju koja uz srednje do visoke investicijske troškove održava otprilike jednaku ovisnost o uvozu i emisije kakve imamo u baznoj godini. Izlazak većeg broja postrojenja iz sustava mora se kompenzirati dovoljnom izgradnjom novih postrojenja što ovi scenariji postižu samo uz izgradnju nuklearne elektrane. Također, promatrani scenariji nisu predviđali značajne izgradnje kapaciteta obnovljivih izvora energije zbog čega su prisutna smanjenja emisija stakleničkih plinova posljedica izlaska postojećih postrojenja iz pogona, a ne izgradnje ekološki prihvatljivijih postrojenja o čemu valja razmisliti kako bi se zadovoljile preuzete obveze po pitanju smanjenja emisija stakleničkih plinova.

Tablica 11. Rezultati VE scenarija

VE SCENARIJ		NORMALNA HIDROLOGIJA		SUŠNA HIDROLOGIJA		VLAŽNA HIDROLOGIJA	
GODINA	2009.	2020.	2030.	2020.	2030.	2020.	2030.
ENERGY DEMAND [TWh]	18,459	19,839	22,604	19,839	22,604	19,839	22,604
ENERGY DEMAND BEZ OIE [TWh]	12,069	10,479	11,334	12,449	13,304	8,529	9,384
PROIZVODNJA IZ OIE [TWh]	6,39	9,36	11,27	7,39	9,3	11,31	13,22
UVOZ [TWh]	7,82	4,79	9,97	6,39	11,63	3,37	8,06
IZVOZ [TWh]	0,64	0,21	0,17	0,09	0,09	0,42	0,32
Mt CO <sub>2</sub>	19,487	16,805	15,311	16,981	15,24	16,63	15,259
TROŠAK CO <sub>2</sub> [mil. €]	389,74	504,15	612,44	509,43	609,6	498,9	610,36
TROŠAK UVOZA [mil. €]	208	222	448	296	531	155	368
PRIHOD IZVOZA [mil. €]	-53	-8	-7	-4	-3	-17	-13
TROŠAK GORIVA [mil. €]	2624	3005	2901	3014	2922	2996	2899
GODIŠNJI TROŠAK [mil. €]	3169	3723	3954	3815	4060	3633	3864
INVESTICIJSKI TROŠAK [mil. €]	-	1947	1120	1947	1120	1947	1120

U [Tablica 11] prikazani su rezultati „VE“ scenarija, prvog od scenarija koji predviđaju veću implementaciju obnovljivih izvora energije u sustav. Ovisno o hidrološkom podscenariju, proizvodnja iz OIE raste od 15 do čak 106% u odnosu na baznu godinu. Ipak, i dalje je prisutan problem izlaska NE Krško iz pogona. Uvoz u prvom periodu pada kao posljedica izgradnje novih kapaciteta, ali s izlaskom NE Krško iz pogona te izlaskom ostalih konvencionalnih uvoz naglo raste. Pozitivne strane su velik pad emisija CO<sub>2</sub> i troškova vezanih na iste. Što se tiče potrošnje goriva, ona raste, no samo kao posljedica porasta potražnje koja traži da se postojeći kapaciteti konvencionalnih elektrana iskorištavaju većim intenzitetom nego do sada. To u kombinaciji sa cijenom emisija CO<sub>2</sub> ima za posljedicu porast godišnjeg troška, no uz relativno niske investicijske troškove. Za daljnje proučavanje bi bilo zanimljivo proučiti dodatne investicijske troškove kako bi se povećali planirani kapaciteti te pokušati utvrditi da li je moguće povećanjem kapaciteta nadoknaditi gubitak NE u sustavu korištenjem energije vjetra.

Tablica 12. Rezultati RES scenarija

RES SCENARIJ		NORMALNA HIDROLOGIJA		SUŠNA HIDROLOGIJA		VLAŽNA HIDROLOGIJA	
GODINA	2009.	2020.	2030.	2020.	2030.	2020.	2030.
ENERGY DEMAND [TWh]	18,459	19,839	22,604	19,839	22,604	19,839	22,604
ENERGY DEMAND BEZ OIE [TWh]	12,069	9,139	9,514	10,789	11,154	7,509	7,874
PROIZVODNJA IZ OIE [TWh]	6,39	10,7	13,09	9,05	11,45	12,33	14,73
UVOZ [TWh]	7,82	3,78	8,14	4,98	9,6	2,77	6,78
IZVOZ [TWh]	0,64	0,34	0,29	0,18	0,19	0,62	0,49
Mt CO <sub>2</sub>	19,487	16,695	15,162	16,865	15,338	16,519	15,215
TROŠAK CO <sub>2</sub> [mil. €]	389,74	500,85	606,48	505,95	613,52	495,57	608,6
TROŠAK UVOZA [mil. €]	208	174	370	231	437	127	307
PRIHOD IZVOZA [mil. €]	-53	-13	-12	-7	-7	-25	-20
TROŠAK GORIVA [mil. €]	2624	2999	2918	3008	2902	2990	2898
GODIŠNJI TROŠAK [mil. €]	3212	3661	3882	3738	3946	3588	3794
INVESTICIJSKI TROŠAK [mil. €]	-	19,839	22,604	19,839	22,604	19,839	22,604

„RES“ scenarij također predviđa pojačanu implementaciju različitih obnovljivih izvora energije te je stoga evidentan i porast proizvodnje iz istih. U najgorem slučaju, tj. u scenariju sušne hidrologije, proizvodnja raste za 41% u odnosu na baznu godinu, a u najboljem, tj. u slučaju vlažnog hidrološkog podscenarija raste za čak 130% u odnosu na baznu godinu. Također, scenarij se dobro nosi sa izlaskom NE iz pogona u drugom promatranom periodu. Tako je npr. u normalnom podscenariju proračunat porast uvoza od samo 4% u odnosu na baznu godinu, dok se potražnja povećala za 22,5% u odnosu na baznu godinu. Ponovno je prisutna velika ovisnost o hidrološkom podscenariju, ali i pad emisija CO<sub>2</sub>. Kao i kod preostala dva scenarija bazirana na pojačanoj implementaciji obnovljivih izvora energije, prisutan je konstantan pad emisija CO<sub>2</sub> od čak 23 % u odnosu na baznu godinu, ali valja imati na umu činjenicu da među njima ovaj scenarij najbolje podnosi izlazak NE iz pogona. Glavni nedostatak ovog scenarija je iznimno visok investicijski trošak, koji je ujedno i najveća investicija od svih promatranih scenarija. Ovdje do izražaja dolaze trenutno još uvijek visoke cijene investicija u obnovljive izvore energije. Detaljni rezultati scenarija prikazani su u gornjoj tablici.

Tablica 13. Rezultati HE scenarija

HE SCENARIJ		NORMALNA HIDROLOGIJA		SUŠNA HIDROLOGIJA		VLAŽNA HIDROLOGIJA	
GODINA	2009.	2020.	2030.	2020.	2030.	2020.	2030.
ENERGY DEMAND [TWh]	18,459	19,839	22,604	19,839	22,604	19,839	22,604
ENERGY DEMAND BEZ OIE [TWh]	12,069	12,879	14,464	14,379	16,174	11,389	12,754
PROIZVODNJA IZ OIE [TWh]	6,39	6,96	8,14	5,46	6,43	8,45	9,85
UVOZ [TWh]	7,82	6,62	12,68	8,03	14,93	5,36	10,99
IZVOZ [TWh]	0,64	0,02	0	0	0	0,1	0
Mt CO <sub>2</sub>	19,487	17,066	15,255	17,14	15,372	16,931	15,245
TROŠAK CO <sub>2</sub> [mil. €]	389,74	511,98	610,2	514,2	614,88	507,93	609,8
TROŠAK UVOZA [mil. €]	208	308	599	372	656	248	503
PRIHOD IZVOZA [mil. €]	-53	-1	0	0	0	-3	0
TROŠAK GORIVA [mil. €]	2624	3019	2923	3023	2904	3012	2923
GODIŠNJI TROŠAK [mil. €]	3212	3838	4132	3909	4175	3765	4036
INVESTICIJSKI TROŠAK [mil. €]	-	19,839	22,604	19,839	22,604	19,839	22,604

Posljednji u nizu scenarija koji predviđaju intenzivnu izgradnju obnovljivih izvora energije je „HE“ scenarij, čiji su rezultati prikazani u [Tablica 13]. Zbog intenzivne izgradnje hidroelektrana bilježi se porast proizvodnje iz OIE, no u velikoj ovisnosti o hidrološkim scenarijima. Izgradnja novih kapaciteta pomaže zadovoljiti potražnju u prvom periodu pa dolazi do pada, osim u slučaju sušnih hidroloških uvjeta, ali izlaskom NE Krško iz pogona u drugom periodu dolazi do značajnog porasta uvoza. „HE“ scenarij je karakterističan i po ograničenom potencijalu za izgradnju novih proizvodnih kapaciteta. Kao što je već rečeno, izgradnjom novih hidroelektrana iskoristila bi se otprilike trećina ukupnog potencijala u RH. Usprkos velikoj izgradnji, scenarij još uvijek ne smanjuje ovisnost o uvozu nego ona raste sa 42% u baznoj godini na 56% u 2030. za slučaj normalne hidrologije, a u slučaju sušne hidrologije uvoz je još veći. Možemo zaključiti da ovaj model stoga nije održiv te se pojačana izgradnja hidroelektrana unutar promatranog sustava valja kombinirati sa ostalim obnovljivim izvorima energije ili sa konvencionalnim izvorima energije ukoliko se želi smanjiti ovisnost o uvozu i hidrološkim uvjetima te povećati sigurnost dobave.

Tablica 14. Rezultati Scenarija zamjene

SCENARIJ ZAMJENE		NORMALNA HIDROLOGIJA		SUŠNA HIDROLOGIJA		VLAŽNA HIDROLOGIJA	
		2009.	2020.	2030.	2020.	2030.	2020.
GODINA	2009.	2020.	2030.	2020.	2030.	2020.	2030.
ENERGY DEMAND [TWh]	18,459	19,839	22,604	19,839	22,604	19,839	22,604
ENERGY DEMAND BEZ OIE [TWh]	12,069	13,339	16,104	15,309	18,074	11,379	17,074
PROIZVODNJA IZ OIE [TWh]	6,39	6,5	6,5	4,53	4,53	8,46	5,53
UVOZ [TWh]	7,82	0,12	2,22	0,43	3,44	0,36	1,22
IZVOZ [TWh]	0,64	0,59	0,09	0,23	0,01	0,58	0,24
Mt CO <sub>2</sub>	19,487	21,732	24,126	22,802	24,697	22,216	23,461
TROŠAK CO <sub>2</sub> [mil. €]	389,74	651,96	965,04	684,06	987,88	666,48	938,44
TROŠAK UVOZA [mil. €]	208	5	103	20	162	17	57
PRIHOD IZVOZA [mil. €]	-53	-22	-3	-9	-1	-22	-9
TROŠAK GORIVA [mil. €]	2624	2597	2711	2646	2739	2614	2678
GODIŠNJI TROŠAK [mil. €]	3212	3232	3776	3341	3888	3275	3664
INVESTICIJSKI TROŠAK [mil. €]	-	771,16	149,5	771,16	149,5	771,16	149,5

Rezultati scenarija „Zamjene“ dati su u [Tablica 14]. Kao prvo vidljivo je da se proizvodnja iz obnovljivih izvora energije ne mijenja kroz periode već samo u ovisnosti o hidrološkim scenarijima što je i za očekivati pošto je scenarij osmišljen na način da se proizvodni kapaciteti ne mijenjaju već da samo smanjuje njihov utrošak goriva. Također, sve tri hidrologije daju izrazit pad uvoza u prvom periodu kao posljedicu zamjene termoelektrana na mazut sa plinskim elektranama. Uslijed zamjene te termoelektrane postaju isplative tržišnoj regulaciji modela te se stavljaju u pogon te ovisnost o uvozu pada. Niska ovisnost o uvozu (u slučaju normalne hidrologije iznosi tek 1%), ukazuje na činjenicu koliki je potencijal sustava ukoliko se postojeći kapaciteti na mazut zamjene s elektranama koje imaju niže pogonske troškove. U drugom periodu uvoz raste zbog izlaska NE Krško iz pogona, što je i očekivano, no ovaj scenarij se vrlo dobro nosi sa njenim izlaskom. U svim podscenarijima prisutan je pad uvoza u odnosu na baznu godinu, za najmanje 50%, no valja imati na umu i porast potrošnje, tako da ovisnost pada sa 42 na 15% u odnosu na baznu godinu u najgorem slučaju, a u najboljem slučaju na 5%. Nažalost, ovaj scenarij ne daje smanjenje emisija CO<sub>2</sub> već njihov porast, pošto nove elektrane s istim nazivnim kapacitetom sada imaju puno više radnih sati. Što se tiče cijene goriva, prisutan je blagi pad zbog ranije objašnjene pretpostavke o manjoj specifičnoj potrošnji zamjenskih postrojenja. Po pitanju investicijskog troška, ovaj scenarij je najpovoljniji od svih promatranih, osim scenarija „Usporene gradnje“ koji ne daje ni približno dobre rezultate na drugim područjima.

Tablica 15. Rezultati Scenarija usporene gradnje

SCENARIJ USPORENE GRADNJE		NORMALNA HIDROLOGIJA		SUŠNA HIDROLOGIJA		VLAŽNA HIDROLOGIJA	
GODINA	2009.	2020.	2030.	2020.	2030.	2020.	2030.
ENERGY DEMAND [TWh]	18,459	19,839	22,604	19,839	22,604	19,839	22,604
ENERGY DEMAND BEZ OIE [TWh]	12,069	12,619	14,674	13,509	16,644	10,659	12,714
PROIZVODNJA IZ OIE [TWh]	6,39	7,22	7,93	5,24	5,96	9,18	9,89
UVOZ [TWh]	7,82	4,66	6,45	6,33	8,27	3,21	4,81
IZVOZ [TWh]	0,64	0,07	0,02	0,01	0	0,23	0,1
Mt CO <sub>2</sub>	19,487	18,649	18,832	18,898	18,967	18,342	18,582
TROŠAK CO <sub>2</sub> [mil. €]	389,74	559,47	753,28	566,94	758,68	550,26	743,28
TROŠAK UVOZA [mil. €]	208	218	299	295	382	148	223
PRIHOD IZVOZA [mil. €]	-53	-3	-1	0	0	-8	-4
TROŠAK GORIVA [mil. €]	2624	3133	3143	3146	3150	3117	3130
GODIŠNJI TROŠAK [mil. €]	3212	3907	4194	4008	4291	3807	4092
INVESTICIJSKI TROŠAK [mil. €]	-	552	664	552	664	552	664
CEEP [TWh]	-	19,839	22,604	19,839	22,604	19,839	22,604

Scenarij „Usporena gradnja“, čiji su rezultati prikazani u [Tablica 15], daje očekivane rezultate za pretpostavljene uvjete. Evidentan je blagi porast proizvodnje iz obnovljivih izvora energije kao posljedica gradnje novih kapaciteta OIE. Uvoz pada, a porast uvoza nakon izlaska NE Krško iz pogona nije visok koliko je to očekivano. Iz toga se može zaključiti kako su izgrađeni kapaciteti dovoljni da zamjene NE i smanje ovisnost o uvozu slično kao i u prethodnom scenariju, iako je ovdje u najpovoljnijem slučaju ovisnost na razini od 21% potrošnje. Prisutan je i blagi pad emisije CO<sub>2</sub> u svim podscenarijima. Valja naglasiti prednost ovog scenarija koja leži u vrlo niskim investicijskim troškovima, koji su proračunati kao najniži od svih promatranih scenarija.

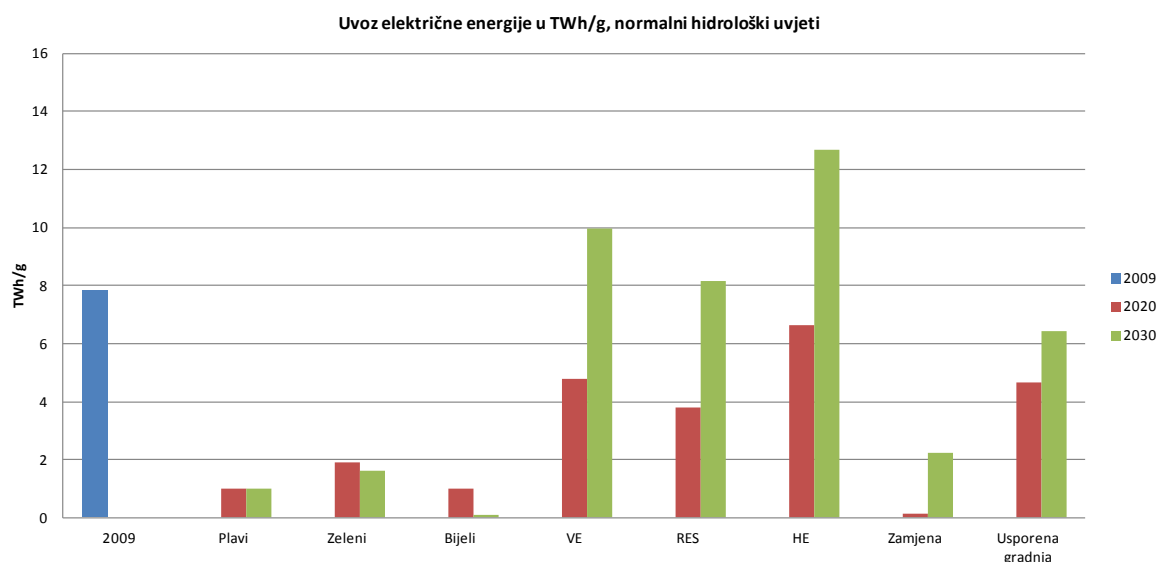
Analiza dobivenih rezultata za sve scenarije daje nekoliko jasnih smjernica za daljnje promišljanje. Kao što je očekivano, konvencionalni izvori energije daju veću sigurnost opskrbe, dok obnovljivi izvori energije daju smanjenje emisija i veću fleksibilnost sustava. Konzervativni scenariji zamjene termoelektrana i usporene gradnje u sustavu prednjače po svojim niskim investicijskim troškovima te upućuju na iskorištavanje postojećeg potencijala sustava promjenom goriva termoelektrana na mazut kako bi postale ekonomski isplativije.

Valja naglasiti kako nijedan od postavljenih scenarija i podscenarija nije izazvao kritičan višak proizvedene električne energije te stoga taj podatak nije posebno navođen u prethodnim tablicama.

