

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU  
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE

# ZAVRŠNI RAD

**Katarina Katić**

Zagreb, 2012.

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU  
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE

# ZAVRŠNI RAD

Mentori:

Prof. dr. sc. Neven Duić

Student:

Katarina Katić

Zagreb, 2012.

Izjavljujem da sam ovaj rad izradila samostalno koristeći stečena znanja tijekom obrazovanja na Fakultetu strojarstva i brodogradnje i služeći se navedenom literaturom.

Zahvaljujem na nesebičnoj i stručnoj pomoći mentoru prof. dr. Sc. Nevenu Duiću te dipl.ing. Goranu Krajačiću.

Također se želim zahvaliti gosp. Rui Pestani iz Rede Eléctrica Nacional na pomoći pri sakupljanju podataka o elektroenergetskom sustavu Portugala.

Katarina Katić

## **SADRŽAJ**

SADRŽAJ .....	I
POPIS SLIKA .....	III
POPIS TABLICA.....	IV
SAŽETAK.....	V
1. UVOD.....	1
2. PORTUGAL.....	6
2.1. Opis zemlje .....	6
2.2. Elektroenergetski sustav Portugala .....	8
2.2.1. Proizvodnja električne energije.....	9
2.2.1.1. Prijenos električne energije.....	9
2.2.1.2. Nacionalne prijenosne mreže u Portugalu .....	10
2.2.1.3. Kvaliteta usluga nacionalne prijenosne mreže.....	10
2.2.1.4. Nadogradnja i širenje prijenosne mreže.....	11
2.2.2. Distribucija električne energije .....	12
2.2.3. Rad tržišta električne energije.....	13
3. METODOLOGIJA .....	14
3.1. Uvod u metodologiju .....	14
3.2. EnergyPLAN.....	14
3.3. Distribucijske krivulje.....	15
3.4. Izrada temeljnog scenarija za 2006. godinu.....	19
3.4.1. Ukupna potrošnja električne energije .....	19
3.4.2. Proizvodnje električne energije iz termoelektrana i potrošnja goriva u termoelektranama.....	19
3.4.3. Proizvodnja električne energije iz kogeneracija .....	20
3.4.4. Proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije .....	21
3.4.5. Potrošnja goriva u sektoru transporta .....	22
3.4.6. Potrošnja goriva u sektoru industrije .....	22
3.4.7. Potrošnja goriva u sektoru kućanstva i uslužnom sektoru .....	23
3.4.8. Regulacija .....	24
3.4.9. Troškovi .....	24
3.5. Izrada temeljnih scenarija za 2020. i 2030. godinu.....	26
3.5.1. Ukupna potrošnja električne energije .....	26
3.5.2. Proizvodnje električne energije iz termoelektrana i potrošnja goriva u termoelektranama.....	27
3.5.3. Proizvodnje električne energije iz kogeneracije .....	28
3.5.4. Proizvodnja iz obnovljivih izvora energije .....	29
3.5.5. Potrošnja goriva po sektorima.....	30
3.5.6. Regulacija .....	32
3.5.7. Troškovi .....	32
3.6. Izrada scenarija sa visokim udjelom OIE za 2020. i 2030. godinu.....	34
3.6.1. Ukupna potrošnja električne energije .....	34

3.6.2.	Proizvodnje električne energije iz termoelektrana i potrošnja goriva u termoelektranama.....	35
3.6.3.	Proizvodnje električne energije iz kogeneracije .....	35
3.6.4.	Proizvodnja iz obnovljivih izvora energije .....	36
3.6.5.	Potrošnja goriva po sektorima.....	37
3.6.6.	Regulacija .....	38
3.6.7.	Troškovi .....	38
4.	Rezultati.....	40
4.1.	Temeljni scenariji.....	40
4.2.	Scenariji s visokim udjelom OIE .....	43
4.3.	Usporedba scenarija .....	47
4.3.1.	Usporedba emisije CO <sub>2</sub> .....	47
4.3.2.	Usporedba udjela OIE u proizvodnji električne energije.....	47
4.3.3.	47	
5.	ZAKLJUČAK.....	48
6.	LITERATURA .....	49

## **POPIS SLIKA**

Slika 1.	Električna energija proizvedena iz OIE u 2009.....	2
Slika 2.	Podjela finalne potrošnje energije po sektorima .....	2
Slika 3.	Obnovljivi izvori energije .....	3
Slika 4.	Zastava Portugala .....	6
Slika 5.	Portugal .....	6
Slika 6.	Cabo de Roca, Portugal – najzapadnija točka kontinentalne Europe.....	7
Slika 7.	EnergyPLAN .....	15
Slika 8.	Distribucijska krivulja opterećenja elektroenergetskog sustava za Portugal u 2006. .....	16
Slika 9.	Distribucijska krivulja zračenja za Portugal.....	16
Slika 10.	Distribucijska krivulja za vjetroelektrane, Portugal .....	17
Slika 11.	Distribucijska krivulja za akumulacijske hidroelektrane za Portugal .....	17
Slika 12.	Distribucijska krivulja iz pročitnih hidroelektrana za Portugal.....	18
Slika 13.	Distribucijska krivulja za proizvodnju energije valova za Portugal.....	18
Slika 14.	Ukupna potrošnja električne energije u Portugalu u 2006 .....	19
Slika 15.	Distribucija goriva za termoelektrane i kogeneraciju u Portugalu za 2006. ....	20
Slika 16.	Sveukupna potrošnja goriva za kogeneraciju u Portugalu .....	20
Slika 17.	Obnovljivi izvori energije, Portugal 2006.....	21
Slika 18.	Potrošnja goriva u sektoru transporta, Portugal 2006. ....	22
Slika 19.	Raspodijela goriva u sektoru industrije i poljoprivrede, Portugal 2006.....	23
Slika 20.	Satna krivulja cijena iz 2006. godinu .....	26
Slika 21.	Potrošnja električne energije u Portugalu za 2020. i 2030. godinu .....	27
Slika 22.	Potrošnja goriva u termoelektranama, Portugal 2020. i 2030. ....	28
Slika 23.	Sveukupna potrošnja goriva za kogeneraciju u Portugalu, 2020. i 2030. godina .	29
Slika 24.	Obnovljivi izvori energije, Portugal 2020. i 2030.....	30
Slika 25.	Potrošnja električne energije u Portugalu za scenarije s visokim udjelom OIE u 2020. i 2030. godini.....	34
Slika 26.	Potrošnja goriva u termoelektranama, Portugal 2020. i 2030. ....	35
Slika 27.	Obnovljivi izvori energije, scenarij s visokim udjelom OIE za 2020. i 2030. ....	37
Slika 28.	Usporedba emisije CO <sub>2</sub> .....	40
Slika 29.	Ovisnost CEEP-a o instaliranoj snazi vjetroturbine u scenariju s visokim udjelom OIE, 2030. ....	45
Slika 30.	Usporedba troškova s obzirom na instaliranu snagu vjetroturbine u scenariju s visokim udjelom OIE, 2030. ....	45
Slika 31.	Ovisnost CEEP-a o instaliranoj snazi u fotonaponskim elektranama u scenariju s visokim udjelom OIE, 2030. ....	46
Slika 32.	Usporedba troškova s obzirom na instaliranu snagu u fotonaponskim elektranama u scenariju s visokim udjelom OIE, 2030. ....	46
Slika 33.	Usporedba emisije CO <sub>2</sub> referentnih scenarija i scenarija s visokim udjelom CO <sub>2</sub>	47

## **POPIS TABLICA**

Tablica 1. Potrošnja goriva u sektoru kućanstva i uslužnom sektoru, Portugal 2006.....	23
Tablica 2. Cijena goriva u Portugalu u 2006.....	24
Tablica 3. Promjenjivi troškovi pogona i održavanja.....	25
Tablica 4. Investicijski i fiksni troškovi pogona i održavanja.....	25
Tablica 5. Potrošnja goriva u sektoru transporta za 2020. i 2030. godinu .....	30
Tablica 6. Raspodjela goriva u sektoru industrije i poljoprivrede za 2020. i 2030. godinu...	31
Tablica 7. Potrošnja goriva u sektoru kućanstva i uslužnom sektoru za 2020. i 2030. ....	31
Tablica 8. Cijena goriva u 2020. ....	32
Tablica 9. Cijena goriva u 2030.. ....	32
Tablica 10. Promjenjivi troškovi pogona i održavanja, 2020. i 2030. ....	33
Tablica 11. Investicijski i fiksni troškovi pogona i održavanja, 2020. i 2030.....	33
Tablica 12. Potrošnja goriva u sektoru transporta za scenarije s visokim udjelom OIE. ....	37
Tablica 13. Ukupni kapacitet baterije električnih vozila.....	38
Tablica 14. Prikaz rezultata za temeljni scenarij 2006. ....	41
Tablica 15. Prikaz rezultata troškova za temeljni scenarij 2006. ....	41
Tablica 16. Prikaz rezultata za temeljni scenarij 2020. ....	41
Tablica 17. Prikaz rezultata troškova za temeljni scenarij u 2020. ....	42
Tablica 18. Prikaz rezultata za temeljni scenarij 2030. ....	42
Tablica 19. Prikaz rezultata troškova za temeljni scenarij 2030. ....	42
Tablica 20. Prikaz rezultata za scenarij s visokim udjelom OIE za 2020. ....	43
Tablica 21. Prikaz rezultata troškova za scenarij s visokim udjelom OIE za 2020. ....	43
Tablica 22. Prikaz rezultata za scenarij s visokim udjelom OIE za 2030. ....	43
Tablica 23. Prikaz rezultata troškova za scenarij s visokim udjelom OIE za 2030. ....	44
Tablica 24. Udio OIE u proizvodnji električne energije .....	47

## **SAŽETAK**

Zadatak ovog rada je energetske planiranje i analiza elektroenergetskog sustava Portugala koristeći više scenarija. Analiza se vrši pomoću programa EnergyPLAN za 2006., 2020. i 2030. godinu. U analizu su uključeni prikazi rješenja baznih scenarija za 2006., 2020. i 2030. te scenarija s visokim udjelom OIE za 2020. i 2030. godinu. Svrha rada je analizirati ponašanje energetskeg sustava Portugala pri zadovoljavanju ciljeva nacionalne energetske strategije do 2020. Shodno analizi za 2020. napraviti će se dodatne projekcije razvoja te analiza energetskeg sustava s visokim udjelom OIE za 2030.