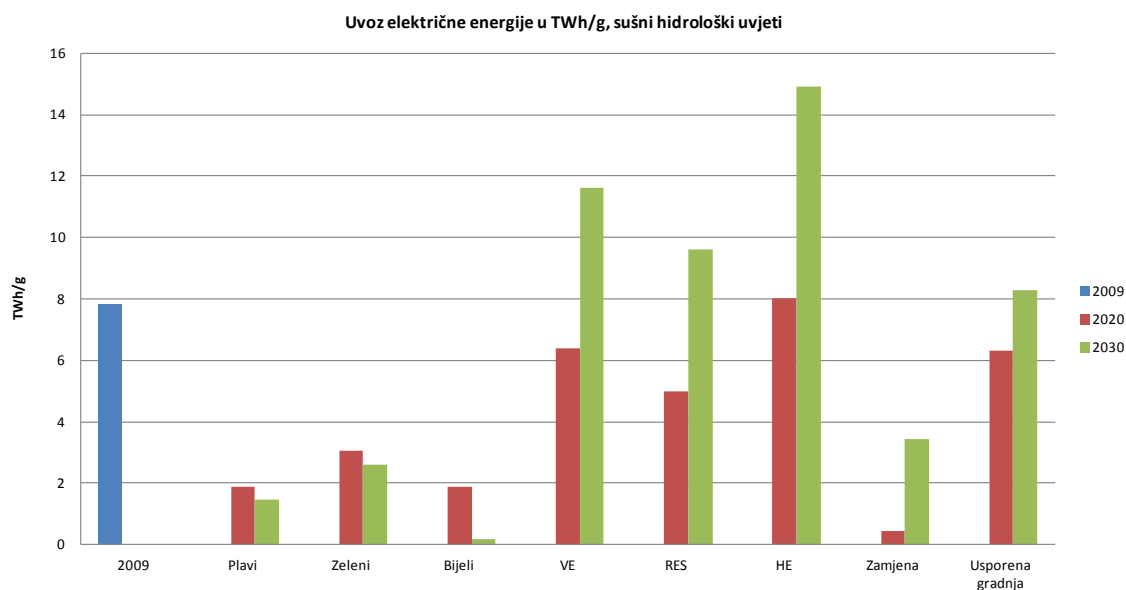
### 4.3 Analiza proizvodnje električne energije

Kao što je već naglašeno, primarna zadaća elektroenergetskog sustava je namirivanje potražnje za električnom energijom. Stoga će količina uvezene električne energije biti dobar pokazatelj koliko uspješno sustav predložen pojedinim scenarijem zadovoljava potražnju pošto se sva potražnja mora zadovoljiti, a ona električna energija koja se ne proizvede u sustavu, mora se uvesti iz nekog od susjednih sustava.

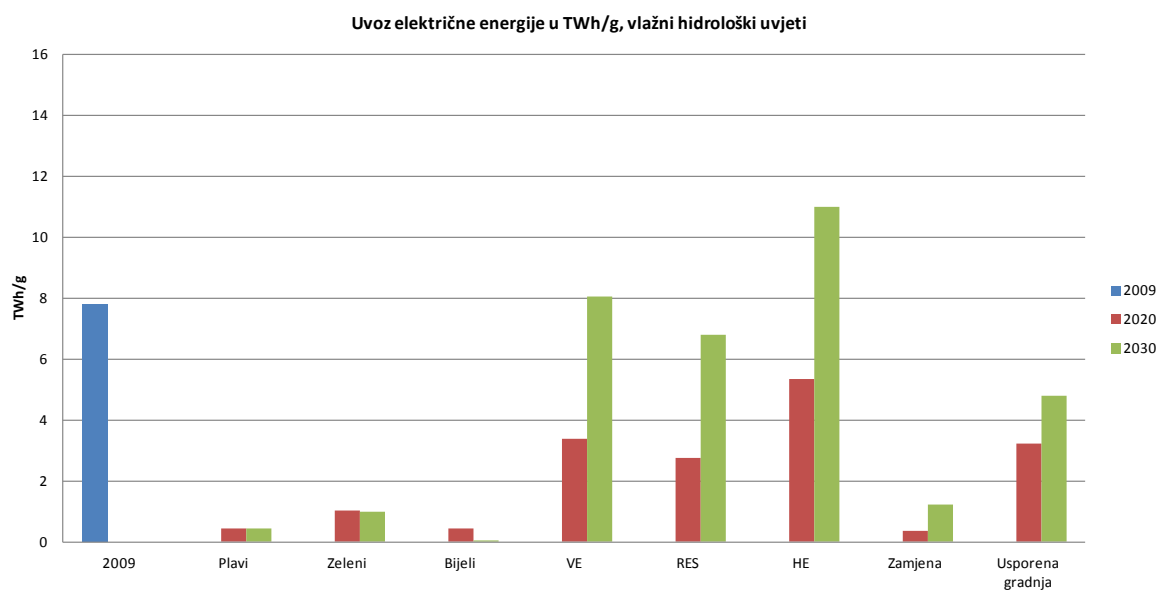
U rezultatima za sve scenarije dolazi do povećanja uvoza električne energije nakon izlaska NE Krško iz pogona, 2020. godine, osim u scenarijima „Bijeli“ i „Zeleni“ koji predviđaju izgradnju nuklearne elektrane kapaciteta 1 GW.



**Slika 16.** Proračunati uvoz električne energije u 2020. i 2030. za normalni hidrološki podscenarij



**Slika 17.** Proračunati uvoz električne energije u 2020. i 2030. za ekstremno suhi hidrološki podscenarij



**Slika 18.** Proračunati uvoz električne energije u 2020. i 2030. za ekstremno vlažni hidrološki podscenarij

Kao što je vidljivo iz gornjih dijagrama i rezultata navedenih u prošlom poglavlju, u 2009. godini uvezeno je 7.82 TWh ili 42,36% od ukupne potrošnje električne energije. Nakon toga, do najvećeg uvoza dolazi u „HE“ scenariju, u kojem se 66,05% od ukupne potrošnje električne energije mora namiriti iz uvoza u slučaju ekstremno suhih hidroloških uvjeta, u drugom promatranom periodu, tj. nakon izlaska NE Krško iz pogona. Istovremeno, najniži uvoz se postiže u scenariju „Zamjena“, u kojem uvoz namiruje samo 0,6 % ukupne potrošnje električne



energije. Ovo se može pojasniti zamjenom termoelektrana na mazut, koje imaju vrlo nizak broj radnih sati, sa termoelektranama na prirodni plin čija fleksibilnost i niža cijena goriva dolaze do izražaja prilikom modeliranja uz tržišnu regulaciju. Također, valja naglasiti da ovaj rezultat scenarij postiže u prvom vremenskom periodu, sa NE Krško u pogonu. Ukupno gledajući, svi predloženi scenariji dovode do smanjenja količine uvezene električne energije u prvom vremenskom periodu, osim „HE“ scenarija u slučaju sušne hidrologije kada proizvodnja iz hidroelektrana nije dovoljna da pokrije potrošnju. No i u tom slučaju zbog porasta potrošnje u odnosu na baznu godinu, ovisnost o uvozu pada u odnosu na baznu godinu.

U drugom vremenskom periodu, nakon izlaska NE Krško iz pogona, dolazi do neizbježnog rasta uvoza električne energije, osim u scenarijima „Bijeli“ i „Zeleni“ koji predviđaju zamjenu još snažnijom nuklearnom elektranom što dovodi do daljnjeg pada uvoza električne energije do razine na kojoj se samo 0,3% ukupne potrošnje električne energije zadovoljava iz uvoza, što je praktički zanemariva ovisnost. Detaljniji rezultati prezentirani su u [Tablica 16].

**Tablica 16. Proračunati iznosi uvoza električne energije**

SCENARIJ	UVOZ ELEKTRIČNE ENERGIJE [TWh/a]						
	2009.	HIDROLOGIJA					
		NORMALNA		SUŠNA		VLAŽNA	
		2020.	2030.	2020.	2030.	2020.	2030.
Plavi	7,82	0,99	1,01	1,9	1,47	0,45	0,43
Zeleni	7,82	1,89	1,63	3,06	2,61	1,05	0,98
Bijeli	7,82	0,99	0,1	1,9	0,16	0,45	0,07
VE	7,82	4,79	9,97	6,39	11,63	3,37	8,06
RES	7,82	3,78	8,14	4,98	9,6	2,77	6,78
HE	7,82	6,62	12,68	8,03	14,93	5,36	10,99
Zamjena	7,82	0,12	2,22	0,43	3,44	0,36	1,22
Usporena gradnja	7,82	4,66	6,45	6,33	8,27	3,21	4,81

Također, vidljiva je izrazita razlika između scenarija koji se koriste konvencionalnim izvorima energije u odnosu na scenarije sa značajnom uporabom obnovljivih izvora energije. Od navedenih je posebno osjetljiv „HE“ scenarij u kojem se termoelektrane zamjenjuju hidroelektranama čime sustav postaje jako ovisan o hidrološkim uvjetima.

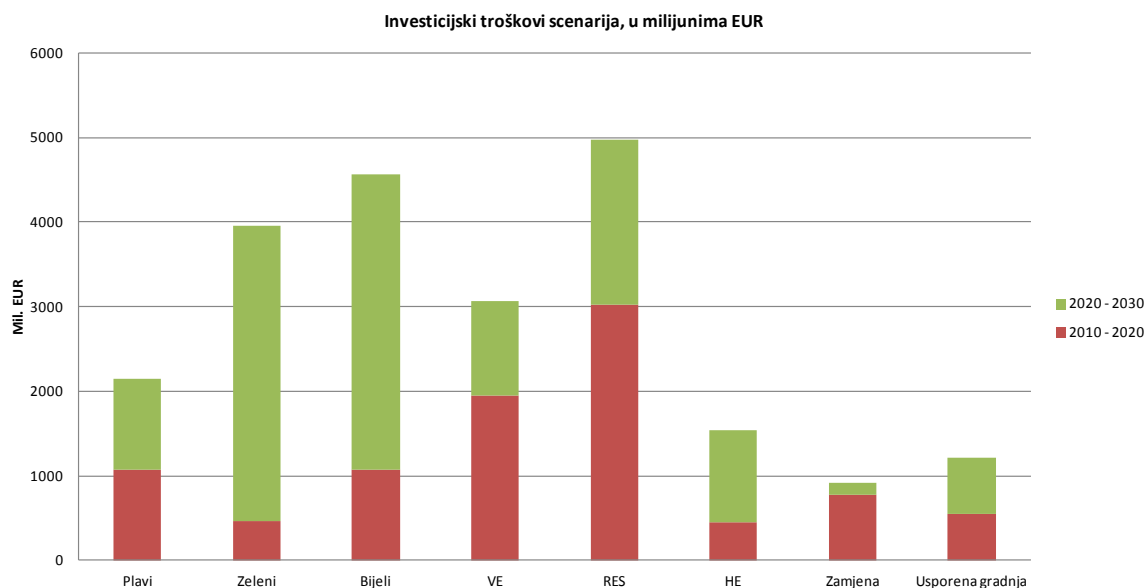
#### 4.4 Ekonomska analiza scenarija

Dodavanje novih elektrana u sustav zahtjeva značajna ulaganja, a odabir tehnologije značajan je zbog cijene goriva te troškova rada i održavanja postrojenja. Upotrebljavajući predviđanja budućih cijena goriva iz ranijih radova na ovom području [89] te troškove tehnologija [41], troškovi goriva i održavanja proračunati su u EnergyPLAN modelu, dok su se investicijski troškovi računali pomoću specifičnih cijena za pojedine tehnologije [41] i planiranih kapaciteta.

Kao što i očekivano, troškovi goriva povećali su se u svim scenarijima, a posebno u scenariju „Plavi“ gdje dolazi do povećanja u troškovima goriva za čak 126% u odnosu na troškove u baznoj godini. U scenariju „Zamjena“ dolazi do malog smanjenja potrošnje u odnosu na baznu godinu. Ova pojava se može objasniti kao kombinacija primijenjenog smanjenja specifične potrošnje goriva od 5% za nova postrojenja i povećanog broja radnih sati za elektrane na prirodni plin koje su zamijenile termoelektrane na mazut. Iako „Bijeli“ i „Zeleni“ scenarij najviše obećavaju u smislu namirivanja potražnje za električnom energijom, oni ujedno pokazuju i najveće povećanje u troškovima goriva. S druge strane, scenariji značajne izgradnje OIE, „VE“, „HE“ i „RES“ scenarij, pokazuju tek malo povećanje u troškovima goriva. Ta pojava se može objasniti činjenicom da se gorivo za obnovljive izvore energije može promatrati kao besplatno te je povećanje tek manifestacija porasta troškova goriva postojećih konvencionalnih elektrana uslijed povećanje cijena energenata. U ovim slučajevima dolazi do poskupljenja od oko 17% u prvom periodu i oko 11% u drugom vremenskom periodu s obzirom na troškove goriva u baznoj godini.

Po pitanju investicijskih troškova, najveći troškovi se odnose na „RES“ scenarij i iznose 4,97 milijardi eura, dok su daleko najniži investicijski troškovi predviđeni u slučaju scenarija „Zamjena“ – 0,92 milijarde eura.

Investicijski troškovi za sve scenarije prikazani su na [Slika 19]. Kao što je i očekivano, scenariji sa širom primjenom obnovljivih izvora energije su u cjenovnom razredu „Plavi“ scenarija, koji koristi konvencionalne izvore energije, zbog visokih investicijskih troškova, a u isto vrijeme ne uspijevaju proizvesti jednaku količinu električne energije.

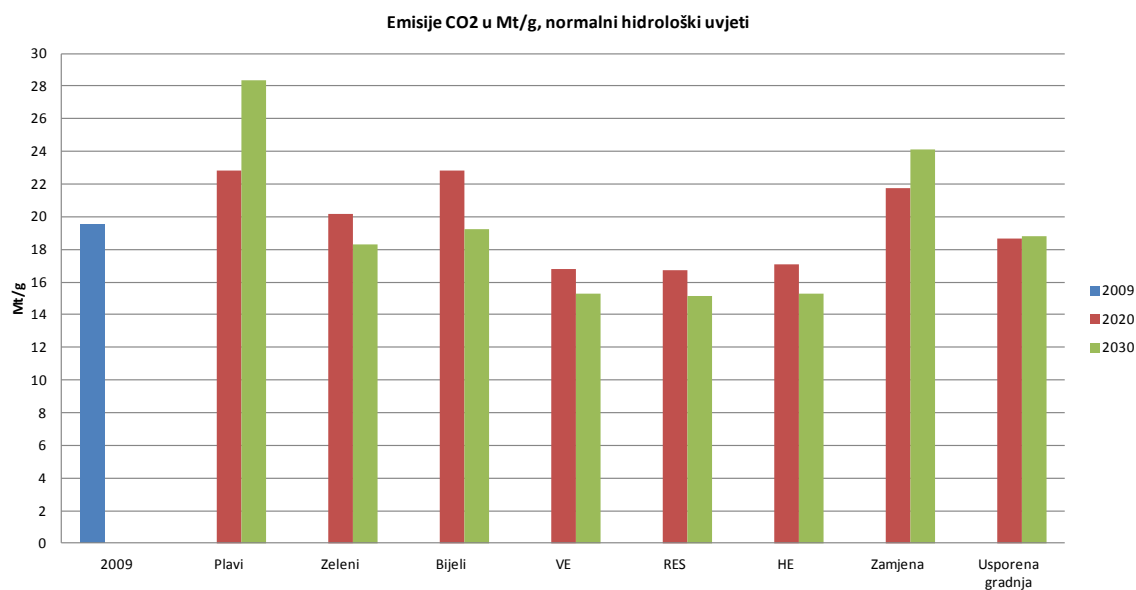


**Slika 19. Investicijski troškovi po scenarijima**

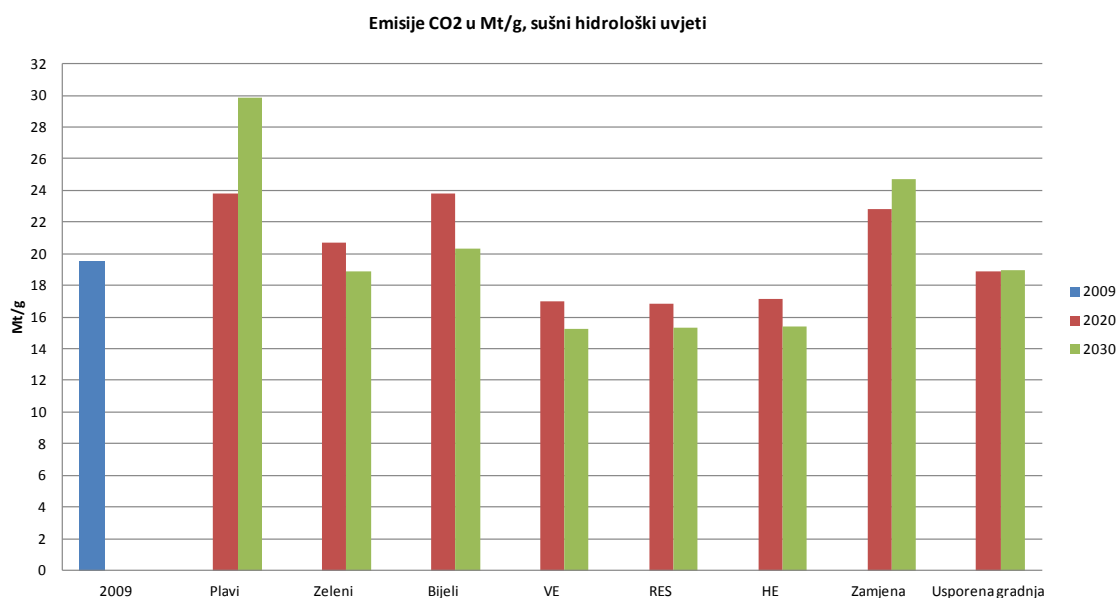
„Bijeli“ scenarij je otprilike u jednakom cjenovnom razredu kao i „RES“ scenarij, pri 4,57 milijardi eura zbog upotrebe skupe nuklearne tehnologije. Iako „RES“ ima manju ovisnost o uvozu u prvom periodu, nakon izlaska iz pogon NE Krško, njegova ovisnost o uvozu značajno raste. Ovo ukazuje na probleme implementacije obnovljivih izvora energije u sustave koji u svojem sastavu imaju značajan udio nuklearne energije kojima slijedi izlazak iz pogona, kao što je to viđeno u [17].

#### **4.5 Utjecaj na okoliš**

Utjecaj na okoliš svakog od scenarija promatrat će se kroz količinu emisija CO<sub>2</sub>. Prema dostupnim podacima [23], [39], u baznoj godini emisija CO<sub>2</sub> iznosila je 19,487 Mt.



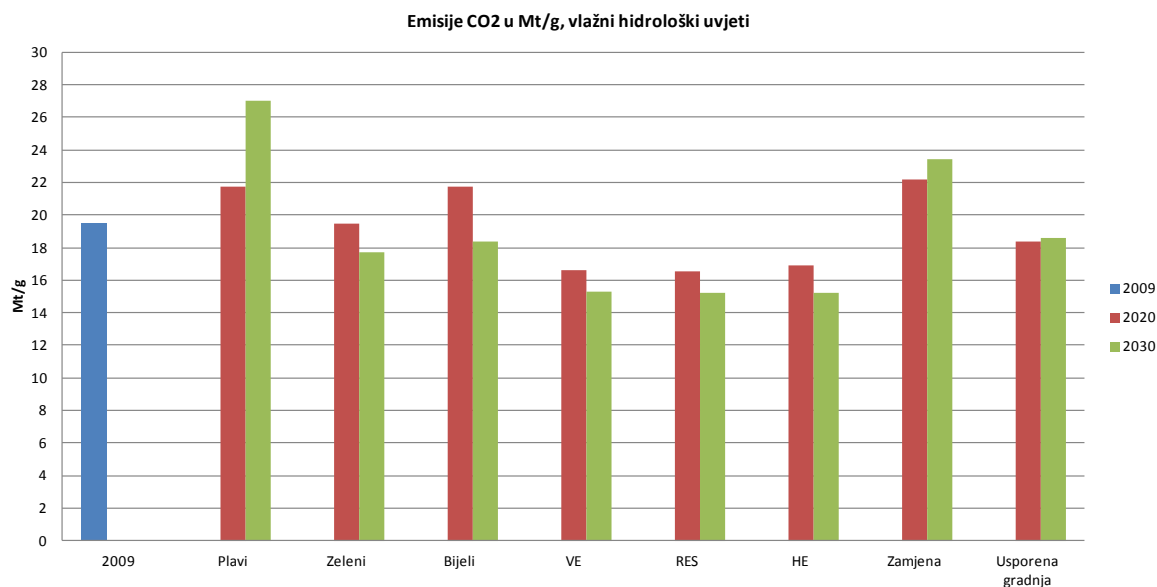
**Slika 20. Emisije CO<sub>2</sub> u Mt/g, normalni hidrološki podscenarij**



**Slika 21. Emisije CO<sub>2</sub> u Mt/g, ekstremno suhi hidrološki podscenarij**

Rezultati na [Slika 20] - [Slika 22] pokazuju smanjenje emisija CO<sub>2</sub> u scenarijima koji predviđaju značajnu izgradnju OIE, dok u slučaju korištenja konvencionalnih izvora energije, emisije rastu. Najveći porast prisutan je za scenarij „Zamjena“ od 26,7% u odnosu na baznu godinu. Scenariji Zelene knjige pokazuju porast emisija od oko 17% za „Plavi“ i „Bijeli“ scenarij te 3,3% za „Zeleni“ scenarij u prvom periodu za normalne hidrološke uvjete. U drugom periodu i „Zeleni“ i „Bijeli“ scenarij ostvaruju pad emisija zbog ulaska NE u pogon, dok „Plavi“ nastavlja sa rastom i doseže najveće emisije od svih scenarija za slučaj sušne hidrologije, sa konačnim povećanjem od 53,1% u odnosu na baznu godinu.

Scenariji značajne primjene obnovljivih izvora energije bilježe pad emisija u oba promatrana razdoblja. Kao što je vidljivo iz dijagrama za različite hidrologije, sva tri scenarija postižu slično smanjenje od kojih je najveće u slučaju „RES“ scenarija – 14 ÷ 16% u prvom i 21,3 ÷ 22,2% u drugom promatranom periodu. Detaljni rezultati su dati u [Tablica 17].



**Slika 22.** Emisije CO<sub>2</sub> u Mt/g, ekstremno vlažni hidrološki podscenarij

**Tablica 17.** Emisije CO<sub>2</sub> po scenarijima za različite hidrološke podscenarije

SCENARIJ	EMISIJE CO <sub>2</sub> [Mt/a]						
	2009.	HIDROLOGIJA					
		NORMALNA		SUŠNA		VLAŽNA	
		2020.	2030.	2020.	2030.	2020.	2030.
Plavi	19,487	22,84	28,352	23,791	29,835	21,757	27,037
Zeleni	19,487	20,133	18,334	20,697	18,891	19,47	17,685
Bijeli	19,487	22,84	19,223	23,791	20,352	21,757	18,361
VE	19,487	16,805	15,311	16,981	15,24	16,63	15,259
RES	19,487	16,695	15,162	16,865	15,338	16,519	15,215
HE	19,487	17,066	15,255	17,14	15,372	16,931	15,245
Usporena gradnja	19,487	21,732	24,126	22,802	24,697	22,216	23,461
Zamjena	19,487	18,649	18,832	18,898	18,967	18,342	18,582

Kao što je i očekivano, implementacija obnovljivih izvora energije uvelike smanjuje iznose emisija CO<sub>2</sub>, kao i troškove povezane s njima.

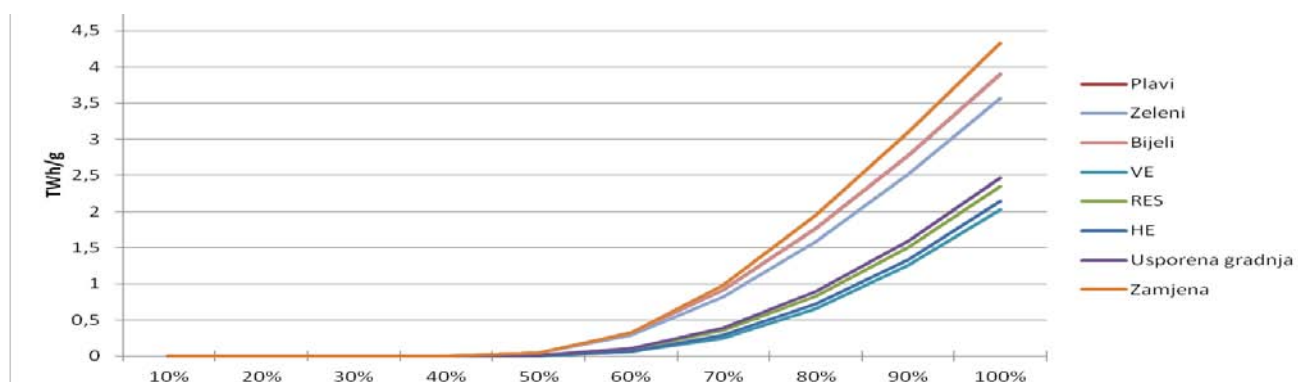
## 4.6 Utjecaj pojačane penetracije vjetra

Za kraj, prezentirat ćemo rezultate analize pojačane penetracije vjetra u zadane energetske sustave. Promatran je utjecaj penetracije vjetroelektrana za 2020. i 2030. godinu. Utjecaj pojačane penetracije vjetra promatrati će se kroz kritični višak proizvodnje električne energije, količinu uvoza i potrošnju goriva za sve scenarije i podscenarije. Također će biti prikazane LDC krivulje za scenarije koji predviđaju izgradnju konvencionalnih elektrana u normalnom hidrološkom podscenariju.

Kao što je ranije pojašnjeno, u otvorenom sustavu, ona električna energija koja u nekom trenutku nije potrebna za namirivanje potrošnje, pokušati će se izvesti. Ukoliko dođe do preopterećenja kapaciteta prijenosne mreže te ju nije moguće izvesti, ta energija se naziva kritičnim viškom proizvodnje električne energije (eng. critical excess electricity production) od kuda potječe akronim CEEP. Ova energija je prisutna kao pojam u EnergyPLAN modelu, no u stvarnom sustavu nikako nije dopustiva jer bi dovela do pada sustava. Zato će se u daljnjim analizama poseban naglasak davati na one razine penetracije vjetroelektrana koje neće dovoditi do proizvodnje kritičnog viška električne energije.

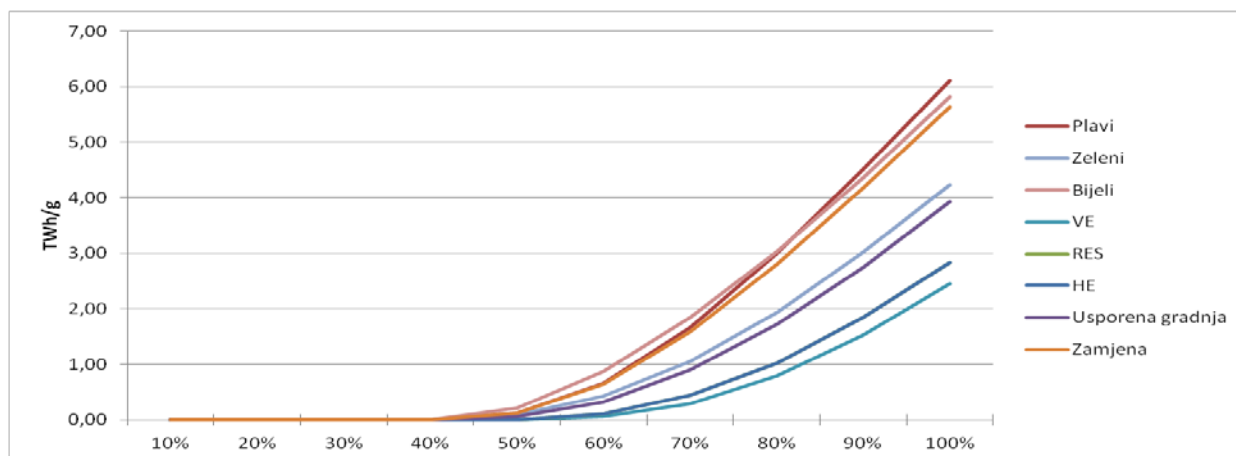
### 4.6.1 Utjecaj pojačane penetracije vjetra na kritični višak proizvodnje električne energije

Kao što se može vidjeti iz [Slika 23], kritični višak proizvodnje električne energije se ne javlja u nijednom od opisanih energetske scenarija za normalni hidrološki podscenarij do penetracije vjetroelektrana koja bi značila namirivanje 50% potrošnje električne energije iz vjetroelektrana. Također valja naglasiti da su na donjoj slici rezultati „Plavog“ scenarija identični rezultatima za „Bijeli“ scenarij s obzirom da plan izgradnje postrojenja predviđa identičnu izgradnju za oba scenarija u ovom periodu, što znači da će u 2020. godini ta dva sustava biti identična i shodno tome jednako reagirati na ulazak vjetroelektrana u sustav.



**Slika 23.** Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalne hidrološke podscenarije i 2020. godinu, u TWh/g

Na [Slika 24] vidljiva je ista ovisnost kao i na prethodnoj slici, no ovaj puta za 2030. godinu. Na njoj je jasno vidljivo i odstupanje „Bijelog“ scenarija kao posljedica izgradnje nuklearne elektrane – kritični višak proizvedene električne energije se javlja već pri 40 % potrošnje zadovoljene iz vjetroelektrana. Ranije opisani rast ovisnosti za obnovljive scenarije rezultira jasnom podjelom na konvencionalne i obnovljive scenarije po pitanju penetracije vjetroelektrana u sustav.



**Slika 24.** Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalne hidrološke podscenarije i 2030. godinu, u TWh/g

Proračunati rezultati analize za normalne hidrološke podscenarije dati su u slijedećim tablicama.

**Tablica 18.** Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalni hidro. podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g

Godina	Kritični višak proizvodnje ele. energije za scenarij u TWh/g								
	2020.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	20%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	30%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	40%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	50%	0,04	0,04	0,04	0,00	0,01	0,01	0,04	0,01
	60%	0,32	0,29	0,32	0,06	0,10	0,07	0,32	0,11
	70%	0,92	0,82	0,92	0,25	0,36	0,29	0,98	0,39
	80%	1,77	1,58	1,77	0,66	0,83	0,72	1,95	0,89
	90%	2,78	2,52	2,78	1,26	1,51	1,34	3,10	1,60
	100%	3,9	3,57	3,9	2,03	2,35	2,14	4,33	2,47

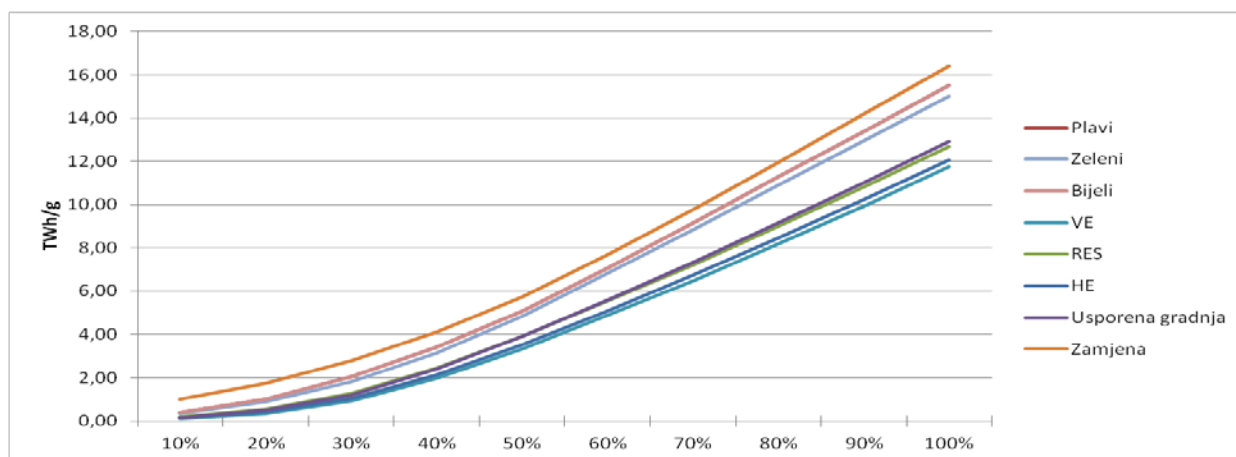
**Tablica 19. Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalni hidro. podscenarij i 2030. godinu, u TWh/g**

	Godina	Kritični višak proizvodnje ele. energije za scenarij u TWh/g							
	2030.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	20%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	30%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	40%	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	50%	0,13	0,09	0,22	0,00	0,01	0,01	0,12	0,06
	60%	0,66	0,43	0,87	0,06	0,11	0,11	0,65	0,33
	70%	1,66	1,06	1,85	0,29	0,44	0,44	1,59	0,90
	80%	3,00	1,94	3,04	0,79	1,03	1,03	2,81	1,73
	90%	4,51	3,02	4,36	1,52	1,85	1,84	4,17	2,75
	100%	6,11	4,23	5,82	2,46	2,84	2,84	5,64	3,93

Ipak, valja imati na umu da su prethodno prezentirani rezultati proračunati za otvoreni sustav, tj. uz korištenje dostupnih prijenosnih kapaciteta energetskeg sustava. EnergyPLAN model optimizira proizvodnju vodeći računa i o prijenosnim kapacitetima, ali ne nudi opciju definiranja kretanja potražnje na vanjskom tržištu već samo kretanje cijena. Tako se može javiti slučaj da se u promatranom sustavu javi potreba za izvozom električne energije u isto vrijeme kada su susjedni sustavi također zasićeni. U takvom slučaju bi susjedni sustav mogao prihvatiti tek dio, ili, u najgorem slučaju, ništa od proizvedenog viška električne energije čime bi on postao kritični višak električne energije.

Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potrošnje namirene iz vjetroelektrana u 2020. godini za slučaj zatvorenog sustava, tj. uz pretpostavku 0 MW dostupnih prijenosnih kapaciteta prikazuje [Slika 27]. Ovo predstavlja suprotni ekstrem ranije prikazanih rezultata – slučaj u kojem susjedni sustavi nisu u stanju preuzeti električnu energiju niti u jednom trenutku u kojem se u promatranom sustavu javlja višak proizvodnje. Iz slike je vidljivo kako je zadržan isti poredak scenarija kao i na [Slika 23], no gubitkom opcija izvoza energije, značajno pada sposobnost sustava za kompenziranje viška proizvedene energije u svim scenarijima. Tako se kritični višak proizvodnje električne energije javlja u svim scenarijima već pri slučajevima kada je 10% potrošnje zadovoljeno iz vjetroelektrana, iako scenariji značajnije izgradnje OIE još uvijek bolje podnose penetraciju vjetera od scenarija koji se baziraju na izgradnji konvencionalnih elektrana. Detaljni rezultati proračuna za slučaj zatvorenog sustava u 2020. godini su prikazani u [Tablica 22].



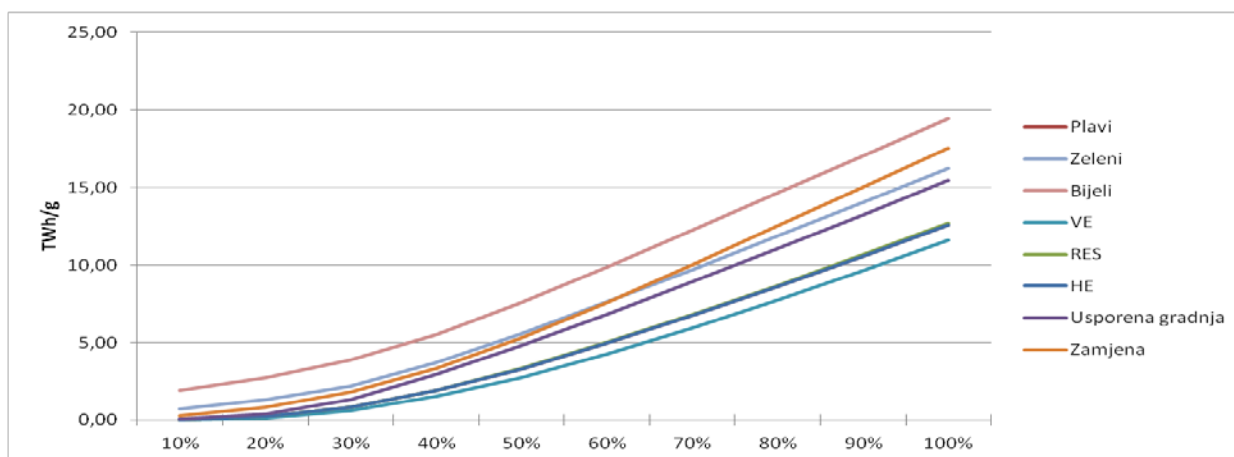


**Slika 25.** Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za zatvoren sustav, normalne hidrološke podscenarije i 2020. godinu, u TWh/g

Što se tiče drugog promatranog perioda, u 2030., za slučaj zatvorenog sustava, rezultati za pojedine scenarije ponovno zadržavaju međusobne odnose ranije pojašnjene za otvoreni sustav, uz pojačanu osjetljivost na penetraciju vjetroelektrana u svim scenarijima. Ipak, kao što je vidljivo iz [Slika 26], neki od scenarija s primjenom obnovljivih izvora energije pri niskim postotcima penetracije daju manje količine kritičnog viška proizvodnje električne energije. Objašnjenje leži u ranije objašnjenom rastu potrošnje i izlasku većeg broja elektrana iz pogona, čime se stvara prostor za pojačanu penetraciju drugih izvora energije.

**Tablica 20.** Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za zatvoren sustav, normalni hidro. podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g

	Godina	Kritični višak proizvodnje ele. energije za normalni h. podscenarij u TWh/g							
	2020.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	0,39	0,34	0,39	0,11	0,20	0,14	1,02	0,17
	20%	1,02	0,89	1,02	0,36	0,54	0,41	1,76	0,50
	30%	2,04	1,81	2,04	0,95	1,27	1,05	2,80	1,19
	40%	3,40	3,13	3,4	1,99	2,45	2,13	4,12	2,39
	50%	5,10	4,85	5,1	3,35	3,93	3,54	5,76	3,90
	60%	7,06	6,81	7,06	4,87	5,53	5,09	7,67	5,57
	70%	9,15	8,84	9,15	6,49	7,23	6,74	9,77	7,33
	80%	11,27	10,90	11,27	8,19	8,99	8,46	11,96	9,16
	90%	13,39	12,95	13,39	9,94	10,82	10,23	14,19	11,03
	100%	15,51	15,02	15,51	11,75	12,67	12,06	16,40	12,93



**Slika 26.** Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za zatvoren sustav, normalne hidrološke podscenarije i 2030. godinu, u TWh/g

Detaljni rezultati proračuna za slučaj zatvorenog sustava u 2030. godini su prikazani u [Tablica 21]. U nastavku ćemo na isti način prezentirati rezultate i za sušni te vlažni hidrološki podscenarij, promatrajući i slučaj otvorenog i zatvorenog sustava.