Pri izradi referentnog scenarija za 2006. godinu korišteni su već postojeći i poznati podaci o energetskeg sustavu države i ostali podaci koji se na njega vežu. Nakon izrade referentnog scenarija za 2006. godinu rađeni su referentni scenariji za 2020. i 2030. godinu koji se temelje na podacima i predviđanjima do 2030. godine iz dostupnih dokumenata ili sa interneta. Na bazne scenarije nastavlja se izrada scenarija koji uključuju visoke udjele obnovljivih izvora u proizvodnji energije koji su zamijenili postojeća konvencionalna goriva u cilju smanjenja emisija CO<sub>2</sub>, koji se proizvodi njihovim izgaranjem. Analizu tih scenarija za 2020. i 2030. godinu potrebno je izraditi prema nacionalnoj i EU strategiji. Regulacija energetskeg sustava za više scenarija rađena je u programu EnergyPLAN unošenjem potrebnih podataka za izradu scenarija. Prije unošenja određenih podataka potrebno ih je dodatno prije obraditi. U tu svrhu se koriste mnogi računalni programi koji olakšavaju obradu svih potrebnih podataka.

Na samom kraju rada analiza i rezultati svih scenarija prikazuju: kritični višak proizvodnje električne energije, ukupnu potrošnju energije, ukupnu potrošnju energije bez OIE, proizvodnju energije iz OIE, uvoz i izvoz energije, emisije CO<sub>2</sub>, plaćanje uvoza i izvoza energije te ukupni trošak scenarija.



## **1. UVOD**

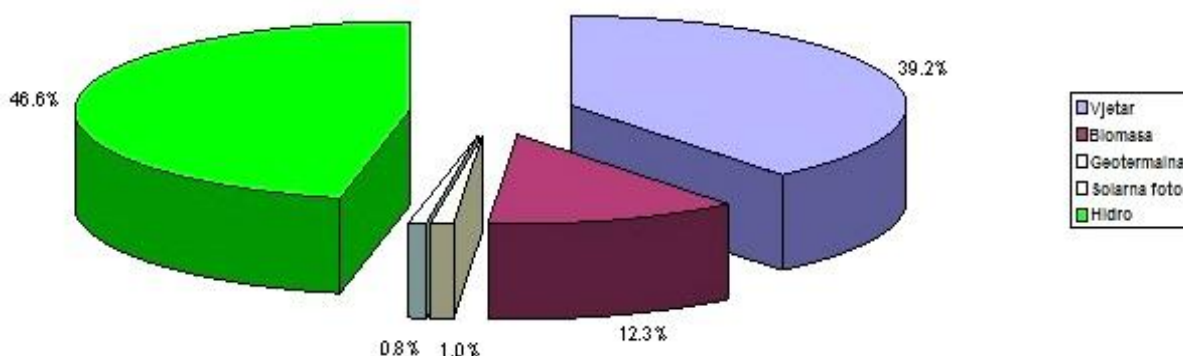
Portugal je zemlja s oskudnim primarnim izvorima energije koji osiguravaju opće energetske potrebe većine razvijenih zemalja (kao što su nafta, ugljen i plin). Manjak primarnih izvora energije dovodi do značajne vanjske ovisnosti tj. elektroenergetski sustav je visoko ovisan o uvozu nafte, ugljena i prirodnog plina. U 2005. godini uvoz goriva je bio 85%, odnosno 86% u 2006. godini. Dakle doprinos hidroenergije, energije vjetra, sunca, geotermalne energije, bioplina, biomase i otpada mora biti znatno povećan. Udio obnovljivih izvora energije (OIE) u sveukupnoj potrošnji energije u 2006. je iznosio samo 14%, međutim gledano samo na proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora situacija je znatno bolja. Udio obnovljivih izvora energije kod bruto proizvodnje električne energije varira između 20% i 35%, te ovisi o razlici proizvodnje iz hidroelektrana tijekom kišnih i sušnih godina [1].

Potrošnja nafte održava visoki udio u ukupnoj primarnoj energiji. U 2009. potrošnja nafte je predstavljala 48.7% od ukupne primarne energije što uspoređeno sa 51,6% u 2008. godini predstavlja smanjenje u potrošnji.

Potrošnja ugljena je iznosila 11,8% ukupne primarne energije u 2009. Zbog svog utjecaja na emisiju CO<sub>2</sub> predviđeno je progresivno smanjenje u potrošnji ugljena za proizvodnju električne energije.

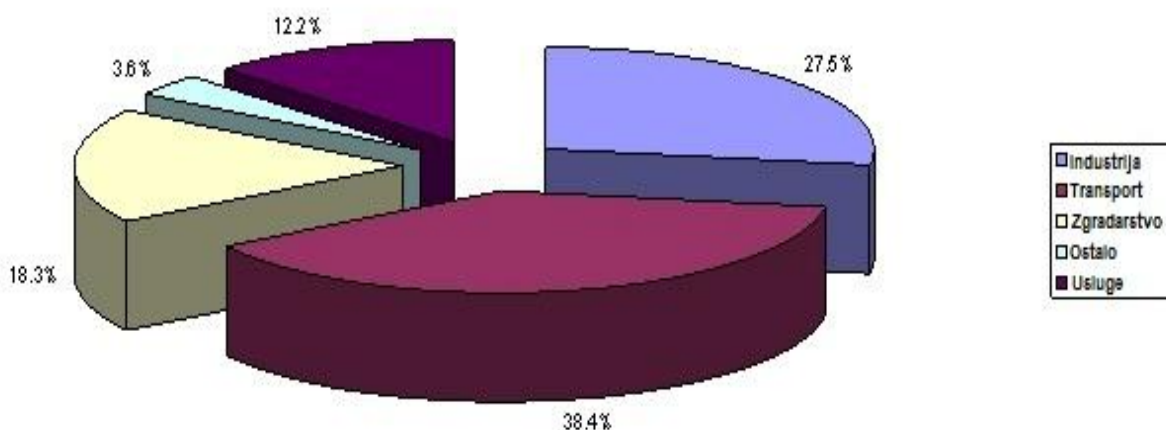
U posljednjih deset godina raznolika struktura opskrbe energijom pridonijela je smanjenju vanjske ovisnosti o uvozu nafte. Pozitivna evolucija prodora prirodnog plina zabilježena je u potrošnji, te je predstavljala 17,5% ukupne primarne energije u 2009 [2].

U 2009. godini obnovljivi izvori energije predstavljali su 20% od ukupne primarne energije, u usporedbi s 17,7% u 2008. Posljednjih godina došlo je do rasta u instaliranoj snazi za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije. U 2009. godini je instalirano 9207 MW, od čega 4876 MW u hidroelektranama, 578 MW u biomasi, 3608 MW u vjetroelektranama, 30 MW u geotermalnim postrojenjima i 115,2 MW u fotonaponskim sustavima. Proizvodnja električne energije iz obnovljivih izvora energije dosegla 19316 GWh u 2009. godini [2].



Slika 1. Električna energija proizvedena iz OIE u 2009. [2]

Finalna potrošnja energije je u 2009. iznosila 17.499 ktoe, i pokazuje pad od 3% u odnosu na 2008. U 2009. podjela finalne potrošnje energije po glavnim sektorima gospodarske djelatnosti je iznosila 27,5% u industriji, 38,4% u transportu, 18,3% u kućanstvima, 12,2% usluge, te 3,6% u drugim sektorima (koji uključuju poljoprivredu, ribarstvo, izgradnju i javne radove). Također dolazi i do snažne pojave sektora industrije i prijevoza u finalnoj potrošnji energije. Dok je emisija CO<sub>2</sub> u 2008. iznosila 4,94 t CO<sub>2</sub> po glavi stanovnika [2].