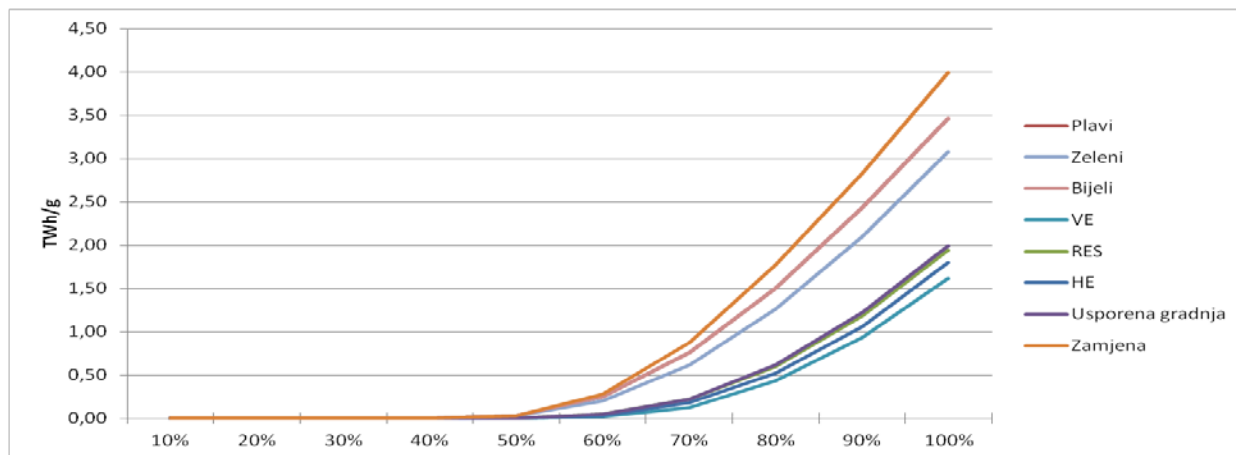
**Tablica 21.** Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za zatvoren sustav, normalni hidro. podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g

	Godina Kritični višak proizvodnje ele. energije za normalni h. podscenarij u TWh/g								
	2030.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	0,03	0,73	1,92	0,01	0,02	0,03	0,28	0,06
	20%	0,23	1,31	2,76	0,13	0,23	0,23	0,81	0,39
	30%	0,85	2,22	3,87	0,61	0,86	0,85	1,81	1,34
	40%	1,92	3,69	5,5	1,52	1,94	1,92	3,31	2,93
	50%	3,30	5,57	7,57	2,76	3,33	3,30	5,28	4,82
	60%	4,95	7,61	9,88	4,24	5,00	4,95	7,58	6,82
	70%	6,74	9,71	12,25	5,94	6,80	6,74	10,04	8,92
	80%	8,63	11,87	14,64	7,76	8,69	8,63	12,55	11,05
	90%	10,59	14,05	17,03	9,65	10,66	10,59	15,05	13,22
	100%	12,60	16,24	19,42	11,62	12,67	12,60	17,54	15,44

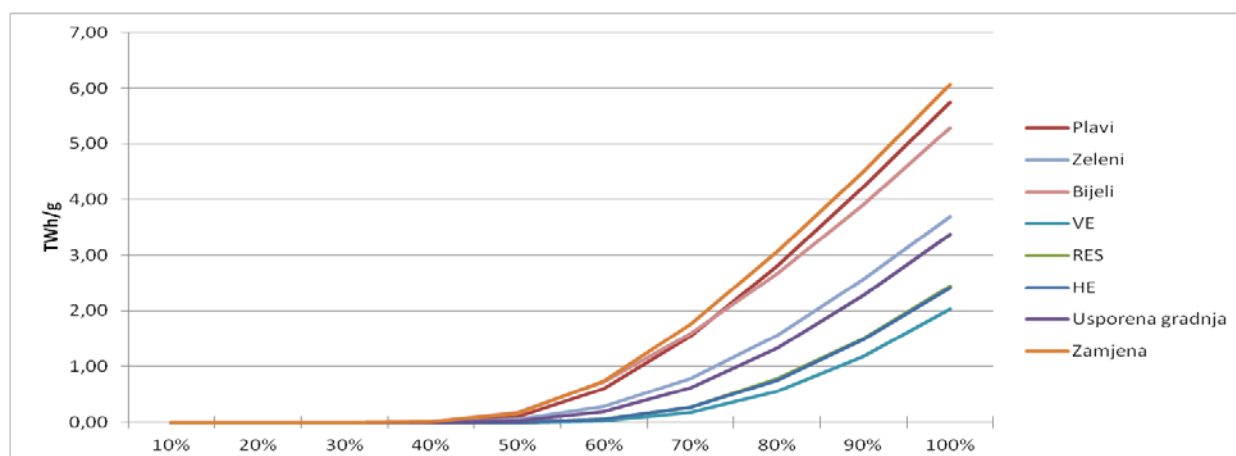
Očekivano, za sušni i vlažni hidrološki podscenarij, rezultati su kvalitativno isti ranije opisanim, uz razlike u apsolutnim vrijednostima.

U slučaju sušnog hidrološkog podscenarija, kritični višak proizvedene električne energije se ne javlja do 50% potrošnje namirene iz vjetroelektrana, osim u slučaju konvencionalnih scenarija nakon izgradnje nuklearne elektrane, u drugom periodu, gdje se kritični višak proizvedene električne energije javlja već pri 40%. Vidljivo je da ovaj set scenarija nešto bolje podnosi

penetraciju nego u normalnim hidrološkim uvjetima zbog smanjene proizvodnje iz hidroelektrana. Nadalje, kao što se može vidjeti iz [Slika 27] i [Slika 28], usprkos nižim krajnjim vrijednostima kritičnog viška proizvodnje električne energije, linije imaju veći nagib, tj. sa povećanjem penetracije vjetroelektrana, količina kritičnog viška proizvodnje će brže rasti.



**Slika 27.** Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušne hidrološke podscenarije i 2020. godinu, u TWh/g



**Slika 28.** Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušne hidrološke podscenarije i 2030. godinu, u TWh/g

Opisana pojava se ponovno može objasniti smanjenom količinom padalina. Sustav time gubi mogućnost kompenzacije novoproducedene energije iz vjetra klasičnim i reverzibilnim hidroelektranama. Također ponovno treba naglasiti kako se u prvom periodu, na [Slika 27], „Plavi“ i „Bijeli“ scenarij podudaraju. Rezultati proračuna za sušne hidrološke podscenarije prezentirani su u sljedećim tablicama.

**Tablica 22.** Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušni hidrološki podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g

	Godina	Kritični višak proizvodnje ele. energije za sušni h. podscenarij u TWh/g							
	2020.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00
	20%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	30%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	40%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	50%	0,03	0,03	0,03	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00
	60%	0,25	0,20	0,25	0,02	0,05	0,03	0,28	0,05
	70%	0,76	0,62	0,76	0,13	0,22	0,18	0,88	0,22
	80%	1,5	1,26	1,5	0,43	0,60	0,52	1,77	0,62
	90%	2,43	2,10	2,43	0,93	1,18	1,06	2,83	1,22
	100%	3,46	3,08	3,46	1,62	1,94	1,80	3,99	1,99

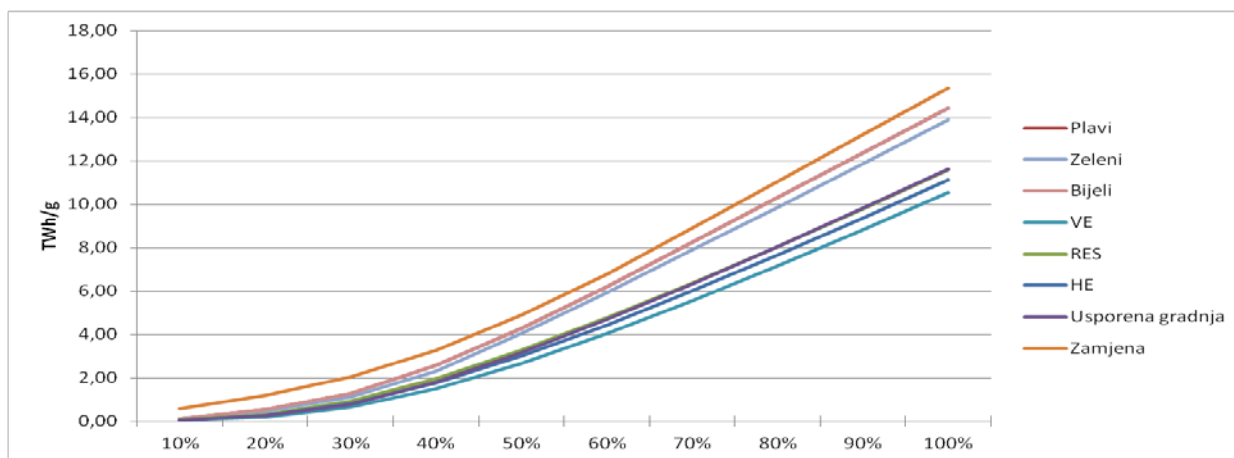
**Tablica 23.** Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušni hidrološki podscenarij i 2030. godinu, u TWh/g

	Godina	Kritični višak proizvodnje ele. energije za sušni h. podscenarij u TWh/g							
	2030.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	20%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	30%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	40%	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
	50%	0,10	0,05	0,18	0,00	0,00	0,00	0,16	0,02
	60%	0,60	0,28	0,73	0,03	0,05	0,05	0,74	0,19
	70%	1,54	0,79	1,59	0,17	0,27	0,27	1,76	0,62
	80%	2,81	1,56	2,68	0,55	0,78	0,76	3,07	1,33
	90%	4,23	2,56	3,91	1,18	1,50	1,48	4,50	2,28
	100%	5,75	3,70	5,29	2,03	2,44	2,41	6,06	3,38

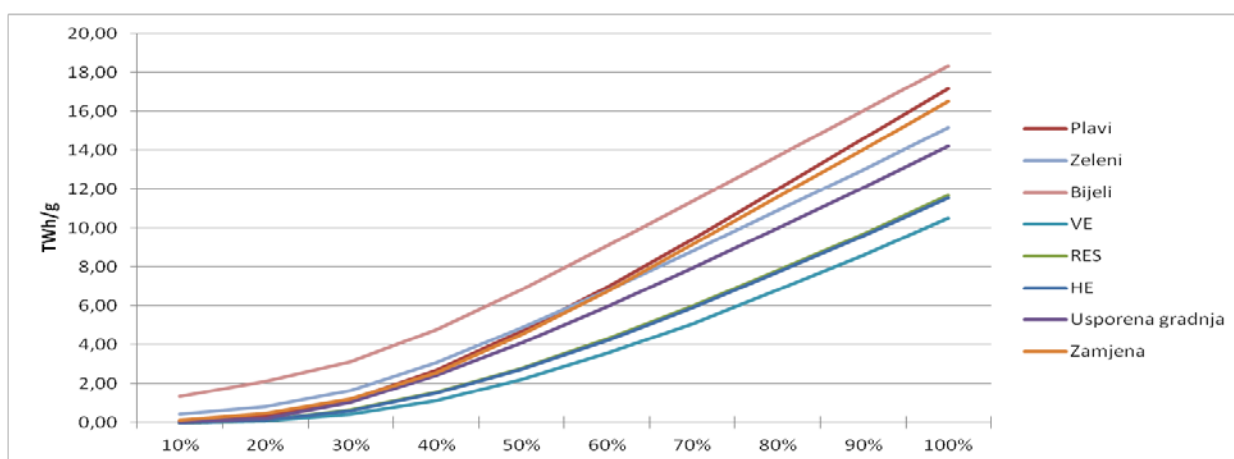
U slučaju zatvorenog sustava, kao što je i ranije bio slučaj, međusobni odnosi rezultata scenarija ostaju jednaki, uz evidentiranje porasta osjetljivosti na penetraciju vjetroelektrana zbog gubitka regulacije viškova putem izvoza.

Ponovno se vidi da pri nižim razinama penetracije dolazi do pojave kritičnog viška proizvodnje električne energije, ali, u ovom slučaju su ti iznosi niži nego ranije zbog već ranije objašnjene smanjene proizvodnje iz hidroelektrana, što je bilo i za očekivati. Također, ponovno je vidljiva jača osjetljivost konvencionalnih u odnosu na scenarije koji predviđaju izgradnju obnovljivih izvora energije. Što se tiče drugog promatranog perioda, do 2030. godine, u slučaju zatvorenog sustava i sušnog scenarija, također je prisutna veća tolerancija u odnosu na ovisnost u prvom

periodu zbog smanjenja proizvodnje iz hidroelektrana, izlaza postrojenja iz pogona i rasta potražnje, a scenariji zadržavaju međusobne odnose prikazane u slučaju otvorenog sustava.



**Slika 29.** Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za zatvoren sustav, sušne hidrološke podscenarije i 2020. godinu, u TWh/g



**Slika 30.** Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za zatvoren sustav, sušne hidrološke podscenarije i 2030. godinu, u TWh/g

Rezultati proračuna za sušne hidrološke podscenarije i pretpostavku zatvorenog sustava prezentirani su u tablicama koje slijede. Iz tablica je vidljivo kako prilikom nižih razina penetracije vjetroelektrana u slučaju sušne hidrologije dolazi do manjih količina kritičnog viška proizvodnje električne energije, a u slučaju „VE“ scenarija u drugom periodu, kritični višak se javlja tek na 20% potrošnje zadovoljene iz vjetroelektrana.

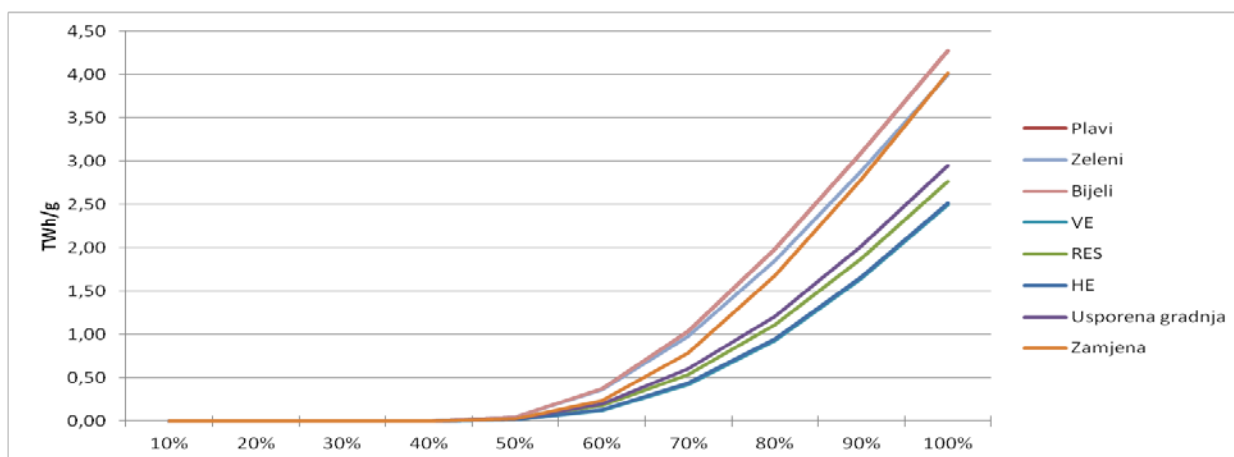
**Tablica 24.** Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušni hidrološki podscenarij, zatvoren sustav i 2020. godinu, u TWh/g

	Godina	Kritični višak proizvodnje ele. energije za sušni h. podscenarij u TWh/g							
	2020.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	0,12	0,12	0,12	0,03	0,08	0,05	0,59	0,05
	20%	0,53	0,47	0,53	0,19	0,32	0,26	1,18	0,26
	30%	1,27	1,13	1,27	0,66	0,92	0,80	2,04	0,77
	40%	2,57	2,33	2,57	1,52	1,96	1,76	3,27	1,80
	50%	4,27	4,03	4,27	2,65	3,27	2,99	4,89	3,16
	60%	6,21	5,91	6,21	4,03	4,76	4,43	6,79	4,68
	70%	8,25	7,88	8,25	5,54	6,36	5,99	8,88	6,32
	80%	10,30	9,87	10,3	7,15	8,05	7,65	11,04	8,04
	90%	12,37	11,87	12,37	8,82	9,79	9,35	13,21	9,81
	100%	14,44	13,89	14,44	10,54	11,59	11,11	15,37	11,63

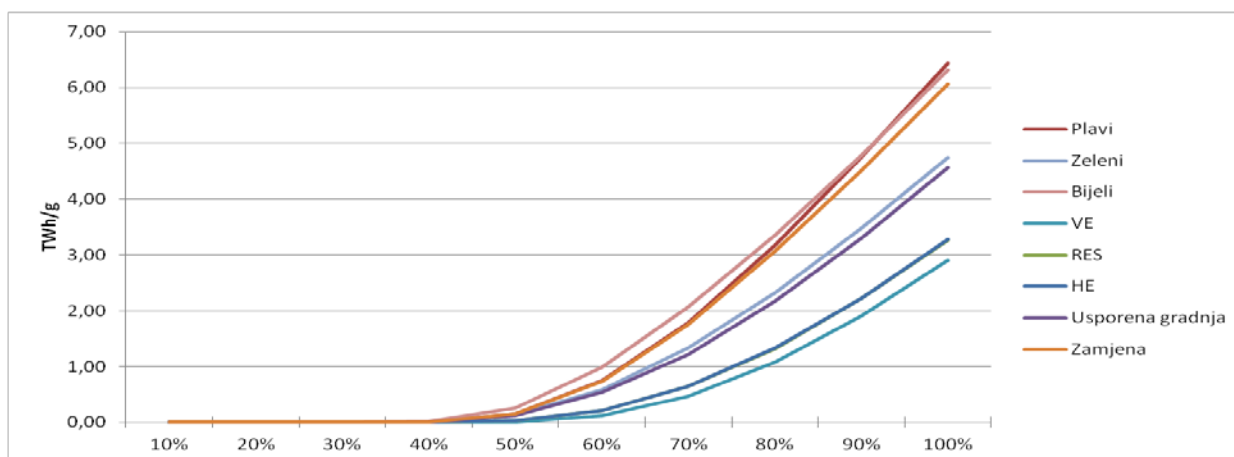
**Tablica 25.** Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušni hidrološki podscenarij, zatvoren sustav i 2030. godinu, u TWh/g

	Godina	Kritični višak proizvodnje ele. energije za sušni h. podscenarij u TWh/g							
	2030.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	0,04	0,40	1,33	0,00	0,00	0,00	0,12	0,01
	20%	0,32	0,81	2,10	0,06	0,13	0,13	0,45	0,21
	30%	1,15	1,63	3,13	0,40	0,62	0,61	1,19	1,02
	40%	2,68	3,07	4,75	1,11	1,53	1,50	2,55	2,40
	50%	4,66	4,85	6,81	2,19	2,78	2,73	4,49	4,07
	60%	6,94	6,78	9,06	3,54	4,27	4,20	6,74	5,95
	70%	9,42	8,80	11,36	5,07	5,97	5,89	9,16	7,94
	80%	12,00	10,88	13,68	6,79	7,79	7,71	11,60	9,98
	90%	14,58	13,00	16,01	8,60	9,70	9,60	14,05	12,06
	100%	17,14	15,15	18,35	10,50	11,68	11,57	16,49	14,19

U slučaju vlažnog hidrološkog podscenarija, situacija je slična onoj u sušnom scenariju, no naravno sa različitim predznakom. Tako je na dijagramima koji prikazuju ovisnost, na [Slika 31] i [Slika 32], vidljivo da svi scenariji ostvaruju veće apsolutne iznose kritičnog viška proizvedene električne energije.



**Slika 31.** Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za vlažne hidrološke podscenarije i 2020. godinu, u TWh/g



**Slika 32.** Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za vlažne hidrološke podscenarije i 2030. godinu, u TWh/g

Kritični višak proizvodnje električne energije se u prvom periodu javlja za sve scenarije pri 40 % potražnje namirene iz vjetroelektrana. To je posljedica puno veće količine proizvedene energije iz hidroelektrana. Zanimljivo je zamijetiti kako se u drugom periodu kritični višak javlja već pri 40% potražnje namirene iz vjetroelektrana za konvencionalne scenarije, ali ne i za scenarije „VE“, „HE“, i „RES“ koji implementiraju veliku količinu obnovljivih izvora energije koji su fleksibilniji u radu od konvencionalnih postrojenja.