Slika 2. Podjela finalne potrošnje energije po sektorima [2]

Unatoč konstantnom povećanju energetske potrebe, Portugal je još uvijek jedna od zemalja Europske Unije s niskom potrošnjom električne energije po stanovniku. U 2008. zauzimala je 20. mjesto te je potrošnja po stanovniku iznosila 4822 kWh. Samo su Malta, Bugarska, Mađarska, Poljska, Litva, Latvija i Rumunjska bilježile niže potrošnje po glavi stanovnika.

Kako je trenutni nacionalni energetskeg scenarij karakteriziran s značajnom vanjskom ovisnošću, s energetskeg sustavom znatno ovisnim o primarnim izvorima energije uvjetovalo je višu stopu rasta energetske potrebe od stope rasta GDP-a. Ta činjenica je potaknula državnu vlast da se uključili u definiranje strategije energetskeg sektora s ciljem smanjenja visoke vanjske energetske ovisnosti, povećanja energetske učinkovitosti te reduciranja emisije CO<sub>2</sub> [1].

Rezolucija Kabineta n° 29/2010 odobrava novu Nacionalnu energetskeg strategiju 2020 (National Strategy for Energy-ENE 2020) [2].



**Slika 3. Obnovljivi izvori energije [2]**

Posljednjih godina Portugal je postao jedan od svjetskih predvodnika u razvoju obnovljivih izvora energije i u promoviranje energetske učinkovitosti. Cilj Nacionalne energetske strategije za 2020. je da ojača mjesto Portugala u promicanju održive energije te da se postignu ambiciozni ciljevi postavljeni vladinim programom. Kako svijet razmatra sve veće povećanje podrške obnovljivim izvorima energije i energetskeg učinkovitosti Portugal uspostavlja snažnu obavezu prema smanjenju CO<sub>2</sub> emisije. Portugal je 2010. bio među vodećima u održivoj energiji s jednim od najvećih instaliranih kapaciteta obnovljivih izvora energije u Europi, te sa snažnim predviđenim rastom [2] i [3].

Strategija definira glavne političke smjernice i mjere za energetskeg sektor i temelji se na pet glavnih osi.

#### 1. Program za konkurentnost, rast te energetske i financijske neovisnost

Dinamiziranje različitih gospodarskih područja i stvaranje radnih mjesta ulaganjem u inovativne projekte na području energetske učinkovitosti i obnovljivih izvora energije. Decentralizacijom proizvodnje i električne mobilnosti u uravnoteženom teritorijalnom okviru te promicanjem tržišnog natjecanja konsolidiranjem s iberijskim tržištem električne energije (MIBEL) značajno povećati energetske i financijske neovisnost.

Stvarajući Iberijsko tržište prirodnog plina (MIBGAS) te reguliranjem nacionalnog sustava prometa nafte pridonijeti većoj energetske i financijske neovisnosti.

#### 2. Ulaganje u obnovljive izvore energije

ENE 2020 ulaže u poticanje razvoja nacionalnog industrijskog sektora, koji generira gospodarski rast i stvaranje radnih mjesta te omogućuje postizanje nacionalnih ciljeva za proizvodnju obnovljivim izvorima energije. Povećanje udjela obnovljivih izvora energije u energetske sustavu, pridonosi smanjenju vanjske ovisnosti i povećava sigurnost opskrbe.

#### 3. Promocija energetske učinkovitosti

Jedan od ciljeva strategije je promicati energetske učinkovitost ciljajući na smanjenje od 20% u finalnoj potrošnji energije do 2020. na temelju skupa mjera. Dodatno promicanje postiže se ulaganjem u inovativne projekte poput: električnih vozila i napredne mreže, decentralizirane proizvodnje na temelju obnovljivih izvora, optimizacije modela javne rasvjete i gospodarenja energijom javnih, stambenih i uslužnih zgrada.

#### 4. Sigurnosti opskrbe

ENE 2020 namjerava jamčiti sigurnost opskrbe pridržavajući se politike raznovrsne energetske kombinacije te jačanjem transporta i infrastrukture skladišta koja će omogućiti konsolidaciju s Iberijskim tržištem u skladu s Europskim smjernicama energetske politike.

#### 5. Održivost energetske strategije

ENE 2020 ima za cilj promicati gospodarsku, ekološku i tehničku održivost kao ključnu stvar za uspjeh energetske politike, na temelju fiskalnih instrumenata, za stvaranje fonda za uravnoteženje tarife koja omogućuje kontinuirani proces rasta obnovljivih izvora energije.

Kako bi se postigli ciljevi određeni energetske strategijom predložene su mjere koje se planiraju implementirati do 2020. godine:

- Energija vjetra: ugradnja vjetroelektrana snage 2 000 MW koja je već bila dodijeljena za 2012. te instaliranje 8500 MW do 2020.
- Hidroenergija: postići 8 600 MW instalirane snage u 2020. godine, provesti akcijski plan za male hidroelektrane do 250 MW te razvoj reverzibilnog kapaciteta.
- Biomasa: instalacija već dodijeljene snage od 250 MW i uvođenje fleksibilnih mehanizama u provedbi projekata te poticanje proizvodnje šumske biomase.
- Solarna energija: ugradnja 1500 MW do 2020, razvijanje mikrogeneracijskih programa i predstavljanje minigeneracijskog programa, razvoj novih industrijskih klastera na temelju koncentrirane solarne energije za demonstracijske projekte, promocija toplinske solarne energije.
- Valovi, geotermalna energija i vodik: provedba pilot projekta za energiju valova (instaliranje 250 MW u 2020), promicanje novog sektora u geotermalnom području (250 MW u 2020) i iskorištavanje potencijala vodika.
- Biogoriva i bioplin: provedba Europskih direktiva i najbolje prakse u vezi s biogorivom te iskorištavanje potencijala koji se odnose na bioplin iz otpada anaerobne digestije.

Najvažniji rezultati koje Portugal očekuje da će se postići novom energetskeg strategijom su:

- Smanjenje vanjske energetske ovisnosti do 74% u 2020. godini.
- Ostvarivanje obaveza klimatskog paketa 2020:
  - 31% od konačne energije iz obnovljivih izvora,
  - 20% smanjenje u konačnoj potrošnji energije.
- Smanjenje bilance trgovine energijom za 25% kroz proizvodnju energije iz unutarnjih izvora (smanjenje uvoza do 2 000 milijuna € / god u 2020.)
- Konsolidacija obnovljivih izvora energije, osiguravajući bruto dodanu vrijednosti (BDV) od 3 800 milijuna €, stvarajući dodatnih 100 000 radnih mjesta do 2020.
- Jačanje razvoja industrijskih klastera povezanih s energetskeg učinkovitosti omogućujući:
  - stvaranje 21 000 radnih mjesta,
  - ulaganje od 13 000 milijuna € do 2020,
  - dodatni izvoz od 400 milijuna €.
- Promicanje održivog razvoja i stvaranje uvjeta za ispunjenje portugalskih ciljeva preuzetih iz Europskih obaveza za emisiju stakleničkih plinova [2].

## 2. PORTUGAL

### 2.1. Opis zemlje

Ime Portugal, samo po sebi otkriva dijelove rane povijesti ove zemlje, potiče od rimskog imena Portus Cale koje znači "Lijepa luka". Pred kraj 16. stoljeća Portugal prvi put u povijesti gubi neovisnost, našavši se pod vlašću Španjolske čime je počelo propadanje Portugala kao velesile [4].



Slika 4. Zastava Portugala [5]

Nakon uspostavljanja neovisnosti 1640. godine Portugal je nastavio gubiti ekonomsku i političku moć, pogotovo nakon događaja kao što su potres u Lisabonu, Napoleonova osvajanja, neovisnost Brazila i građanski rat između apsolutista i liberala. 1974. Godine. Vojnim udarom prekinuta je desničarska diktatura poslije čega je zemlja prošla kroz velike demokratske promjene. Godine 1975. Portugal je dao neovisnost svojim preostalim kolonijama, a godinu dana kasnije imao je prve slobodne izbore u kojima su pobijedili socijalisti predvođeni Mariom Soaresom koji postaje premijer. Portugal je jedan od osnivača NATO saveza, a od 1986. godine je član Europske unije [4].



Slika 5. Portugal [7]

Portugal se nalazi na Pirinejskom poluotoku, graniči jedino sa Španjolskom, a njegovu obalu zapljuskuje Atlantski ocean. Smješten na krajnjem jugozapadnom kutu Europe, zauzima jedva jednu šestinu Iberijskog poluotoka s nešto više od 10 milijuna stanovnika. Na sjeveru i jugu granica koja se proteže na otprilike 1300 km odvaja Portugal od Španjolske, dok na jugu i zapadu 830 km je obala Atlantskog oceana. Atlantski arhipelag Madeire i Azora također je uključen u teritorij Portugal [8].



**Slika 6. Cabo de Roca, Portugal – najzapadnija točka kontinentalne Europe [9]**

Azori su smješteni u Atlantskom oceanu 1300 km zapadno od Lisabona. Vulkanskog su porijekla na razdaljini od 650 km. Arhipelag Madeira leži 965 km jugozapadno od Lisabona, u Atlantskom oceanu, a sastoji se od dva naseljena otoka Madeira i Porto Santo.