Također, u vlažnim hidrološkim podscenarijima je vidljiva sličnija ovisnost o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana u prvom periodu nego u drugom periodu. Razlike koje su vidljive u drugom periodu su zbog velike količine hidroenergije izraženije, ali prisutne u svim ostalim podscenarijima i prikazuju koliko se kvalitetno sustav nosi sa izlazom nuklearne elektrane iz pogona. Ukoliko ove rezultate usporedimo sa rezultatima analize proizvodnje električne energije

za pojedine scenarije prikazane u poglavlju 4.3, vidimo da su scenariji sa manjom potrebom za uvozom električne energije osjetljiviji na penetraciju vjetroelektrana, što se slaže s očekivanjima i potvrđuje rezultate. Detaljni rezultati proračuna za vlažne podscenarije su prikazani u slijedećim tablicama.

**Tablica 26.** Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za vlažni hidrološki podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g

	Godina	Kritični višak proizvodnje ele. energije za vlažni h. podscenarij u TWh/g							
	2020.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	20%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	30%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	40%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	50%	0,05	0,05	0,05	0,02	0,03	0,02	0,03	0,03
	60%	0,37	0,36	0,37	0,12	0,18	0,13	0,24	0,20
	70%	1,04	0,98	1,04	0,42	0,54	0,44	0,79	0,60
	80%	1,99	1,85	1,99	0,93	1,11	0,95	1,68	1,21
	90%	3,09	2,88	3,09	1,64	1,87	1,66	2,79	2,02
	100%	4,28	4,00	4,28	2,50	2,77	2,52	4,02	2,95

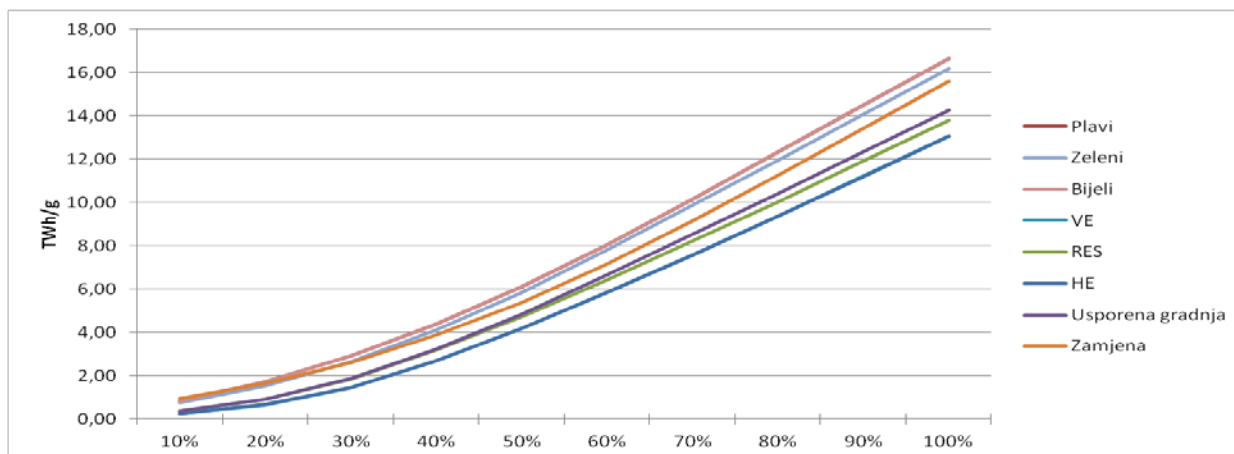
**Tablica 27.** Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za vlažni hidrološki podscenarij i 2030. godinu, u TWh/g

	Godina	Kritični višak proizvodnje ele. energije za vlažni h. podscenarij u TWh/g							
	2030.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	20%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	30%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	40%	0,01	0,01	0,02	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
	50%	0,16	0,14	0,26	0,01	0,03	0,03	0,16	0,13
	60%	0,75	0,58	0,99	0,12	0,21	0,21	0,74	0,54
	70%	1,79	1,33	2,07	0,47	0,64	0,65	1,76	1,22
	80%	3,18	2,32	3,36	1,08	1,32	1,33	3,07	2,17
	90%	4,75	3,47	4,78	1,91	2,22	2,22	4,50	3,29
	100%	6,44	4,75	6,32	2,91	3,27	3,28	6,06	4,56

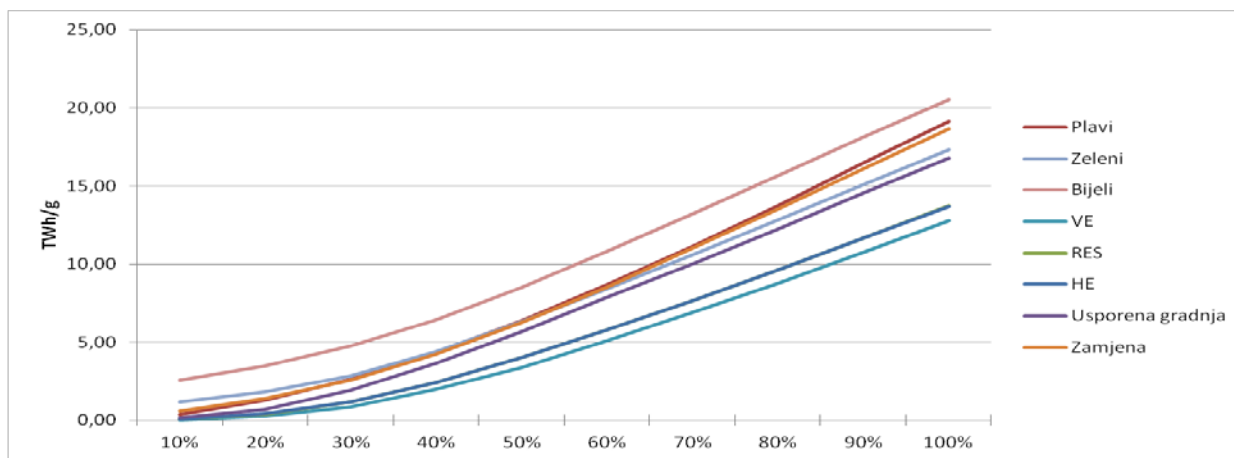
Za slučaj zatvorenog sustava, rezultati proračuna daju rezultate čiji su međudnosi jednaki ranije opisanima, uz povećanje osjetljivosti na penetraciju vjetroelektrana. Očekivano, zbog povećane proizvodnje električne energije iz hidroelektrana uslijed vlažnih hidroloških uvjeta, dolazi i do veće količine kritičnog viška proizvodnje električne energije u odnosu na rezultate za ostale hidrološke podscenarije. Iz [Slika 33] vidljivo je da se već pri malim količinama potražnje namirene iz vjetroelektrana javlja kritični višak proizvodnje električne energije. U drugom



periodu, prikazanom na [Slika 42], iznosi kritičnog viška proizvodnje električne energije se smanjuju pri manjim postotcima penetracije zbog ranije pojašnjanih izlazaka elektrana iz pogona i rasta potrošnje. Ipak, u slučajevima u kojima postoji značajnija proizvodnja iz konvencionalnih izvora energije, još uvijek je prisutna vrlo izražena osjetljivost na izgradnju veće količine vjetroelektrana.



**Slika 33.** Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za zatvoren sustav, vlažne hidrološke podscenarije i 2020. godinu, u TWh/g



**Slika 34.** Ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za zatvoren sustav, vlažne hidrološke podscenarije i 2030. godinu, u TWh/g

Rezultati proračuna za vlažne hidrološke podscenarije i pretpostavku zatvorenog sustava prezentirani su u slijedećim tablicama.

**Tablica 28.** Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za zatvoreni sustav, vlažni hidrološki podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g

	Godina	Kritični višak proizvodnje ele. energije za vlažni h. podscenarij u TWh/g							
	2020.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	0,85	0,75	0,85	0,26	0,39	0,27	0,94	0,39
	20%	1,73	1,52	1,73	0,65	0,91	0,68	1,64	0,91
	30%	2,93	2,66	2,93	1,45	1,85	1,47	2,62	1,88
	40%	4,37	4,10	4,37	2,69	3,18	2,70	3,86	3,22
	50%	6,10	5,83	6,1	4,20	4,72	4,20	5,38	4,84
	60%	8,05	7,79	8,05	5,84	6,42	5,84	7,15	6,65
	70%	10,16	9,86	10,16	7,57	8,21	7,56	9,13	8,52
	80%	12,32	11,97	12,32	9,37	10,04	9,36	11,25	10,42
	90%	14,49	14,08	14,49	11,22	11,91	11,20	13,43	12,35
	100%	16,65	16,18	16,65	13,08	13,80	13,06	15,62	14,28

**Tablica 29.** Proračunati kritični višak proizvodnje električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za zatvoreni sustav, vlažni hidrološki podscenarij i 2030. godinu, u TWh/g

	Godina	Kritični višak proizvodnje ele. energije za vlažni h. podscenarij u TWh/g							
	2030.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	0,39	1,17	2,58	0,03	0,08	0,08	0,60	0,17
	20%	1,27	1,85	3,51	0,26	0,41	0,42	1,38	0,73
	30%	2,62	2,87	4,75	0,89	1,19	1,20	2,57	1,92
	40%	4,34	4,37	6,42	1,99	2,43	2,42	4,23	3,67
	50%	6,36	6,30	8,48	3,40	4,02	4,01	6,24	5,70
	60%	8,64	8,42	10,81	5,08	5,79	5,78	8,52	7,84
	70%	11,14	10,61	13,23	6,89	7,67	7,65	11,00	10,02
	80%	13,76	12,83	15,68	8,79	9,64	9,61	13,55	12,27
	90%	16,44	15,07	18,11	10,76	11,66	11,63	16,10	14,53
	100%	19,11	17,33	20,55	12,78	13,72	13,69	18,63	16,80

Općenito možemo reći da se konvencionalna postrojenja predviđena „Plavim“, „Zelenim“, „Bijelim“ te scenarijem „Zamjena“ po pitanju kritičnog viška proizvedene električne energije puno teže nose sa penetracijom intermitentnih izvora energije. S druge strane, scenariji koji predviđaju pojačanu izgradnju obnovljivih izvora energije, očekivano se puno lakše prilagođavaju velikoj proizvodnji iz vjetroelektrana. Scenarij „Usporena gradnja“ se nalazi između ove dvije kategorije, no to se može objasniti činjenicom da u tom scenariju zbog izlaženja postrojenja iz pogona uz istovremeno usporenu izgradnju novih postrojenja dolazi do manjka električne energije koju nadoknađuju vjetroelektrane

Unatoč razlikama u tehnologijama, svi scenariji pokazuju visoku toleranciju na intermitentne izvore. Objašnjenje valja potražiti u velikoj početnoj ovisnosti o uvozu – kao što je ranije

objašnjeno, možemo reći da u svim scenarijima postoji izlazak postrojenja iz pogona i shodno tome rasta uvoza u mjeri određenoj izgradnjom predviđenih kapaciteta. Model će zbog niskog operativnog troška davati prednost vjetro elektranama, a uvoznom električnom energijom će se koristiti kako bi pokrio vršna opterećenja.

No, kroz rezultate dobivene za zatvoreni sustav, vidljivo je da će realna tolerancija biti puno manja. Naime, ukoliko se sustavu oduzme mogućnost regulacije kritičnog viška proizvodnje električne energije putem izvoza, kritični viškovi se počinju javljati puno ranije. Ovakav scenarij je realniji jer prikazuje situaciju koja se javlja ukoliko susjedni sustav u danom trenutku nema potrebu za viškom električne energije proizvedenim u ovom sustavu ili s druge strane, ukoliko u susjednim sustavima nema dostupnih viškova kako bi se pokrila vršna opterećenja promatranog sustava. Ipak, pri penetraciji od 10% potrošnje namirene iz vjetroelektrana, većina scenarija daje male količine kritičnog viška proizvodnje električne energije koja bi se vjerojatno mogla regulirati izmjenom sa susjednim sustavima.

Možemo zaključiti kako energetske sustavi kao što je hrvatski imaju potencijal za primjenu veće količine intermitentnih izvora zbog velike početne ovisnosti o uvozu. No, porastom penetracije dolaziti će do regulacijskih problema koji se neće moći riješiti samo putem izmjene sa susjednim sustavima te se u tom slučaju valja posvetiti i planiranju regulacije novonastalih viškova energije.

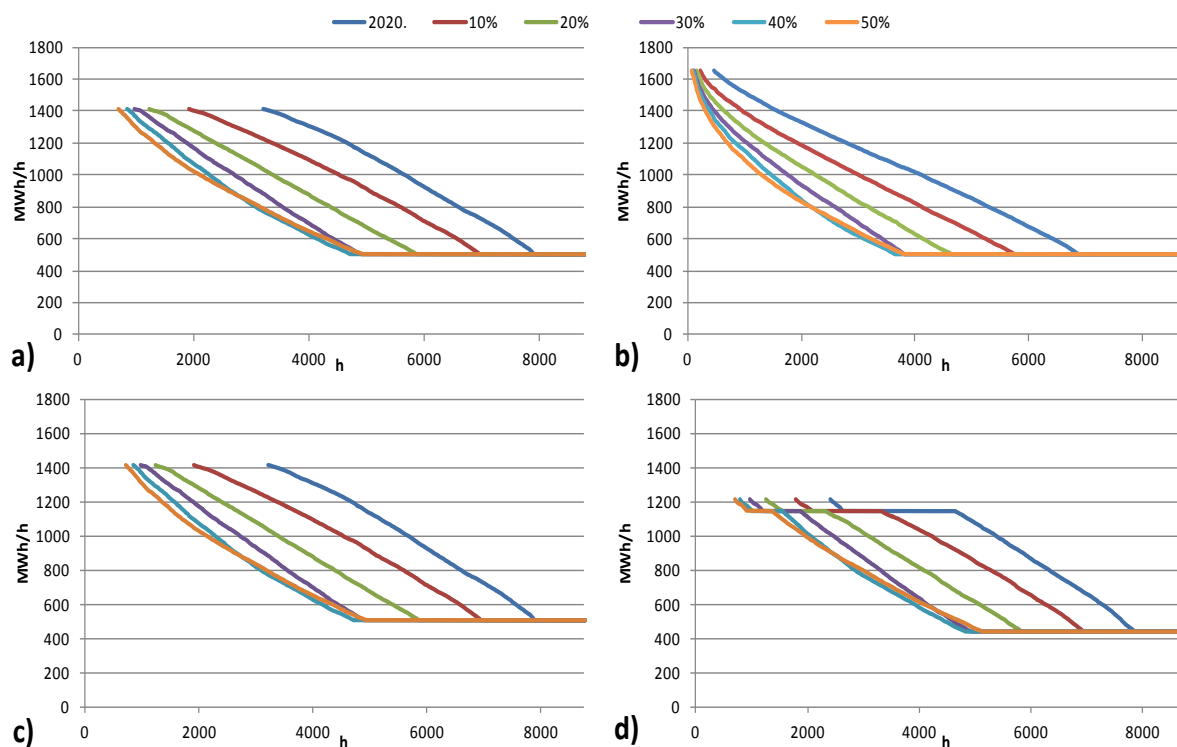
#### ***4.6.2 Utjecaj pojačane penetracije vjetra na LDC krivulje konvencionalnih elektrana***

Kao što je i očekivano, LDC krivulje pokazuju smanjenje radnih sati na nazivnom opterećenju s povećanjem penetracije vjetroelektrana u sustav s velikom količinom konvencionalnih elektrana kakav je predviđen scenarijima „Bijeli“, „Plavi“, „Zeleni“ i „Zamjena“.

Prije nego se detaljnije prouče dobiveni rezultati, valja objasniti očiglednu razliku između LDC krivulje na [Slika 13], i dobivenih krivulja na [Slika 35] i [Slika 36]. Naime, prva krivulja je dobivena iz realnih podataka o opterećenju u mreži preuzetim s ENTSO-E [24], dok su krivulje prikazane u nastavku modelirane prema satnim podacima dobivenim iz EnergyPLAN modela. Također, ranije prikazana krivulja prikazuje ukupno opterećenje, dok dobivene krivulje prikazuju rad kondenzacijskih elektrana u sustavu, pa zbog toga ne mogu poprimiti oblik jednak ranije prikazanoj krivulji. Na svim krivuljama, opterećenja se kreću između dvije vrijednosti – ukupne nazivne instalirane snage kondenzacijskih elektrana koja predstavlja maksimalnu proizvodnju koju predviđeni sustav može pružiti iz kondenzacijskih elektrana te minimalne

proizvodnje određene u svrhu održavanja efikasnosti elektrana i stabilnosti sustava. Logično je za očekivati da će elektrane određeni broj sati godišnje raditi na nazivnom opterećenju, a također se može očekivati i da će određeni broj biti prisiljene raditi na minimumu. Kako se ovakvo ponašanje razlikuje od opterećenja za cijeli sustav u kojem je prisutno neko maksimalno opterećenje samo tokom jednog ili nekoliko sati, a isto vrijedi i za neko minimalno opterećenje, izostati će tangentski završetci krivulja vidljivi na [Slika 13].

Usprkos tome, dobivene LDC krivulje vjerno prikazuju utjecaj pojačane proizvodnje iz vjetroelektrana na sustav, što je i bio cilj ove analize. Površina ispod LDC krivulje daje ukupnu proizvodnju iz kondenzacijskih elektrana, no utjecaj penetracije dovoljno je dobro vidljiv i iz dvije pojašnjene vrijednosti – broja radnih sati na maksimalnom i minimalnom opterećenju.



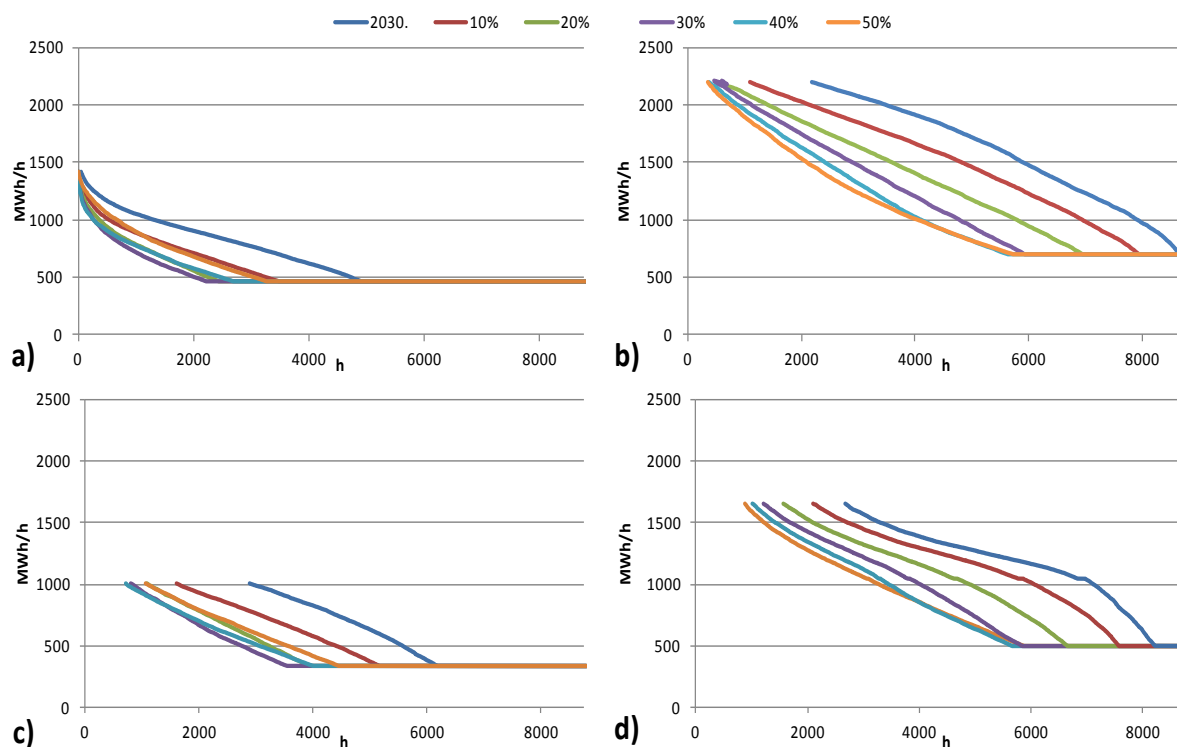
**Slika 35.** Krivulja satne proizvodnje u MWh/h u ovisnosti o penetraciji vjetra za scenarije „Bijeli“ (a), „Zamjena“ (b), „Plavi“ (c) i „Zeleni“ (d) u odnosu na 2020. godinu

Na slici 4.22 prikazan je set LDC krivulja za scenarije „Bijeli“ (dijagram a), „Zamjena“ (dijagram b), „Plavi“ (dijagram c) i „Zeleni“ (dijagram d). Plavom bojom na svim dijagramima prikazana je LDC krivulja za 2020. godinu prema ranije opisanim energetske scenarijima. Nakon toga su prikazani proračuni za 10, 20, 30, 40 i 50% potrošnje zadovoljeno iz vjetroelektrana. Iz dijagrama je vidljivo kako se s penetracijom vjetroelektrana u sustav LDC krivulje pomiču ulijevo. To znači da elektrane rade veći broj radnih sati pri nižim opterećenjima u odnosu na prvotno pretpostavljeni sustav. Također, vidljivo je da krivulje poprimaju nagib pri

manjoj vrijednosti vremenske osi, što znači da elektrane sve više rade na minimalnom opterećenju koje u dijagramima predstavlja ravni dio krivulja.