Sjeverni dijelovi Portugala uglavnom su planinskih obilježja, a predstavljaju nastavak uzvišenja španjolske Mesete. Visoravan, iznad koje se izdižu gorja Serra de Estrella, Serra de Larouco, Serra de Montemuro, disecirana je duboko usječenim riječnim dolinama. Preko nižih gorja i brežuljkasta prijelaznog prostora planinski dijelovi sjevernog Portugala spuštaju se prema uskoj obalnoj nizini uz Atlantski ocean. Južno od rijeke Tejo nalazi se uglavnom nizinsko područje. U unutrašnjosti se prostiru ravnjaci, nešto niži nego u sjevernom Portugalu.

Iz unutrašnjosti Pirinejskog poluotoka prema Atlantskom oceanu teku brojni vodeni tokovi od kojih su najduži: Tejo (ukupna dužina 1007 km), koji se u ocean ulijeva prostranim estuarijem, Douro (938km), Guadiana (830km) i Minho (275 km) [9].

Kontinentalni dio Portugala ima ugodnu klimu s dugim vrućim ljetima i blagim zimama. Na sjeveru su hladnije i vlažne zime, a prema jugu temperature rastu i količina padalina pada sve do pokrajine Algarve koja ima mediteransku klimu. U južnom dijelu Portugala prevladava sredozemna klima s blagim i kišovitim zimama te vrućim i suhim ljetima. Srednja mjesečna temperatura u siječnju je 10-11°C, a u srpnju 23-25°C. Godišnja količina oborina iznosi 500-700 mm. U ostalim dijelovima portugalskog priobalnog prostora prevladava klima s izraženim vlažnim utjecajima s Atlantika, koji se ogledaju u znatno većoj godišnjoj količini oborina (oko 1000 mm), te nižim temperaturama. Prema unutrašnjosti prevladava više kontinentalna klima s toplijim ljetima i hladnijim zimama nego na obali. Izražena kontinentalna obilježja se ogledaju u većoj godišnjoj temperaturnoj amplitudi i manjoj količini oborina. U godišnjoj količini oborina iznimku predstavljaju gorja u sjevernom dijelu portugalske unutrašnjosti čije privjetrinske strane godišnje prime i do 3000 mm. Madeira je kišovita na sjeveru, toplija i suša na jugu, a Azori imaju blagu klimu s padalinama tijekom cijele godine s jakim vjetrovima [9].

## **2.2. Elektroenergetski sustav Portugala**

Portugalski elektroenergetski sustav (SEN) podijeljen na dva dijela, javni elektroenergetski sustav (SEP) i nezavisni elektroenergetski sustav (SEI). SEP se sastoji od mreže u vlasništvu posebne tvrtke REN (Rede Eléctrica Nacional-Nacionalna električna mreža), tri proizvođača električne energije (CPPE, Turbogás, Tejo Energia) vezanih minimalno petnaestogodišnjim ugovorima, te javne distribucije (EDPD). REN je 70% u vlasništvu države dok je preostalih 30%, kao i tvrtke EDPD i CPPE, dio holdinga EDP koji je u stvari bivši portugalski elektroprivredni monopolist. Proizvođači električne energije u SEP-u prodaju struju tvrtci REN prema uvjetima iz Power Purchase Agreement (PPA) koji se sklapa za svaku centralu posebno za vrijeme njenog životnog vijeka [10].

Nacionalni elektroenergetski sustav ("Sistema Eléctrico Nacional" ili "SEN"), može se podijeliti prema pet glavnih funkcija: proizvodnja, prijenos, distribucija, opskrba i rad tržišta



električne energije. Svaka od tih funkcija mora raditi samostalno, s pravne strane, preko organizacije do donošenja i odlučivanja stajališta, uz određene iznimke [10].

### **2.2.1. *Proizvodnja električne energije***

Proizvodnja električne energije je sada u potpunosti otvorena za tržišno natjecanje, ovisno o dobivanju potrebne dozvole i odobrenja. Proizvodnja električne energije je podijeljena u dva režima, obični i posebni režim. Obični režim proizvodnje se odnosi na proizvodnju električne energije iz tradicionalnih neobnovljivih izvora energije i velikih hidroelektrana. Posebni režim proizvodnje se odnosi na korištenje alternativnih autohtonih i obnovljivih izvora za proizvodnju električne energije i za kogeneraciju. Posebni režim proizvodnje podliježe različitim zahtjevima licenciranja i koristi se od posebne tarife. U sklopu Novog elektroenergetskog okvira dobavljača (trenutno EDP - Serviço Universal, SA) je dužan kupiti svu električnu energiju proizvedenu pod posebnim proizvodnim režimom [10] i [11].

#### **2.2.1.1. *Prijenos električne energije***

Prijenos električne energije se odvija kroz nacionalnu prijenosnu mrežu, kroz ekskluzivnu koncesiju koju je država Portugal dodijelila REN-u 15. lipnja 2007. na 50 godina. U sklopu koncesije, REN je odgovoran za planiranje, implementaciju i rad nacionalne prijenosne mreže, pripadajuće infrastrukture, kao i za sva relevantna povezivanja i druge objekte potrebne za rad nacionalne prijenosne mreže. Koncesijom se također predviđa da REN mora koordinirati SEN infrastrukture kako bi se osigurao integriran i učinkovit rad sustava, te kontinuitet i sigurnost opskrbe električnom energijom.

Kao koncesionar za nacionalnu prijenosnu mrežu, REN je dužan osigurati kontinuiranu opskrbu električnom energijom, kako bi se zadovoljili standardi kvalitete i sigurnosni kriteriji utvrđeni DGEG-om (Direcção Geral de Energia e Geologia - Opća uprava za energetiku i geologiju). U tu svrhu, DGEG je odobrio Uredbu o kvaliteti usluge koja nastoji poboljšati kvalitetu usluga sa sustavom kazni protiv elektroenergetskih tvrtki koje po procjeni ne ispunjavaju DGEG mjerila. Nastoji se zadržati i poboljšati kvaliteta usluga kroz odgovarajuće planiranje za sigurnost kako bi se osigurala kontinuirana opskrba, odgovarajuća ulaganja u obnovu starih vodova i trafostanica, te učinkovito korištenje tehničkih i ljudskih resursa u radu i održavanju [10] i [11].

### *2.2.1.2. Nacionalne prijenosne mreže u Portugalu*

Mreža pokriva duljinu kopna Portugala i međusobno je povezana sa španjolskom električnom mrežom (Red Electrica de España ("REE")) u devet točaka, četiri 400 kV veza, tri 220 kV veze, jednu 130 kV vezu i jednu 60 kV vezu. Prosječni uvozni kapacitet za komercijalnu uporabu u 2009. bio je 1205 MW. Za izgradnju su predviđene tri nove međupovezanosti, dvije u regiji Minho i jedna u Algarve, s planom završetka izgradnje 2011.-2014. Nacionalna elektroenergetska prijenosna mreža upravlja 1.609 km vodova od 400 kV, 3.289 km vodova od 220 kV i 2.671 km vodova od 150 kV. Na kraju 2009. godine upravljala je ukupno 7.569 km vodova i ukupne transformacije kapaciteta 28.235 MVA.

Visoko naponska mreža (400 kV) proteže se u smjeru sjever-jug uz obalu, od Alto Lindoso postrojenja na sjeveru do postrojenja u Sines-u na jugu. Ova mreža se također proteže u smjeru istok-zapad, povezujući se sa španjolskom električnom mrežom. 220 kV vodovi prvenstveno povezuju Lisabon i Porto, ali su izvedeni i dijagonalno preko zemlje, između Miranda do Douro i Coimbre. 220 kV vodovi su također postavljeni duž rijeke Douro i kroz Beira Interior regiju. Visoko naponska mreža je dodatno poboljšana s 150 kV vodovima.

Na dan 31. prosinca 2009. Nacionalna elektroenergetska prijenosna mreža povezivala je 46 elektrane (28 hidroelektrana, 9 termoelektrana i 9 postrojenja s posebnim režimom proizvodnje - uglavnom vjetroelektrane) i 87 objekata (ulazne ili prijemne točke između elektrana i distributera ili industrijskih potrošača velikih razmjera. Četrnaest od tih 87 objekata je u vlasništvu velikih potrošača i 71 od preostalih 73 (61 transformacijske stanice, 10 prijenosne stanice i 2 distribucijske stanice) su u vlasništvu REN-a.[10][11]

### *2.2.1.3. Kvaliteta usluga nacionalne prijenosne mreže*

Cilj REN-a je održavanje i poboljšanje kvalitete usluga koje pruža, kroz planiranje nove infrastrukture, ulaganjem u obnovu starih vodova i trafostanice te izvršenjem učinkovite strategije i politike održavanja. Učinkovito korištenje tehničkih i ljudskih resursa za rad i održavanje nacionalne mreže također rezultira povećanom sigurnosti mreže i neprekidnom opskrbom.