No, svim scenarijima je zajedničko da u slučaju 50% penetracije vjetra elektrane rade više nego u slučaju 40% penetracije. Ova činjenica je posljedica ranije opisanog načina na koji model vodi reverzibilne hidroelektrane i njihova spremišta energije. U slučaju veće instalirane snage vjetroelektrana, mijenja se dinamika punjenja i pražnjenja spremišta, a time i proizvodnja. Kao posljedica se u pojedinim satima javlja povećana potreba za radom kondenzacijskih elektrana.

Uspoređujući podatke za pojedine scenarije, najveći rast radnih sati pri minimalnom opterećenju u prvom periodu bilježe „Bijeli“ i „Plavi“ scenarij (koji zbog identičnog plana ulaza i izlaza elektrana iz pogona u prvom periodu daju iste rezultate) s porastom od 3,6 puta pri 40% potrošnje zadovoljene iz vjetroelektrana u odnosu na slučaj bez penetracije vjetra. Pri 50% penetracije elektrane rade više, kao što je ranije objašnjeno, pa broj radnih sati pri minimalnom opterećenju pada, no još uvijek je 3,3 puta veći u odnosu na energetski scenarij. S druge strane, najmanji rast radnih sati pri minimalnom opterećenju u prvom periodu bilježi scenarij „Zamjena“ s porastom od 1,7 puta pri 40% potrošnje zadovoljene iz vjetroelektrana u odnosu na slučaj bez penetracije vjetra. Pri 50% penetracije elektrane rade više, kao što je ranije objašnjeno, pa broj radnih sati pri minimalnom opterećenju pada, no još uvijek je 1,6 puta veći u odnosu na energetski scenarij. No, valja naglasiti da scenarij „Zamjena“ od početka bilježi kvantitativno najveći broj radnih sati pri minimalnom opterećenju, kao što je vidljivo iz [Slika 35]. Također valja zapaziti pojavu ekstremnog smanjenja radnih sati na maksimalnom opterećenju u slučaju scenarija „Zamjena“. Zbog činjenice da su sve elektrane zadržane u pogonu, a elektrane koje u baznoj godini nisu bile u pogonu također ulaze u pogon, stvara se sustav sa velikom ovisnošću o konvencionalnim izvorima energije. Upravo stoga ovaj scenarij daje dobru sliku što se može očekivati od sustava s neprilagodljivim izvorima energije uslijed pojačane penetracije OIE – uz povećanje radnih sati na minimalnom opterećenju, jako se smanjuje i broj radnih sati na maksimalnom opterećenju, tj. konvencionalne elektrane gube velik udio namirivanja potrošnje.



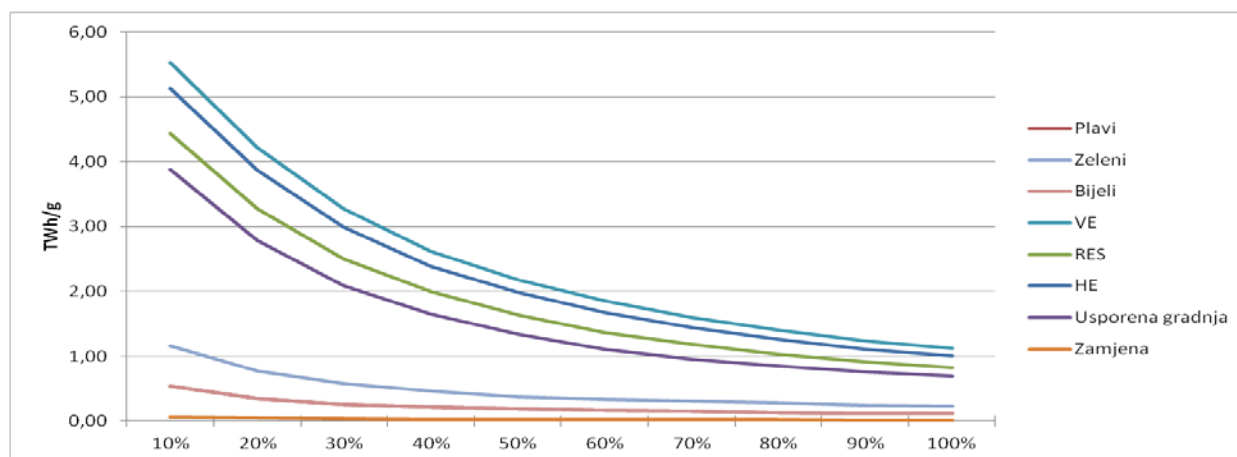
**Slika 36.** Krivulja satne proizvodnje u MWh/h u ovisnosti o penetraciji vjetra za scenarije „Bijeli“ (a), „Zamjena“ (b), „Plavi“ (c) i „Zeleni“ (d) u odnosu na 2030. godinu

Kao što je vidljivo iz [Slika 36], u drugom periodu najveći rast broja radnih sati pri minimalnom opterećenju bilježi „Plavi“ scenarij s porastom od čak 19 puta u odnosu na energetske scenarij. No, ako se uzme u obzir nizak početni broj radnih sati na minimalnom opterećenju za „Plavi“ scenarij, vidimo da „Bijeli“ scenarij bilježi skoro dvostruko veći broj radnih sati na minimalnom opterećenju. Ponovno su vidljive ovisnosti i ponašanja slična onima u prvom periodu, dok u ovom slučaju upravo „Bijeli“ scenarij bilježi pojavu rasta broja sati na minimalnom kao i pad broja sati na maksimalnom opterećenju. Ovi rezultati se slažu s očekivanjima pošto se radi o sustavu koji implementira i ugljenu i nuklearnu elektranu u sustav koji predstavljaju dvije najnefleksibilnije tehnologije korištene u ovom radu.

Zaključno možemo reći kako se penetracija vjetra uvelike očitava na rad kondenzacijskih elektrana u sustavu. Sustavi s većim udjelom konvencionalnih i nefleksibilnih elektrana se teže prilagođavaju radu vjetroelektrana i dolazi do većeg smanjenja proizvodnje iz takvih postrojenja. U slučaju penetracije velike količine obnovljivih izvora energije u sustav zasnovan na takvim postrojenjima, dovodi se u obzir isplativost izgradnje elektrana koje će većinu vremena raditi na tehničkom minimumu, što je za npr. „Bijeli“ scenarij slučaj već pri 10% potrošnje zadovoljene iz vjetroelektrana.

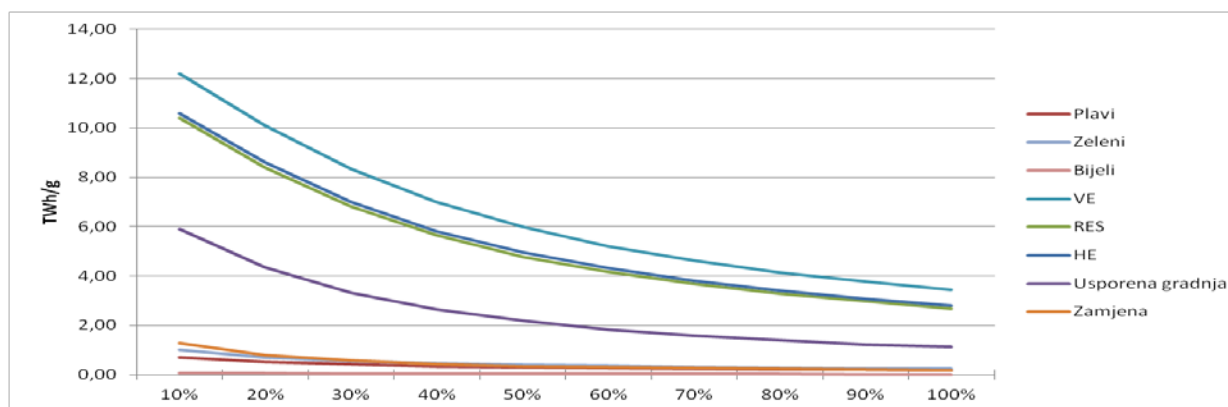
### 4.6.3 Utjecaj pojačane penetracije vjetra na uvoz električne energije

Po pitanju uvoza električne energije, za očekivati je suprotnu situaciju nego u slučaju kritičnog viška proizvodnje električne energije. Kao što se može vidjeti iz [Slika 37], sa porastom penetracije vjetroelektrana pada potreba za uvozom električne energije. No, valja imati na umu rezultate prikazane u poglavlju 4.6.1 pošto je već pojašnjeno da je kritični višak nedopustiva pojava u sustavu. Vidimo da se za normalni hidrološki scenarij u prvom periodu izgradnjom veće količine vjetroelektrana uvoz može izrazito smanjiti, sa 42% potrošnje zadovoljene iz uvoza na 24,5% u slučaju „VE“ scenarija pa sve do 0,1% u slučaju scenarija „Zamjene“. Ove vrijednosti su izračunate za slučaj penetracije vjetroelektrana na razini 40% ukupne potrošnje, što znači da se još uvijek ne bi pojavio kritični višak proizvedene električne energije. Ponovno valja imati na umu da se u ovom slučaju radi o optimalnom scenariju, tj. vođenju sustava uz pretpostavku iskoristivosti prijenosnih kapaciteta u svakom trenutku. Ukoliko se oduzme mogućnost izvoza, kritični višak se javlja puno ranije kao što je pokazano u poglavlju 4.6.1.



**Slika 37.** Ovisnost uvoza električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalne hidrološke podscenarije i 2020. godinu, u TWh/g

Na [Slika 38] vidljiva je ista ovisnost kao i na prethodnoj slici, no ovaj puta za 2030. godinu. Drugi period pokazuje veliku razliku između scenarija u kompenziranju izlaska NE Krško iz pogona. „Bijeli“ scenarij apsolutno prednjači pošto već pri 10% potrošnje namirene iz vjetroelektrana daje vrijednost uvoza u iznosu od tek 3% ukupne potrošnje. Pojačavanjem penetracije dolazi do kontinuiranog pada uvoza na vrijednosti koje se mogu pripisati izmjeni sa vanjskim tržištem električne energije. S druge strane, scenariji obnovljivih izvora energije pokazuju iznimnu osjetljivost na izlaz velikog blok iz sustava te ovisnost raste do čak 53% u slučaju „VE“ scenarija.



Slika 38. Ovisnost uvoza električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalne hidrološke podscenarije i 2030. godinu, u TWh/g

Tablica 30. Proračunati uvoz električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalni hidro. podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g

	Godina	Uvoz ele. energije za normalni h. podscenarij u TWh/g							
		2020.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	0,54	1,16	0,54	5,53	4,44	5,13	0,07	3,88
	20%	0,35	0,77	0,35	4,22	3,28	3,87	0,05	2,79
	30%	0,26	0,58	0,26	3,28	2,50	2,99	0,04	2,09
	40%	0,22	0,46	0,22	2,62	2,00	2,38	0,03	1,65
	50%	0,19	0,38	0,19	2,18	1,64	1,98	0,02	1,34
	60%	0,17	0,34	0,17	1,85	1,37	1,67	0,02	1,11
	70%	0,15	0,31	0,15	1,60	1,18	1,44	0,02	0,96
	80%	0,13	0,28	0,13	1,40	1,03	1,26	0,02	0,85
	90%	0,12	0,25	0,12	1,24	0,92	1,11	0,01	0,76
	100%	0,11	0,23	0,11	1,12	0,83	1,01	0,01	0,69

Tablica 31. Proračunati uvoz električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalni hidro. podscenarij i 2030. godinu, u TWh/g

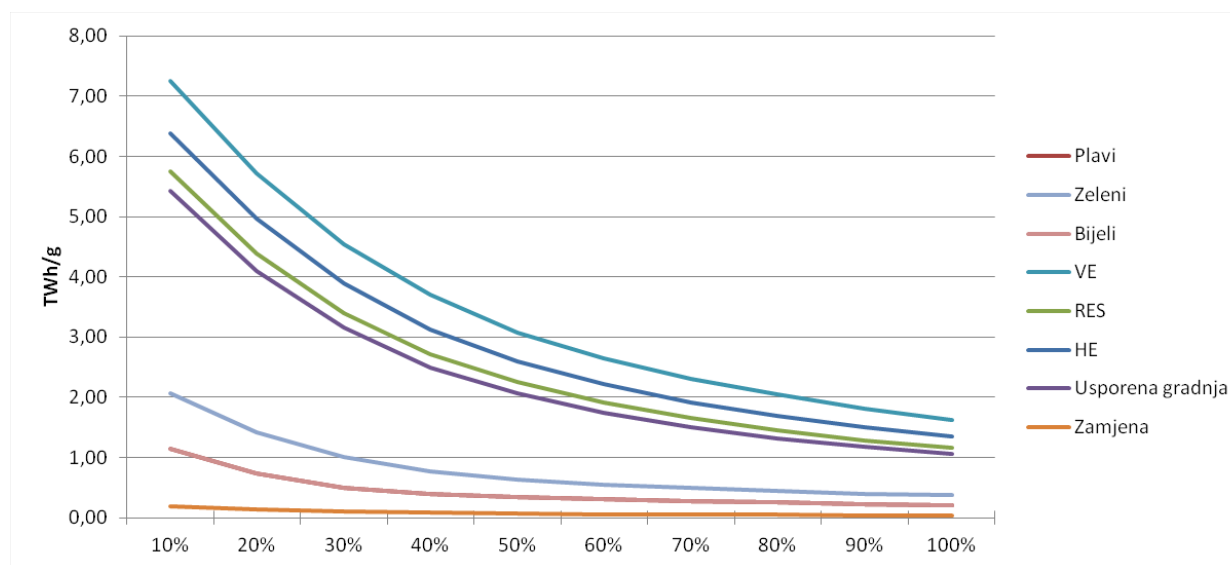
	Godina	Uvoz ele. energije za normalni h. podscenarij u TWh/g							
		2030.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	0,69	1,01	0,07	12,20	10,41	10,60	1,27	5,89
	20%	0,53	0,70	0,05	10,09	8,41	8,60	0,78	4,36
	30%	0,42	0,55	0,03	8,33	6,82	7,00	0,58	3,32
	40%	0,35	0,46	0,03	6,99	5,65	5,82	0,43	2,64
	50%	0,32	0,41	0,02	5,98	4,79	4,95	0,35	2,18
	60%	0,29	0,36	0,02	5,21	4,16	4,31	0,31	1,84
	70%	0,26	0,32	0,02	4,62	3,68	3,82	0,27	1,59
	80%	0,23	0,29	0,02	4,15	3,28	3,42	0,24	1,39
	90%	0,21	0,26	0,01	3,77	2,97	3,09	0,22	1,23
	100%	0,19	0,24	0,01	3,45	2,69	2,80	0,20	1,12



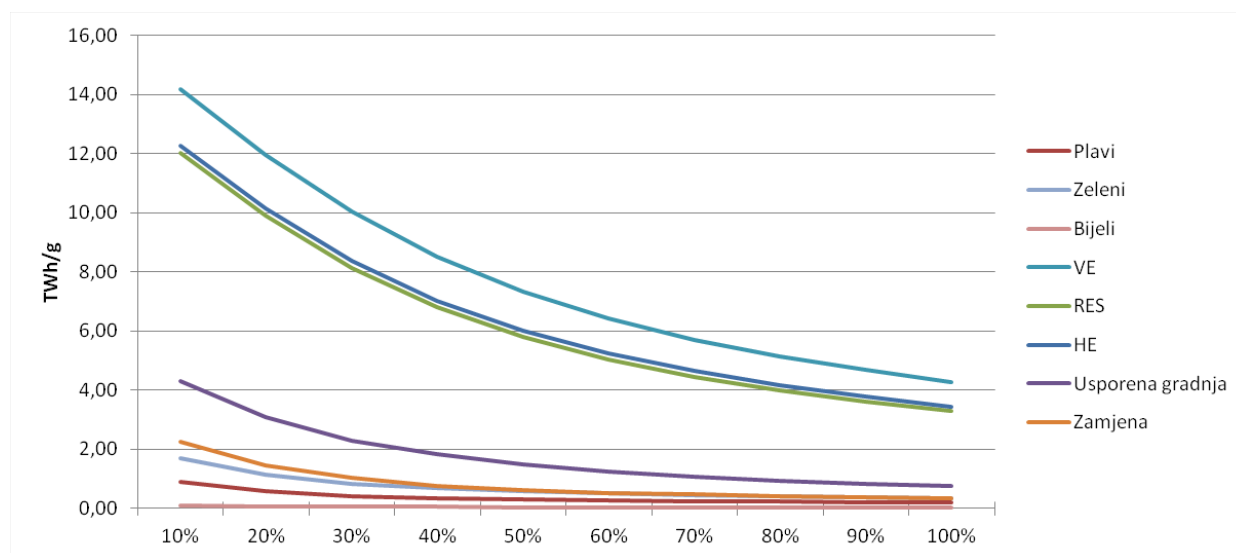
Ukoliko sagledamo rezultate proračuna prezentirane u gornjim tablicama, možemo vidjeti da iako bi se moglo očekivati da će „Zeleni“ i „Bijeli“ scenarij lošije konkurirati zbog bržeg manifestiranja kritičnog viška proizvodnje, to nije slučaj. Navedeni scenariji iziskuju manju količinu uvoza pri 40% potrošnje namirene iz vjetroelektrana nego što ostali scenariji, s iznimkom scenarija „Zamjena“ i „Plavi“, iziskuju pri penetraciji od 100%, čak i kada bi takav sustav bio moguć uslijed kritičnog viška proizvodnje električne energije.

Očekivano, za sušni i vlažni hidrološki podscenarij, rezultati su kvalitativno isti ranije opisanim, uz razlike u apsolutnim vrijednostima.

U slučaju sušnog hidrološkog podscenarija, kao što je i očekivano, dolazi do povećanja potrebe za uvozom električne energije u svim scenarijima, iako potreba pada sa povećanjem penetracije vjetroelektrana u sustav. Sustave za sušni hidrološki podscenarij promatrat ćemo za 50% potrošnje zadovoljene iz vjetroelektrana, s iznimkom „Bijelog“, „Plavog“ i „Zelenog“ scenarija kod kojih se kritični višak javlja pri 40%. Imajući to na umu, iz [Slika 39] ponovno je vidljivo da „VE“ scenarij daje najlošije rezultate, sa 36,4% ovisnosti o uvozu, a najbolje daje scenarij „Bijeli“ sa tek 1,9% ovisnosti o uvozu. Valja ponovno naglasiti kako ovi rezultati predstavljaju značajna smanjenja u odnosu na 42% ovisnosti iz bazne godine.



**Slika 39.** Ovisnost uvoza električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušne hidrološke podscenarije i 2020. godinu, u TWh/g



**Slika 40.** Ovisnost uvoza električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušne hidrološke podscenarije i 2030. godinu, u TWh/g

U drugom periodu proračuna, prikazanom na [Slika 40], ponovno je vidljiv jasniji raskorak između scenarija kao posljedica izlaska NE Krško iz pogona. Ponovno je evidentan i rast uvoza s obzirom na smanjenu količinu padalina, ali je i dalje vidljiva manja osjetljivost scenarija koji koriste konvencionalne izvore energije. Tako je „Bijeli“ scenarij ponovno na prvom mjestu po pitanju uvoza, sa 0,2% ovisnosti o uvozu pri 30% potrošnje zadovoljene iz vjetroelektrana. Ponovno je najnepovoljniji „VE“ scenarij sa 32,4% ovisnosti o uvozu pri 50 % potrošnje zadovoljene iz vjetroelektrana. Usprkos lošim hidrološkim uvjetima, ovi rezultati ponovno predstavljaju značajan pomak u odnosu na rezultate bazne godine. Proračunati iznosi uvezene električne energije za sušne hidrološke podscenarije su prikazani u tablicama koje slijede.

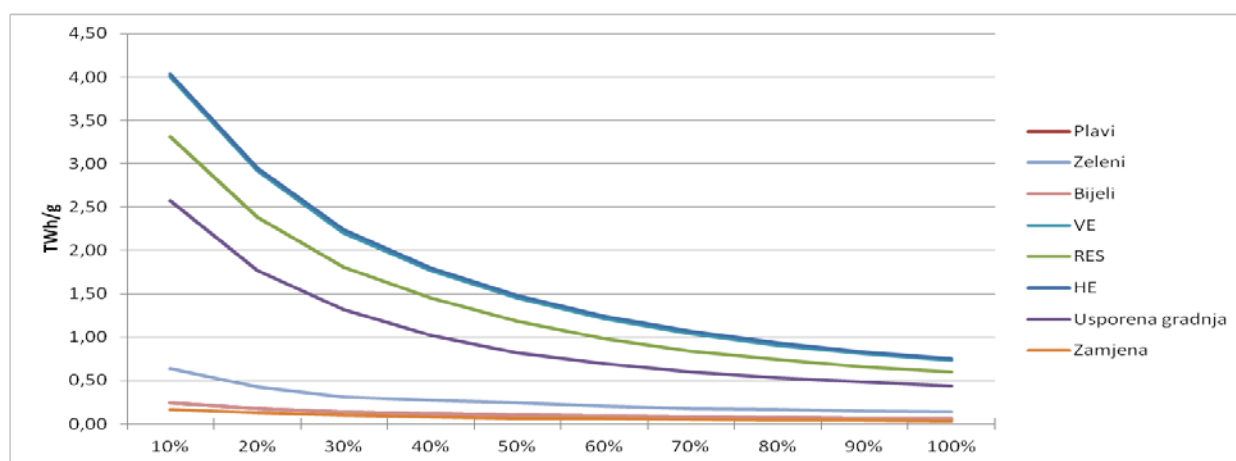
**Tablica 32.** Proračunati uvoz električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušni hidrološki podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g

Godina	Uvoz ele. energije za sušni h. podscenarij u TWh/g								
	2020.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	1,15	2,07	1,15	7,25	5,75	6,39	0,19	5,43
	20%	0,73	1,41	0,73	5,71	4,39	4,96	0,14	4,10
	30%	0,50	1,01	0,50	4,54	3,40	3,89	0,11	3,15
	40%	0,39	0,77	0,39	3,70	2,72	3,13	0,09	2,50
	50%	0,35	0,63	0,35	3,08	2,25	2,60	0,07	2,06
	60%	0,31	0,55	0,31	2,64	1,91	2,22	0,06	1,74
	70%	0,28	0,49	0,28	2,30	1,65	1,92	0,05	1,50
	80%	0,25	0,44	0,25	2,04	1,45	1,69	0,05	1,31
	90%	0,22	0,4	0,22	1,81	1,28	1,50	0,04	1,17
	100%	0,20	0,37	0,2	1,63	1,16	1,35	0,04	1,06

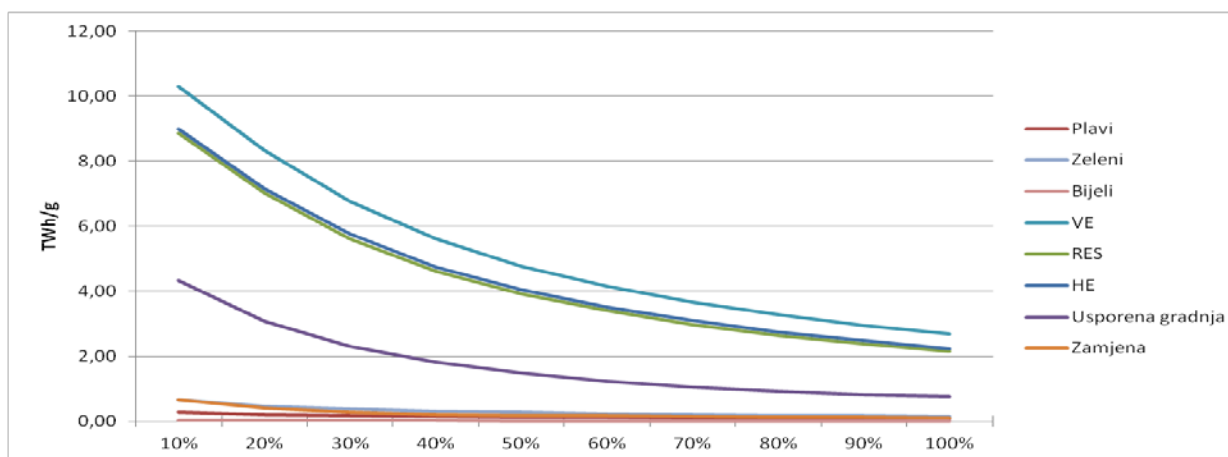
**Tablica 33. Proračunati uvoz električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušni hidrološki podscenarij i 2030. godinu, u TWh/g**

	Godina	Uvoz ele. energije za sušni h. podscenarij u TWh/g							
	2030.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	0,88	1,68	0,10	14,17	12,02	12,28	2,24	4,32
	20%	0,59	1,13	0,07	11,95	9,90	10,15	1,46	3,07
	30%	0,41	0,81	0,06	10,03	8,13	8,37	1,03	2,30
	40%	0,33	0,67	0,05	8,50	6,79	7,02	0,77	1,82
	50%	0,31	0,57	0,04	7,33	5,79	6,01	0,62	1,48
	60%	0,28	0,51	0,03	6,42	5,03	5,23	0,53	1,24
	70%	0,25	0,46	0,03	5,70	4,45	4,64	0,47	1,06
	80%	0,22	0,42	0,03	5,14	3,99	4,16	0,42	0,93
	90%	0,20	0,38	0,02	4,67	3,62	3,78	0,38	0,83
	100%	0,19	0,35	0,02	4,28	3,31	3,45	0,34	0,76

Rezultati za vlažne hidrološke podscenarije pokazuju manje razlike u odnosu na prethodna dva scenarija. Kako je vidljivo iz [Slika 41], rezultati za „HE“ i „VE“ scenarij u prvom periodu su praktički jednaki. Ovo se može objasniti načinom na koji model računa proizvodnju iz hidroelektrana te korištenim krivuljama proizvodnje opisanima u ranijim poglavljima. Odnosi između ostalih scenarija su ostali otprilike isti, no zbog veće proizvodnje iz hidroelektrana, razlike među njima su manje nego u ostalim slučajevima. Što se tiče same ovisnosti o uvozu, ona je u ovom slučaju najlošija za „HE“ scenarij i iznosi 9% pri 40% potrošnje namirene iz vjetroelektrana, a najbolja je u slučaju scenarija „Zamjene“ i iznosi 0,4% pri 40% potrošnje namirene iz vjetroelektrana.



**Slika 41. Ovisnost uvoza električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za vlažne hidrološke podscenarije i 2020. godinu, u TWh/g**



**Slika 42.** Ovisnost uvoza električne energije o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za vlažne hidrološke podscenarije i 2030. godinu, u TWh/g

U drugom periodu, prikazanom na prethodnom dijagramu, scenariji se ponovno počinju snažnije diferencirati, zadržavajući ranije viđene odnose. Ponovno prednjači „Bijeli“ scenarij, no valja naglasiti kako je zbog velike proizvodnje i nastalog kritičnog viška „Bijeli“ scenarij uziman u obzir do 30% penetracije vjetroelektrana pri čemu je ostvario ovisnost o uvozu od 0,08%. Najlošije rezultate ponovno daje „VE“ scenarij sa 24,81% ovisnosti pri 40 % potrošnje zadovoljene iz energije vjetra. Proračunati iznosi uvezene električne energije za vlažne hidrološke podscenarije su prikazani u tablicama koje slijede.

**Tablica 34.** Proračunati uvoz električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za vlažni hidrološki podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g

Godina	Uvoz ele. energije za vlažni h. podscenarij u TWh/g								
	2020.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	0,24	0,64	0,24	4,00	3,31	4,03	0,17	2,57
	20%	0,18	0,43	0,18	2,92	2,38	2,95	0,13	1,77
	30%	0,14	0,31	0,14	2,20	1,81	2,24	0,10	1,32
	40%	0,12	0,27	0,12	1,77	1,45	1,80	0,08	1,02
	50%	0,10	0,24	0,1	1,45	1,18	1,48	0,06	0,82
	60%	0,09	0,21	0,09	1,21	0,98	1,24	0,06	0,69
	70%	0,08	0,18	0,08	1,04	0,84	1,07	0,05	0,60
	80%	0,07	0,17	0,07	0,91	0,74	0,93	0,04	0,53
	90%	0,06	0,15	0,06	0,81	0,66	0,83	0,04	0,48
	100%	0,06	0,14	0,06	0,73	0,60	0,75	0,03	0,44

**Tablica 35. Proračunati uvoz električne energije za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za vlažni hidrološki podscenarij i 2030. godinu, u TWh/g**

	Godina	Uvoz ele. energije za vlažni h. podscenarij u TWh/g							
	2030.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	0,29	0,66	0,04	10,30	8,87	9,00	0,66	4,32
	20%	0,21	0,47	0,03	8,33	7,02	7,16	0,41	3,07
	30%	0,18	0,39	0,02	6,76	5,62	5,76	0,28	2,30
	40%	0,16	0,32	0,02	5,61	4,62	4,75	0,22	1,82
	50%	0,13	0,28	0,01	4,76	3,92	4,04	0,19	1,48
	60%	0,12	0,24	0,01	4,15	3,40	3,51	0,17	1,24
	70%	0,10	0,21	0,01	3,67	2,98	3,10	0,15	1,06
	80%	0,09	0,19	0,01	3,28	2,65	2,75	0,13	0,93
	90%	0,09	0,17	0,01	2,96	2,38	2,48	0,12	0,83
	100%	0,29	0,66	0,04	10,30	8,87	9,00	0,66	4,32

Ako usporedimo rezultate iz gornjih tablica, kao i ranije navedene ovisnosti o uvozu sa rezultatima za prethodne setove podscenarija, možemo zaključiti kako su ovakvi uvjeti zapravo najnepovoljniji po pitanju uvoza električne energije. Objašnjenje te pojave leži u činjenici kako pojačana proizvodnja iz hidroelektrana ne dopušta veću penetraciju vjetroelektrana u smislu ranog pojavljivanja kritičnog viška proizvedene električne energije te na taj način ne dopušta da vjetroelektrane zadovolje potražnju u većoj mjeri.

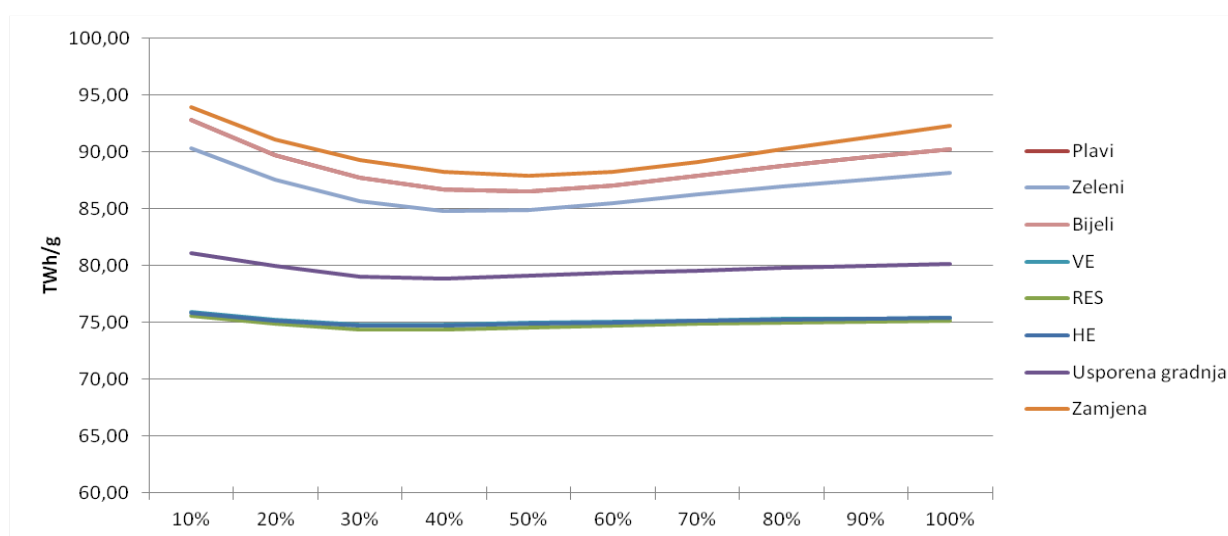
Općenito možemo reći da se konvencionalna postrojenja predviđena „Plavim“, „Zelenim“, „Bijelim“ te scenarijem „Zamjena“ po pitanju ovisnosti o uvozu električne energije bolje nose sa penetracijom intermitentnih izvora energije. S druge strane, valja imati na umu i ograničenja koja na rezultate ove analize postavljaju rezultati analize o kritičnom višku proizvodnje električne energije. Ipak, čak i najnepovoljniji među podscenarijima donose smanjenje ovisnosti o uvozu u odnosu na baznu godinu, tako da možemo zaključiti da svi scenariji, bez obzira na korištene tehnologije profitiraju uvođenjem veće količine vjetroelektrana u sustav. U povoljnijim slučajevima koji koriste konvencionalne izvore energije uz veću penetraciju vjetroelektrana, moguće je postići petnaest puta manju ovisnost o uvozu nego što je bila u baznoj godini. Ovi rezultati govore u prilog ideje o kombinaciji konvencionalnih postrojenja i obnovljivih izvora energije na koje su već ranije upućivali rezultati analize kritičnog viška proizvedene energije, kao i analize prvotno dobivenih rezultata scenarija.

#### **4.6.4 Utjecaj pojačane penetracije vjetra na potrošnju goriva**

Posljednji aspekt s kojeg ćemo promatrati utjecaj pojačane penetracije vjetroelektrana je potrošnja goriva. Za očekivati bi bilo da sa porastom penetracije vjetroelektrana u sustav pada

potrošnja goriva pošto sve više energije dolazi iz obnovljivih izvora energije. No, kao što će se vidjeti iz rezultata, proračunate potrošnje ne prate ovu pretpostavku.

Iz slike [Slika 43] vidljivo je nekoliko različitih trendova u prvom periodu normalne hidrologije. Promotrimo za početak scenarije „HE“ i „Usporena gradnja“. „HE“ scenarij ne predviđa izgradnju novih termoelektrana pa je pad potrošnje goriva ograničen, a isto vrijedi i za „RES“ i „VE“ scenarije pošto promatramo potrošnju goriva bez OIE. U slučaju „Usporene gradnje“, potrošnja pada za 3% do penetracije od 40% potrošnje namirene iz vjetroelektrana, a zatim počinje blago rasti, praktički zanemarivo za ukupno 1,3% pri 100% penetracije. Ovakav trend rasta prisutan je i u ostalim scenarijima, samo uz veći naglasak. „Plavi“, „Bijeli“ i „Zeleni“ scenarij bilježe pad potrošnje goriva do 50% penetracije, a zatim bilježe rast kako se povećava udio vjetroelektrana u sustavu. Ova pojava je najizraženija kod scenarija „Zamjene“ u kojem dolazi do pada od ukupno 6,5% pri 50% penetracije i ponovnog rasta do vrijednosti 1,8% manje od vrijednosti pri 10% penetracije.



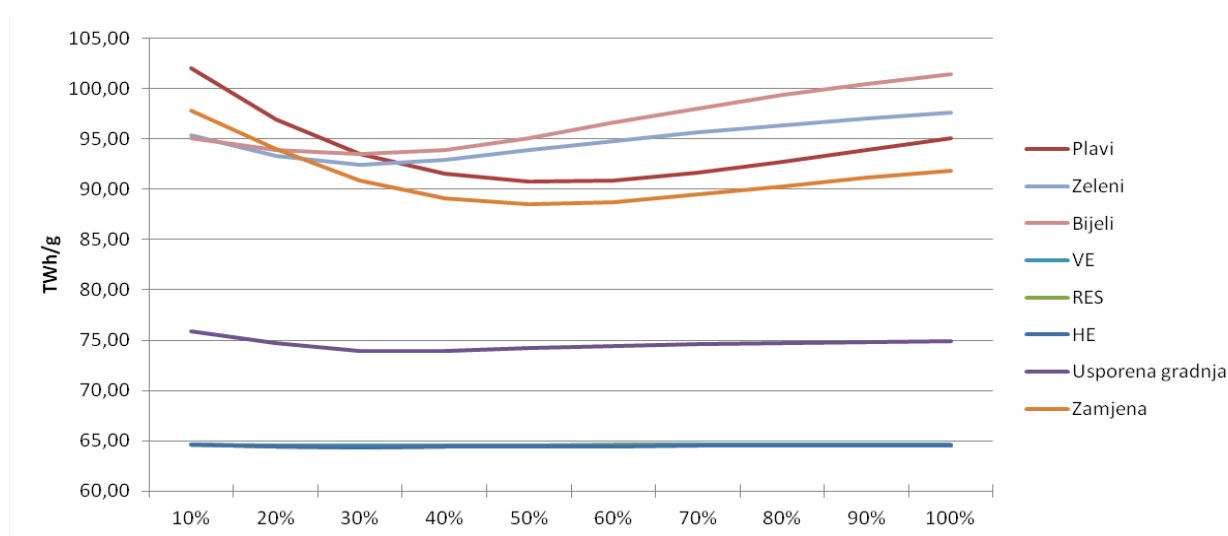
**Slika 43.** Ovisnost potrošnje goriva o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalne hidrološke podscenarije i 2020. godinu, u TWh/g

Ovi trendovi su posljedica vođenja sustava od strane EnergyPLAN modela. Dok do pada potrošnje dolazi očekivano zbog velike količine novoprodukcije energije vjetra, do porasta dolazi uslijed potrebe za zadovoljavanjem toplinske potražnje. U uvjetima pojačane proizvodnje iz vjetroelektrana, sustav se pokušava prilagoditi smanjivanjem snaga kondenzacijskih i kogeneracijskih elektrana prema definiranim minimumima. No, istovremeno mora biti zadovoljena i potražnja za toplinskom energijom koju su do tada rješavale kogeneracijske elektrane. U tom slučaju model aktivira kotlove kogeneracijskih elektrana čija je efikasnost puno

niža od efikasnosti kogeneracijskog postrojenja. Zbog toga dolazi do opisanih posljedica u potrošnji goriva.