Kvaliteta usluga koje je REN pružio u 2009. u opskrbi potrošača električnom energijom bio je visok, održavanjem i jačanjem trenda napredovanja iz prethodnih godina. Ekvivalentna vremena prekida pokazatelj je koji bilježi novi povijesni pad (0,42 minute) u 2009, a druga

četiri opća indikatora usluga, kao što je navedeno u Uredbi kvalitete usluga, su drugi najbolji brojevi ikad, stavljajući REN među najbolje europske tvrtke prema tim pokazateljima.

#### *2.2.1.4. Nadogradnja i širenje prijenosne mreže*

REN treba ulagati u obnovu i proširenje Nacionalne elektroenergetske prijenosne mreže kako bi poboljšali prijenosni kapacitet i kvalitetu usluge. Glavni dijelovi plana razvoja trenutne Nacionalne mreže su:

- **Podizanje prijenosnog kapaciteta kako bi se zadovoljile potrebe povećanja potrošnje električne energije.** Rast potrošnje električne energije u Portugalu stimuliran je gospodarskim rastom, usklađivanjem s europskim standardima kvalitete života, te specifičnim infrastrukturnim projektima velikih razmjera, kao što su pruge za brze vlakove ili nova međunarodna zračna luka u Lisabonu, znače da je potreban dodatni kapacitet prijenosa električne energije.
- **Potreba za spajanje na pogone specijalnih režima i novih standarda.** Ciljevi portugalske i europske energetske politike doveli su do izgradnje i integracije s nacionalnim elektroenergetskim sustavom s visokom razinom kapaciteta proizvodnje obnovljivim izvorima energije, od kojih je većina smještena u unutrašnjim dijelovima zemlje, a rezultiralo je potrebom za jačanjem Nacionalne mreže tako da može prenositi tu generiranu struju do centara potrošnje. Na primjer, očekuje se da će instalirani kapacitet vjetra, koji je 2000. godine bio gotovo nula, nastaviti rasti sa sadašnje razine od oko 3700 MW do 7000 MW do 2020.
- **Povećanje kapaciteta spojnih vodova sa Španjolskom.** Nakon ispunjavanja ciljeva postavljenih od strane MIBEL-a, kako bi se značajno povećao kapacitet spojnih vodova i na taj način održale zajedničke studije sa španjolskim REE-om, minimalni kapacitet spojnih vodova i dalje će se podizati u srednjoročnom razdoblju, sa sadašnjih 1300 MW do oko 3000 MW do 2014, preko izgradnje dvaju novih 400 kV spojnih vodova, uz unutarnje jačanje nacionalnom i španjolskom mrežom. Time se povećava jedna od ključnih mjera koje je uveo MIBEL, donoseći cijene električne energije na cijelom Iberijskom poluotoku u široku ravnotežu.
- **Obnoviti opremu na kraju njenog radnog vijeka.** Ovo je još jedna kategorija u planiranju, koja proizlazi iz potrebe da se opremu na kraju svog radnog vijeka mora

zamijeniti, promijeniti ili se stara oprema mora poboljšati kako bi se poboljšalo smanjenje različitih vrsta utjecaja na okoliš, osobito u blizini visoke gustoće naseljenosti stanovništvom [10].

### **2.2.2. Distribucija električne energije**

Tvrtka REN upravlja mrežom prema koncesiji do 2050., te obavlja funkcije dispečera. Zakonom je obavezna otkupljivati električnu energiju od proizvođača na posebnom režimu (PRE). Liberalizirani dio tržišta, SENV, slobodan je uspostavljati ugovorni režim između proizvođača i potrošača, uz regulirani TPA transmisijskoj mreži. Zakonodavac je predvidio i regulativno tijelo, ERSE, koje donosi odluke vezane na nacionalni elektroenergetski sistem, te je nezavisan od političkog sistema i vlade. Portugalska vlada ne može utjecati na njegove odluke o tarifama. Distribucija električne energije radi kroz nacionalnu distributivnu mrežu, koja se sastoji od mreže srednjeg i visokog napona te kroz nisko naponsku distribucijsku mrežu. Nacionalna distributivna mreža posluje kroz ekskluzivnu koncesiju koja je dobivena od strane države. Opskrba električnom energijom je sada u potpunosti otvorena za tržišno natjecanje, ovisno o dobivanju potrebne dozvole i odobrenja. Dobavljači mogu slobodno kupovati i prodavati električnu energiju i imaju pravo pristupa na prijenosne i distribucijske mreže uz plaćanje pristupnog seta rata postavljene od strane ERSE. Prema Novom okviru električne energije, potrošači su slobodni odabrati svog opskrbljivača, a mogu promijeniti dobavljača bez plaćanja dodatnih troškova. Novi entitet, čije će aktivnosti regulirati ERSE, biti će stvoren kako bi nadzirao logističke operacije pri mijenjanju dobavljača. Dobavljači podliježu određenim standardima usluga s obzirom na kvalitetu i kontinuiranu opskrbu električnom energijom i dužni su osigurati pristup informacijama u jednostavnim i razumljivim uvjetima. Osim toga, nova uloga posljednjeg utočišta dobavljača, koji je podvrgnut regulaciji od strane ERSE-a, preuzeo je EDP - Serviço Universal, SA, neovisan entitet osnovan u tu svrhu te nekoliko lokalnih niskonaponske distribucijskih koncesionara. Posljednji izbor dobavljača je odgovoran za kupnju sve električne energije proizvedene generatorima pod posebnim režimom, obvezu koja do 1. siječnja 2007 provodio REN, kao i za opskrbu električnom energijom kupaca koji kupuju struju po tarifama ili uređenim kupcima i predmet je univerzalnih obaveza. Ova uloga je privremena i prema Direktivi 2003/54/CE postojati će sve dok liberalizirano tržište ne bude u potpunosti konkurentno i dok ne isteknu ugovori o koncesiji [10] i [11].

### **2.2.3. Rad tržišta električne energije**

Organizirana tržišta električne energije djeluju na osnovi slobodnog tržišta, u skladu s ovlaštenjima koja zajednički odobravaju Ministar financija i Ministar nadležan za energetske sektor. Rad tržišta električne energije će biti integriran u rad bilo kojeg organiziranog tržišta električne energije uspostavljenog između Portugala i drugih država članica EU. Generatori koji djeluju u okviru običnog režima generacije i dobavljača, među ostalima, mogu postati članovi na tržištu [10] i [11].

### **3. METODOLOGIJA**

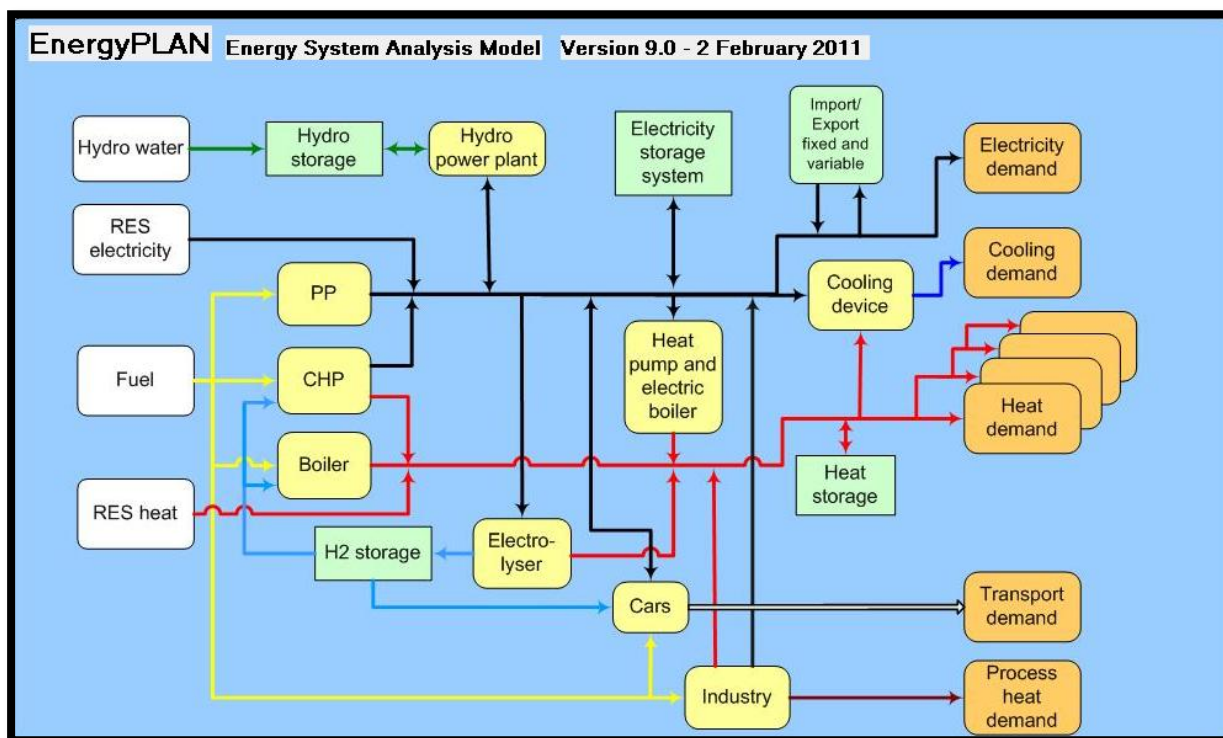
#### **3.1. Uvod u metodologiju**

Zadatak rada je analizirati energetske sustav Portugala do 2030. godine koristeći više različitih scenarija. Analiza uključuje izradu baznog scenarija za 2006. godinu s već postojećim i poznatim podacima o energetske sustavu države. Nakon izrade referentnog scenarija za 2006. godinu slijedi izrada baznog scenarija za 2020. godinu koji se temelji na zadovoljavanju ciljeva nacionalne energetske strategije do 2020. te ispunjavanju preuzetih obaveza iz europskog energetske-klimatskog paketa 20-20-20. Shodno analizi za 2020. slijedi dodatna projekcija razvoja te analiza energetskeg sustava za 2030. godinu. Na bazne scenarije veže se izrada scenarija dobave energije s visokim udjelom obnovljivih izvora u proizvodnji energije za 2020. i 2030. godinu. Izrada scenarija i regulacija energetskeg sustava rađena je u programu EnergyPLAN unošenjem potrebnih podataka.

#### **3.2. EnergyPLAN**

EnergyPLAN je ulazno/izlazni model koji provodi godišnju analizu s jednim satom kao korakom ili osnovnim periodom za bilanciranje. Svrha modela je da pomogne u izradi nacionalne ili regionalne energetske strategije na temelju tehničkih i ekonomskih analiza koje su posljedica primjene različitih energetskeg sustava i ulaganja. Model obuhvaća cijeli nacionalni ili regionalni energetske sustav, uključujući opskrbu toplinom i strujom, transport te industrijske sektore. Kao ulazi se definiraju potrošnja i instalirana snaga postrojenja, kao i satna distribucija opterećenja i potrošnje te distribucija intermitentnih obnovljivih izvora energije. Veliki broj tehnologija je uključen u programu što omogućuje rekonstrukciju svih elemenata energetskeg sustava te omogućava analizu za integraciju tehnologija. Model je namijenjen za kreiranje scenarija s velikim udjelom intermitentnih obnovljivih izvora te analizu kogeneracijskih-CHP sustava s velikom interakcijom između dobave električne energije i topline. Korišten je u raznim studijama za ispitivanje velike integracije energije vjetra u energetske sustave, optimalnu kombinaciju obnovljivih izvora energije, upravljanje “viškom” električne energije, integraciju energije iz vjetroelektrana koristeći električne automobile, potencijal gorivih ćelija i elektrolizera u energetskeg sustavima, kao i ulogu skladištenja energije, skladištenje komprimiranim zrakom i toplinski spremnici. U modelu je moguće koristiti različite regulacijske strategije stavljajući naglasak na toplinu i električnu

energiju, uvoz/izvoz kao i na kritični višak proizvodnje energije. Izlaz je energetska bilanca, rezultirajuća godišnja proizvodnja, potrošnja goriva i uvoz/izvoz. Program omogućuje uvođenje ograničenja koja nastaju kao potreba za pomoćnim radnjama koje osiguravaju stabilnost mreže. Dakle, moguće je imati minimum opterećenja postrojenja koja trebaju biti u pogonu cijelo vrijeme ili kao postotak koji će se namiriti iz određenog tipa postrojenja koja mogu održavati stabilnost napona i frekvencije [12], [13] i [14].

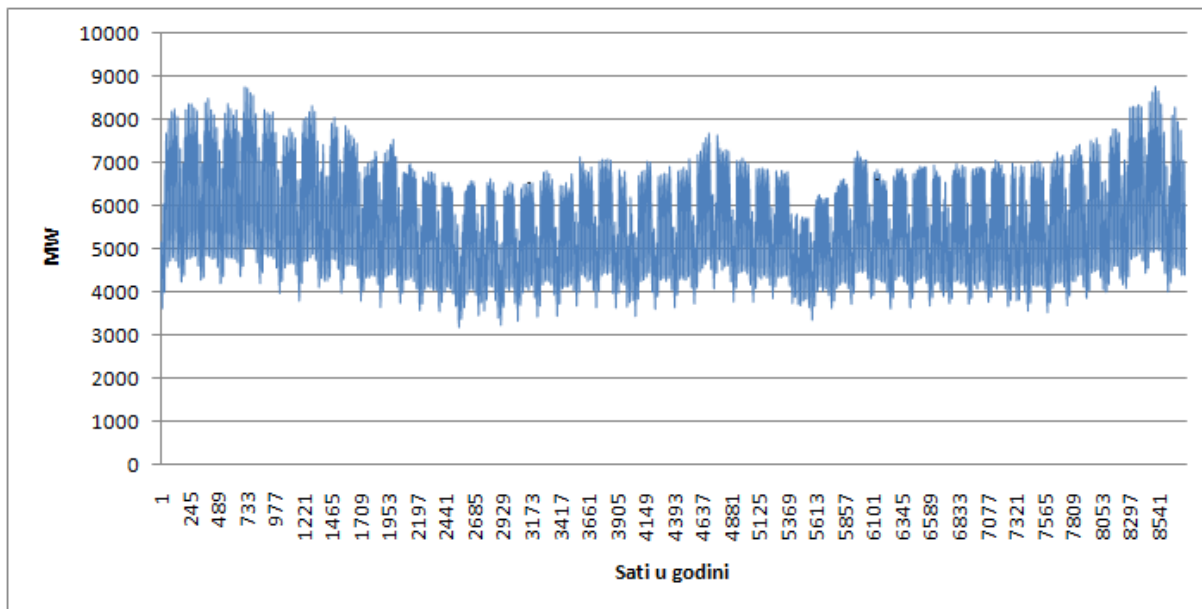


Slika 7. EnergyPLAN [14]

### 3.3. Distribucijske krivulje

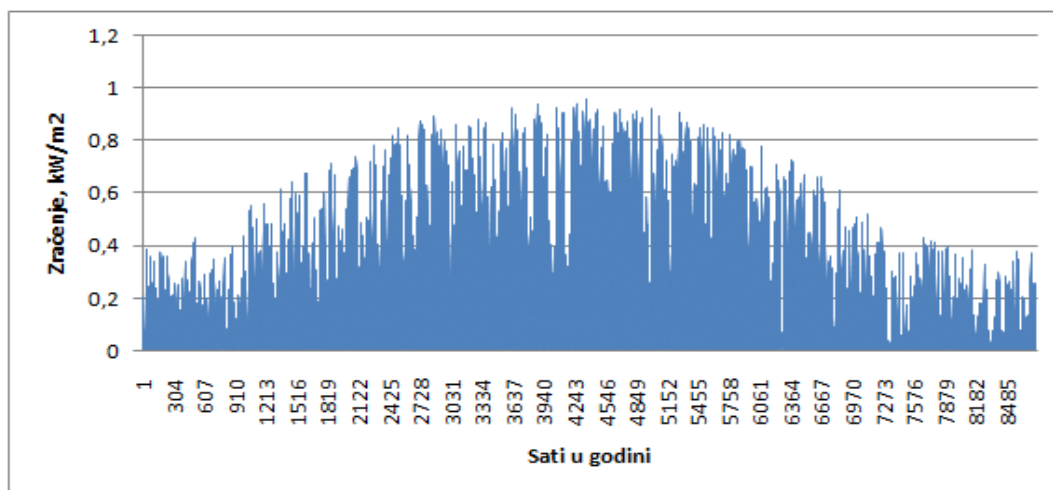
Za rad u programu EnergyPLAN bilo je potrebno izraditi satne distribucijske krivulje toplinskog opterećenja, krivulje vjetrova, krivulje solarnih kolektora, krivulje valova, krivulje protočnih i akumulacijskih hidroelektrana i krivulja potrošnje električne energije. Sve potrebne krivulje dobivene su pomoću H<sub>2</sub>RES programa [1]. Krivulje se unose u EnergyPLAN pohranjene kao tekstualne datoteke i sastoje se od 8784 satnih vrijednosti [1].

Satna distribucijska krivulja za balansiranje elektroenergetskog sustava u EnergyPLAN je unesena pod nazivom *Portugal\_load\_2006.txt*. U 2006. Najviše vršno opterećenje je 8777 MW, a najniža vrijednost je 3171 MW [1].