U drugom periodu, prikazanom na [Slika 44], ponavljaju se već viđeni trendovi, pri čemu scenariji sa isključivim dodavanjem obnovljivih izvora energije ostaju pri relativno konstantnoj potrošnji goriva, ali do velikog izražaja dolazi nefleksibilnost pojedinih scenarija. Tako najmanju toleranciju na penetraciju vjetroelektrana pokazuje scenarij „Zamjena“, ali i „Plavi“ što se osim prethodnim objašnjenjem može pojasniti i većom nefleksibilnošću termoelektrana na ugljen predviđenih ovim scenarijem.

Što se tiče dva preostala hidrološka podscenarija, rezultati ne variraju mnogo kvantitativno, a kvalitativno zadržavaju već opisane karakteristike. Iznimka su scenariji koji predviđaju veću izgradnju hidroelektrana u kojima se logički osjećaju veće promjene u potrošnji goriva zbog veće proizvodnje iz hidroelektrana.



**Slika 44.** Ovisnost potrošnje goriva o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalne hidrološke podscenarije i 2030. godinu, u TWh/g

**Tablica 36. Proračunata potrošnja goriva za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalni hidro. podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g**

	Potrošnja goriva za normalni h. podscenarij u TWh/g								
	Godina	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	2020.								
	10%	92,86	90,29	92,86	75,95	75,63	75,89	93,99	81,14
	20%	89,73	87,54	89,73	75,26	74,91	75,19	91,14	80,00
	30%	87,72	85,68	87,72	74,79	74,42	74,70	89,32	79,06
	40%	86,69	84,83	86,69	74,83	74,40	74,71	88,24	78,90
	50%	86,55	84,91	86,55	74,97	74,59	74,87	87,91	79,10
	60%	87,09	85,54	87,09	75,09	74,74	75,00	88,28	79,36
	70%	87,91	86,26	87,91	75,20	74,88	75,12	89,14	79,59
	80%	88,76	86,96	88,76	75,30	75,00	75,22	90,22	79,79
	90%	89,55	87,59	89,55	75,37	75,11	75,30	91,31	79,98
100%	90,27	88,17	90,27	75,44	75,20	75,38	92,33	80,14	

Gornja tablica prikazuje proračunate vrijednosti potrošnje goriva pomoću koje je izrađena prethodno pojašnjena ovisnost potrošnje goriva o postotku potražnje namirene iz vjetroelektrana za 2020. godinu i normalne hidrološke uvjete. Proračunate vrijednosti za 2030. godinu su prikazane u [Tablica 37]. Vidljivo je da rezultati i u drugom periodu prate ranije opisane trendove.

**Tablica 37. Proračunata potrošnja goriva za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za normalni hidro. podscenarij i 2030. godinu, u TWh/g**

	Potrošnja goriva za normalni h. podscenarij u TWh/g								
	Godina	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	2030.								
	10%	101,99	95,38	95,06	64,68	64,63	64,63	97,76	75,91
	20%	96,92	93,35	93,9	64,54	64,43	64,43	93,99	74,67
	30%	93,52	92,46	93,48	64,52	64,38	64,34	90,88	73,90
	40%	91,50	92,87	93,91	64,56	64,43	64,39	89,08	73,95
	50%	90,77	93,85	95,09	64,58	64,46	64,43	88,48	74,18
	60%	90,88	94,80	96,61	64,59	64,50	64,47	88,75	74,39
	70%	91,62	95,64	98,05	64,60	64,51	64,49	89,49	74,58
	80%	92,72	96,37	99,34	64,62	64,53	64,50	90,32	74,72
	90%	93,89	97,01	100,46	64,62	64,54	64,52	91,12	74,83
100%	95,02	97,57	101,47	64,63	64,55	64,53	91,87	74,94	



Tablice u nastavku daju proračunate vrijednosti potrošnje goriva za sušni hidrološki podscenarij u 2020. i 2030. godini.

**Tablica 38. Proračunata potrošnja goriva za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušni hidrološki podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g**

	Godina	Potrošnja goriva za sušni h. podscenarij u TWh/g							
	2020.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	96,29	92,93	96,29	76,42	76,12	76,26	98,10	82,01
	20%	92,88	90,12	92,88	75,85	75,47	75,65	94,56	80,98
	30%	90,36	87,93	90,36	75,56	75,17	75,38	92,16	80,14
	40%	89,24	87,03	89,24	75,61	75,29	75,47	90,86	80,10
	50%	89,22	87,25	89,22	75,69	75,39	75,56	90,58	80,26
	60%	89,80	87,86	89,8	75,78	75,49	75,66	91,00	80,42
	70%	90,53	88,49	90,53	75,83	75,57	75,72	91,89	80,57
	80%	91,23	89,06	91,23	75,89	75,65	75,78	92,91	80,71
	90%	91,88	89,58	91,88	75,94	75,69	75,83	93,88	80,82
	100%	92,49	90,08	92,49	75,97	75,74	75,86	94,77	80,92

Iz rezultata prikazanih u prethodnoj i sljedećoj tablici vidljivo je kako i rezultati za sušne hidrološke uvjete prate iste trendove koji su ranije opisani na slučaju normalnog hidrološkog podscenarija za sve scenarije. Razlika je naravno u apsolutnim iznosima potrošnja goriva koja će u ovom slučaju biti veća jer se zbog smanjene proizvodnje iz hidroelektrana povećava proizvodnja iz termoelektrana.

**Tablica 39. Proračunata potrošnja goriva za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za sušni hidrološki podscenarij i 2030. godinu, u TWh/g**

	Godina	Potrošnja goriva za sušni h. podscenarij u TWh/g							
	2030.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	107,39	97,80	97,82	64,70	64,68	64,68	100,36	76,44
	20%	101,98	95,30	95,86	64,66	64,60	64,59	96,82	75,45
	30%	97,86	94,20	95,17	64,67	64,63	64,62	93,62	75,05
	40%	95,58	94,67	95,76	64,68	64,64	64,63	91,80	75,17
	50%	94,74	95,62	97,08	64,68	64,65	64,64	91,33	75,32
	60%	94,81	96,46	98,56	64,68	64,65	64,65	91,66	75,46
	70%	95,50	97,19	99,87	64,68	64,66	64,65	92,35	75,57
	80%	96,49	97,83	101,03	64,69	64,67	64,66	93,06	75,67
	90%	97,49	98,37	102,07	64,69	64,67	64,67	93,72	75,74
	100%	98,41	98,84	102,99	64,69	64,68	64,67	94,35	75,78

Tablice u nastavku daju proračunate vrijednosti potrošnje goriva za sušni hidrološki podscenarij u 2020. i 2030. godini.

**Tablica 40. Proračunata potrošnja goriva za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za vlažni hidrološki podscenarij i 2020. godinu, u TWh/g**

	Godina	Potrošnja goriva za vlažni h. podscenarij u TWh/g							
	2020.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	89,33	87,40	89,33	75,44	75,10	75,42	96,07	80,11
	20%	86,78	85,00	86,78	74,70	74,35	74,69	93,05	78,92
	30%	85,26	83,56	85,26	74,19	73,84	74,16	90,97	78,07
	40%	84,44	82,86	84,44	74,12	73,71	74,02	89,63	77,84
	50%	84,27	82,81	84,27	74,29	73,80	74,14	88,93	77,97
	60%	84,69	83,34	84,69	74,47	74,00	74,33	88,87	78,30
	70%	85,54	84,13	85,54	74,62	74,20	74,49	89,37	78,61
	80%	86,47	84,92	86,47	74,76	74,36	74,62	90,25	78,87
	90%	87,37	85,67	87,37	74,89	74,51	74,76	91,22	79,12
	100%	88,20	86,33	88,2	75,00	74,64	74,88	92,18	79,32

Iz rezultata prikazanih u prethodnoj i sljedećoj tablici vidljivo je kako i rezultati za sušne hidrološke uvjete prate iste trendove koji su ranije opisani na slučaju normalnog hidrološkog podscenarija za sve scenarije. Razlika je naravno u apsolutnim iznosima potrošnja goriva koja će u ovom slučaju biti manja jer se zbog povećane proizvodnje iz hidroelektrana smanjuje proizvodnja iz termoelektrana.

**Tablica 41. Proračunata potrošnja goriva za različite postotke potražnje namirene iz vjetroelektrana, za vlažni hidrološki podscenarij i 2030. godinu, u TWh/g**

	Godina	Potrošnja goriva za vlažni h. podscenarij u TWh/g							
	2030.	Plavi	Zeleni	Bijeli	VE	RES	HE	Zamjena	Usporena gradnja
Postotak potražnje namiren iz vjetroelektrana	10%	97,83	93,06	93,25	64,62	64,53	64,51	94,63	75,06
	20%	93,44	91,56	92,67	64,41	64,28	64,26	90,89	73,68
	30%	90,63	91,00	92,47	64,29	64,11	64,08	88,17	72,79
	40%	88,87	91,22	92,78	64,32	64,12	64,06	86,52	72,65
	50%	88,08	92,10	93,72	64,38	64,19	64,13	85,84	72,92
	60%	88,11	93,14	95,14	64,41	64,23	64,18	85,99	73,22
	70%	88,80	94,11	96,61	64,44	64,28	64,23	86,74	73,45
	80%	89,91	94,95	97,96	64,46	64,32	64,27	87,66	73,67
	90%	91,17	95,69	99,17	64,48	64,34	64,30	88,59	73,87
	100%	92,41	96,34	100,24	64,49	64,36	64,32	89,45	74,03

## 5. ZAKLJUČAK

Ovaj rad obrađuje osam scenarija za razvoj hrvatskog energetskeg sustava uz analizu hidroloških podscenarija i utjecaja pojačane penetracije obnovljivih izvora energije. Analizama je prethodilo postavljanje vjerodostojnog modela odabrane bazne godine u EnergyPLAN modelu, uz izradu pripadajućih krivulja, kao i proračun budućeg kretanja potražnje za električnom energijom.

Rezultati više-scenarijskog pristupa sadrže proračunate iznose kritičnog viška proizvodnje električne energije, ukupnu potrošnju energije sa i bez OIE, uvoz i izvoz električne energije, emisije CO<sub>2</sub>, troškove uvoza, prihode izvoza kao i troškove scenarija. Dobiveni podatci promatrani su kroz aspekte zadovoljavanja potražnje, ekoloških i ekonomskih parametara. Rezultati analize ukazuju da scenariji koji koriste konvencionalne izvore energije imaju veći potencijal zadovoljavanja potražnje, uz niže investicijske troškove, no ekološki su manje prihvatljivi od obnovljivih izvora energije čiji su glavni nedostatak visoki investicijski troškovi.

Analiza penetracije obnovljivih izvora se fokusirala na pojačanu penetraciju vjetroelektrana kao jednog od vodećih OIE. Dobiveni rezultati su promatrani kroz ovisnost kritičnog viška proizvodnje električne energije, uvoza i potrošnje goriva o postotku potrošnje namirenoj iz vjetroelektrana, kao i krivulja opterećenja za kondenzacijske elektrane u scenarijima koji predviđaju značajnu izgradnju konvencionalnih postrojenja. Rezultati ukazuju na činjenicu da sustavi s većom implementacijom obnovljivih izvora energije imaju veći potencijal implementacije intermitentnih izvora energije u sustav sa stajališta kritičnog viška proizvodnje električne energije i uvoza. Po pitanju krivulja opterećenja, kod scenarija koji predviđaju značajnu izgradnju konvencionalnih elektrana, evidentan je velik pad proizvodnje iz kondenzacijskih elektrana, kao i porast broja sati godišnjeg rada na minimalnom opterećenju i istovremeni pad broja sati godišnjeg rada na maksimalnom opterećenju. U pojedinim slučajevima, ova pojava je toliko naglašena da se može dovesti u pitanje isplativost izgradnje elektrana koje zatim većinu godine rade na tehničkom minimumu.

S obzirom na do sada navedeno, u slučaju hrvatskog energetskeg sustava, postoji velik potencijal za razvoj u smjeru kombiniranja konvencionalnih i obnovljivih izvora energije u sustavu. Na taj način kombinirali bi se niži investicijski troškovi i bolje zadovoljavanje potražnje za energijom konvencionalnih postrojenja sa većom fleksibilnošću i nižim emisijama obnovljivih izvora energije za koje utvrđeno da imaju velik potencijal penetracije.

## LITERATURA

- [1] European Commission: *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2012*, EU, Luxembourg, 2012. , ISBN 978-92-79-22556-7
- [2] *Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council*, Official Journal of the European Union, 2009.
- [3] Zervos A., Lins C., Muth J., Smith E.: *RE-thinking 2050: a 100% renewable energy vision for the European Union*, EREC – European Renewable Energy Council; 2010.
- [4] Odenberger M., Johnsson F.: *Achieving 60% CO<sub>2</sub> reductions within the UK energy system—Implications for the electricity generation sector*, Energy Policy 2007;35(4):2433-52
- [5] Szklo A.S., Schaeffer R., Schuller M.E., Chandler W.: *Brazilian energy policies side-effects on CO<sub>2</sub> emissions reduction*, Energy Policy 2005;33(3):349-64
- [6] Wenjia C., Can W., Ke W., Ying Z., Jining C.: *Scenario analysis on CO<sub>2</sub> emissions reduction potential in China's electricity sector*, Energy Policy 2007;35(12): 6445–56
- [7] Hickman R., Banister D.: *Looking over the horizon: Transport and reduced CO<sub>2</sub> emissions in the UK by 2030*, Transport Policy 2007;14(5)377-87
- [8] Kesicki F.: *Costs and potentials of reducing CO<sub>2</sub> emissions in the UK domestic stock from a systems perspective*, Energy and Buildings 2012;51:203–11
- [9] Lund H., Mathiesen B.: *Energy system analysis of 100% renewable energy systems - the case of Denmark in years 2030 and 2050*, Energy 2009;34(5):524-31
- [10] Krajačić G., Duić N., Zmijarević Z.: Mathiesen BV, Anić-Vučinić A., Carvalho MG., *Planning for a 100% independent energy system based on smart energystorage for integration of renewables and CO<sub>2</sub> emissions reduction*, Applied Thermal Engineering, 2011;31(13):2073-83
- [11] Krajačić G., Duić N., Carvalho MG.: *How to achieve a 100% RES electricity supply for Portugal*, Applied Energy 2011;88(2):466-72
- [12] Connolly D, Lund H, Mathiesen BV: Leahy M., *The first step towards a 100% renewable energy-system for Ireland*, Applied Energy 2011;88(2):502-7
- [13] Čosić G., Krajačić G., Duić N.: *A 100% renewable energy system in the year 2050: The case of Macedonia*, Energy 2012;48:80-87
- [14] Irsag B., Pukšec T., Duić N.: *Long term energy demand projection and potential for energy savings of Croatian tourism–catering trade sector*, Energy 2012;48(1):398-405

- [15] Pukšec T., Mathiesen B., Duić N.: *Potentials for energy savings and long term energy demand of Croatian households sector*, Applied Energy 2013;101:15–25
- [16] The Danish Government: *Energy strategy 2050 – from coal, oil and gas to green energy*, 2011
- [17] German Federal Ministry of Economics and Technology: *Germany's new energy policy - Heading towards 2050 with secure, affordable and environmentally sound energy*, 2012
- [18] Irish Department of Communications Energy and Natural Resources: *Strategy for Renewable Energy: 2012-2020*, 2012.
- [19] UK Department of Trade and Industry: *Meeting the Energy Challenge - A White Paper on Energy*, 2007.
- [20] Laranja M.: *Portuguese National National Strategy ENE 2020*
- [21] Ministry of Economy, Labour and Entrepreneurship, Republic of Croatia & United Nations Development Program: *Green Paper-Update/Upgrade of the Energy Strategy and of the Implementation Programme of the Republic of Croatia*, Zagreb, Croatia, 2008
- [22] Ministry of Economy Labour and Entrepreneurship: *Registry of renewable energy sources, cogeneration and feed-in production plants and projects - OIEKPP*, <http://oie.mingo.hr> (Ožujak 2013.)
- [23] Ministry of Economy Labour and Entrepreneurship: *Energy in Croatia - Annual Energy Report – 2009*, Zagreb, Croatia, 2010.
- [24] ENTSO-E, <http://entsoe.eu> (Ožujak 2013.)
- [25] HEP, *Indicative middle-term development plan*, 2011.
- [26] Pavković D., Pukšec T., Duić N.: *Energy demand modelling for the Croatian education sector*, Proceedings of the 21st International symposium on heating, refrigerating and air conditioning, 07-08 April 2011., Zagreb, Croatia
- [27] Pukšec T., Mathiesen BV, Duić N.: *Long term energy demand projections for Croatian transport sector*, Proceedings of the 24th international conference on efficiency, cost, optimisation, simulation and environmental impact of energy systems, 04-07 July 2011 , Novi Sad, Serbia
- [28] Pavković D., Pukšec T., Duić N.: *Energy demand modelling for the Croatian education sector*, Proceedings of the 21st International symposium on heating, refrigerating and air conditioning, 07-08 April 2011, Zagreb, Croatia
- [29] Duić N., Krajačić G., Pukšec T, Ćosić B., Novosel T., Ridjan I.: *Renewable Energy Sources, Energy Efficiency and Reduction of Greenhouse Gas Emissions as main sources of Development of „Green Economy“ in Croatia until 2050*, Zagreb, Croatia 2012.

- [30] *EnergyPLAN: Advanced energy system analysis computer model*, Aalborg University, Denmark, <http://energy.plan.aau.dk> (version 9.0)
- [31] Liu W., Lund H., Mathiesen B.: *Large-scale integration of wind power into the existing Chinese energy system*, Energy 2011;36(8):4753-60
- [32] Gota D., Lund H., Miclea L.: *A Romanian energy system model and a nuclear reduction strategy*, Energy 2011;36(11):6413-19
- [33] Zhai P., Larsen P., Millstein D., Menon S. Masanet E.: *The potential for avoided emissions from photovoltaic electricity in the United States*, Energy 2012;47(1):443-50
- [34] Lund H., Andersen AN.: *Optimal designs of small CHP plants in a market with fluctuating electricity prices*, Energy Conversion and Management 2005;46(6):893-904
- [35] HEP: <http://www.hep.hr/proizvodnja> (Ožujak 2013.)
- [36] Lund H.: *EnergyPLAN - advanced energy system analysis computer model, users manual documentation version 9.0.*, Aalborg, Denmark: Aalborg University, 2011.
- [37] METEONORM, Global Meteorological Database for Engineers, Planners and Education: <http://www.meteonorm.com> (Ožujak 2013.)
- [38] HEP: <http://www.hep.hr/proizvodnja> (Ožujak 2013.)
- [39] International Energy Agency (IEA): *Energy statistics for Croatia in 2009*, 2009.
- [40] International Energy Agency (IEA): *Energy in the Western Balkans - The Path to Reform and Reconstruction*. IEA, Paris, France, 2008.
- [41] SenterNovem; Ministry of Spatial Planning, Housing and Environment: *The Netherlands: list of fuels and standard CO2 emission factors*, 2009.
- [42] Bajs D.: *Development of Croatian electroenergetic system until the year 2030 (MASTERPLAN)*, book 3 – Transport grid, EIHP, Zagreb, 1998.