Slika 8. Distribucijska krivulja opterećenja elektroenergetskog sustava za Portugal u 2006.[1]

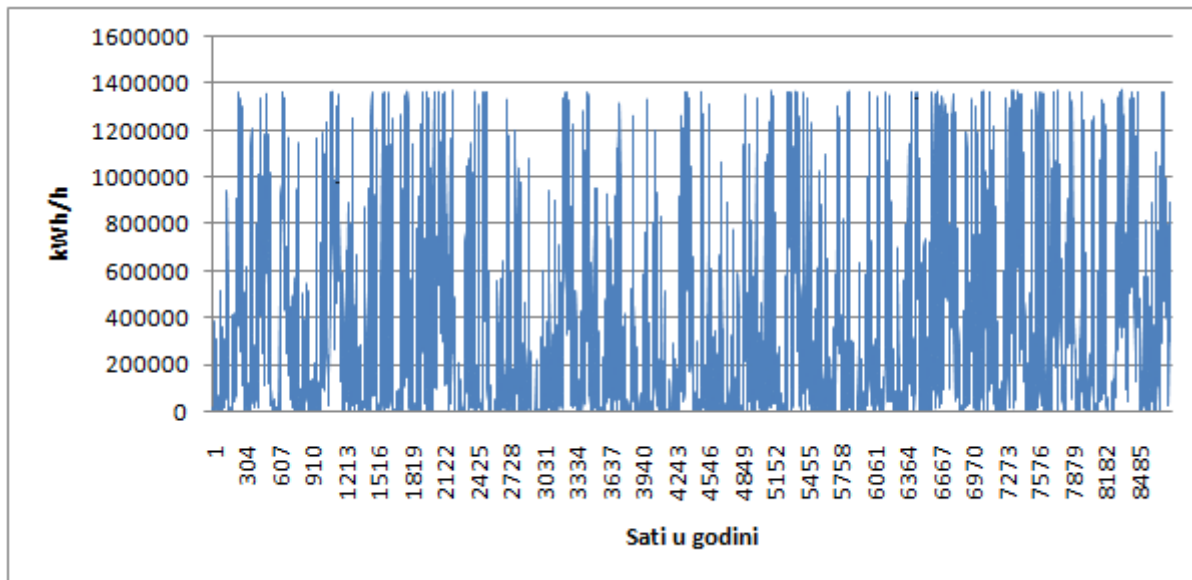
Satna krivulja zračenja za proizvodnju iz solarnih kolektora spremljena je pod nazivom *Portugal\_solar\_2006.txt* [1].



Slika 9. Distribucijska krivulja zračenja za Portugal [1]

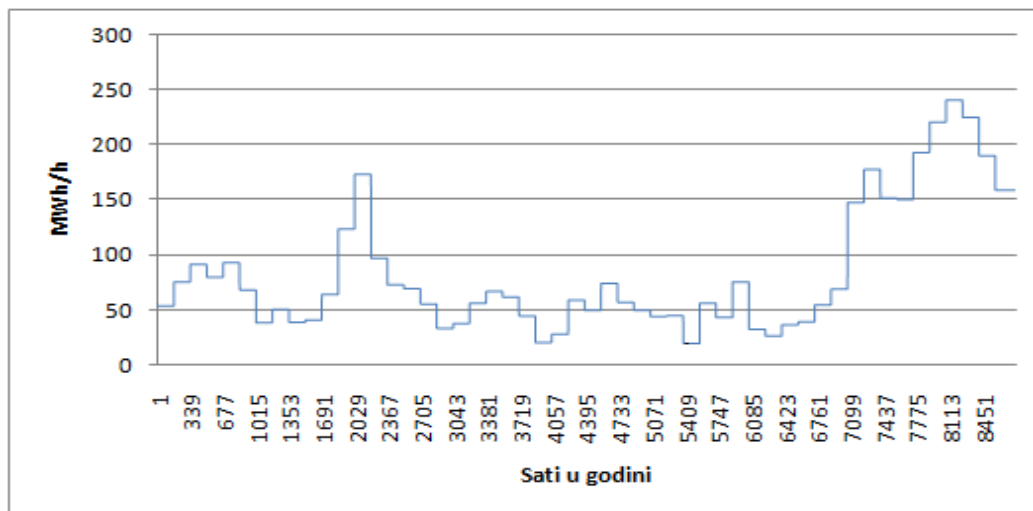


Satna krivulja proizvodnje energije iz vjetra u EnergyPLAN spremljena je pod nazivom *Portugal\_wind\_2006.txt* [1].



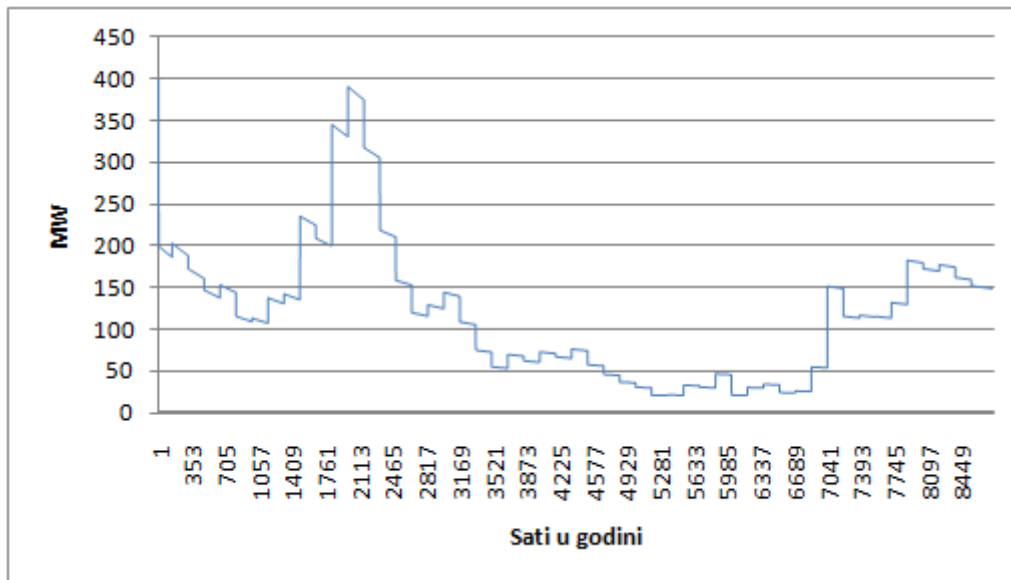
Slika 10. Distribucijska krivulja za vjetroelektrane, Portugal [1]

Satna krivulja potrebna za dobivanje proizvodnje iz akumulacijskih hidroelektrana u EnergyPLAN spremljena je pod nazivom *Portugal\_Water\_distribution\_storage\_hydro\_2006.txt*. Na dijagramu [Slika 11] se vidi da su najveće vrijednosti zimi u studenom i prosincu, te u ožujku kada imamo najviše padalina u Portugalu [1].



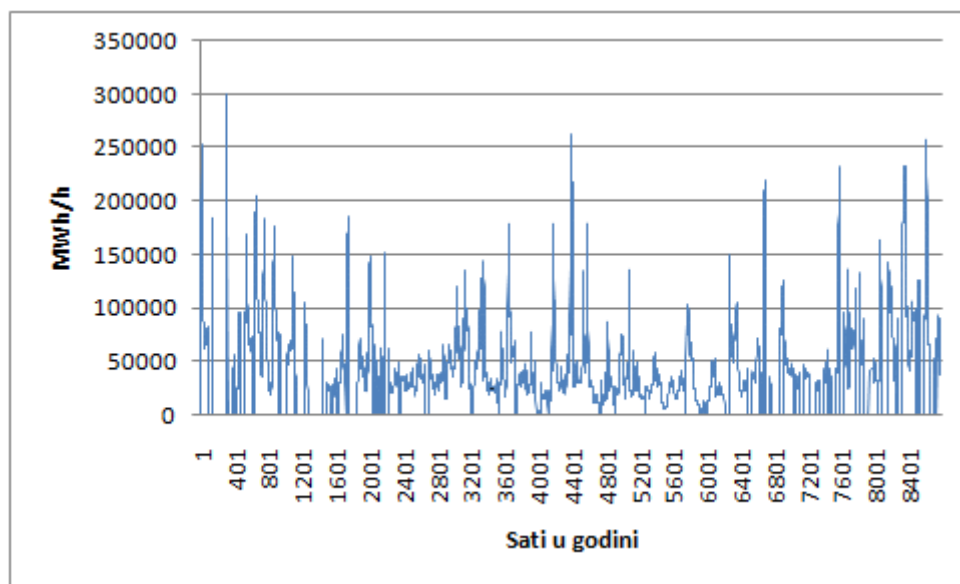
Slika 11. Distribucijska krivulja za akumulacijske hidroelektrane za Portugal [1]

Satna distribucijska krivulja potrebna za dobivanje proizvodnje iz protočnih hidroelektrana u EnergyPLAN spremljena je pod nazivom *Run\_of\_River\_Portugal.txt* [1].



Slika 12. Distribucijska krivulja iz proćotnih hidroelektrana za Portugal [1]

Satna distribucijska krivulja koja nam je potrebna za proizvodnju energije valova u EnergyPLAN je spremljena pod nazivom *Wave-best-300MW-Portugal.txt* [1].



Slika 13. Distribucijska krivulja za proizvodnju energije valova za Portugal [1]

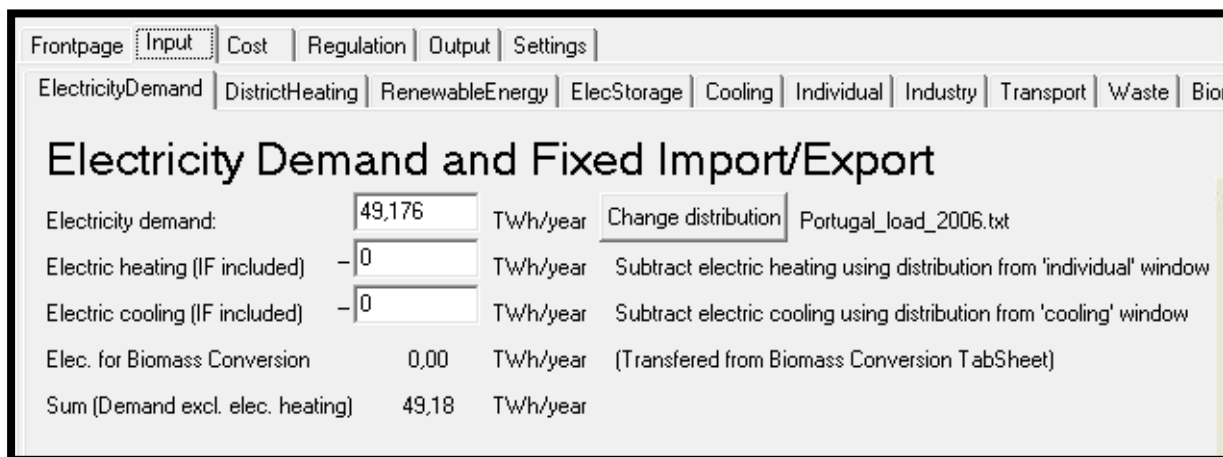
Satne distribucijske krivulje za toplinsko opterećenje i krivulja proizvodnje iz geotermalne energije uzete su iz već postojećih satnih krivulja u EnergyPLAN-u pod nazivima Hour\_distr-heat.txt i const.txt.

### 3.4. Izrada temeljnog scenarija za 2006. godinu

Kako bi se izradio referentni scenarij potrošnje i dobave energije u Portugalu u 2006. godini bilo je potrebno prikupiti potrebne podatke i prenijeti u EnergyPLAN podatke za potrošnju energije po sektorima, instalirane proizvodne kapacitete s odgovarajućom dobavom energije i potrošnjom goriva, te satne krivulje proizvodnje [14].

#### 3.4.1. Ukupna potrošnja električne energije

Ukupnu potrošnja el. energije unosi se pod *electricity demand tab.* U Portugalu ukupna potrošnja u 2006. godini je bila 49,176 TWh [1]. Podaci su pretvoreni iz ktoc u TWh pomoću web kalkulatora [15]. Distribucijska krivulja potrošnje električne energije u EnergyPLAN je unesena pod nazivom *Portugal\_load\_2006.txt* [1].



Parameter	Value	Unit	Description
Electricity demand:	49,176	TWh/year	Change distribution Portugal_load_2006.txt
Electric heating (IF included)	0	TWh/year	Subtract electric heating using distribution from 'individual' window
Electric cooling (IF included)	0	TWh/year	Subtract electric cooling using distribution from 'cooling' window
Elec. for Biomass Conversion	0,00	TWh/year	(Transferred from Biomass Conversion TabSheet)
Sum (Demand excl. elec. heating)	49,18	TWh/year	

Slika 14. Ukupna potrošnja električne energije u Portugalu u 2006 [1]

#### 3.4.2. Proizvodnje električne energije iz termoelektrana i potrošnja goriva u termoelektranama

Podaci o instaliranoj snazi kod termoelektrana unosi se unutar polja *Condensing* koje se nalazi pod *District Heating tab.* Instalirana snaga termoelektrana u 2006. u Portugalu iznosi 5800 MW. Iskristivost termoelektrana iznosi 36,5% [1].

Podaci za potrošnju goriva u termoelektranama su prikazani u polju *Distribution of fuel*. Godišnja potrošnja za termoelektrane u Portugalu je iznosila ugljen 38,49 TWh, nafta 7,106 TWh, prirodni plin 20,135 TWh i biomasa 0,3803 TWh [16].

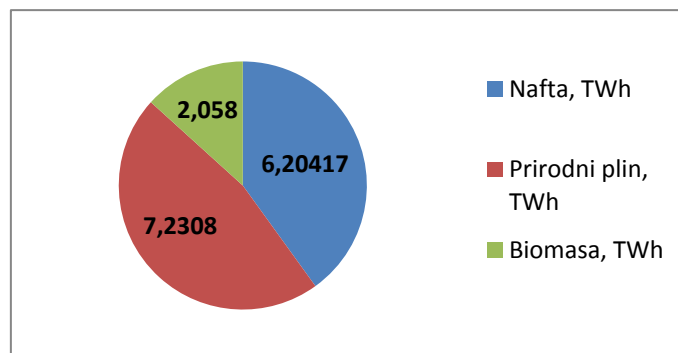
Distribution of fuel	Coal	Oil	Ngas	Biomass
(TWh/year)	Variable	Variable	Variable	Variable
DHP	0	0	0	0
CHP2	0	1,706	1,9885	0,556
CHP3	0	4,318	5,242	1,492
Boiler2	0	0	0	0
Boiler3	0	0	0	0
PP	38,49	7,106	20,135	0,3803
PP2	0	0	0	0

Slika 15. Distribucija goriva za termoelektrane i kogeneraciju u Portugalu za 2006. [16]

### 3.4.3. *Proizvodnja električne energije iz kogeneracija*

Ukupno instalirana snaga u kogeneraciji je 1300 MW. Od toga na velika postrojenja otpada 943 MW, a na manje jedinice 357 MW. Električna i toplinska iskoristivost iznosi 40%.

Distribucija goriva, za velika postrojenja koja su u EnergyPLAN-u označena kao *CHP III* i za mala postrojenja *CHP II*, dobivena je tako da su podaci koje imamo za 2006. godinu, tj. podaci za sveukupnu potrošnju goriva u kogeneraciji podijeljeni na način da na *CHP II* otpada 27,46 % od sveukupne potrošnje goriva. Potreba za toplinom iznosi 2,786 TWh za *CHP III* i 1,054 za *CHP II* [17].



Slika 16. Sveukupna potrošnja goriva za kogeneraciju u Portugalu [17]

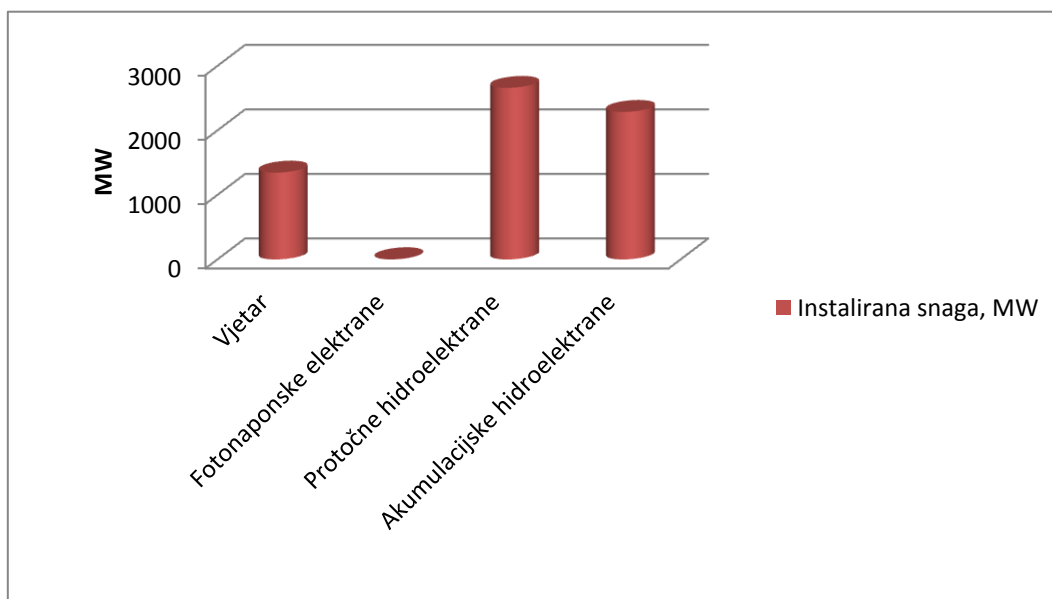
Potrošnja goriva za male jedinici CHP je 1,706 TWh nafte, 1,9885 TWh prirodnog plina te 0,566 TWh biomase. Kod velikih CHP postrojenja na naftu otpada 4,318 TWh, 5,242 TWh na prirodni plin i na biomasu 1,492 TWh [Slika 16.] [17].

#### 3.4.4. Proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije

Vrijednosti za obnovljive izvore energije se unose pod *Renewable Energy Tab.* Portugal je u 2005. godini imao instalirano 1047 MW snage u vjetroelektranama, a 1681 MW na kraju 2006. godine. Za potrebe proračuna godišnje proizvodnje električne energije iz vjetroelektrana u 2006. uzeta je srednja vrijednost te je u EnergyPLAN uneseno 1364 MW instalirane snage za vjetroelektrane [1].

Instalirana snaga fotonaponskih elektrana u Portugalu u 2006. godini iznosila je 3,4 MW, te je uz snagu u EnergyPLAN unesena i distribucijska krivulja pod nazivom *Portugal\_solar\_2006.txt* [1].

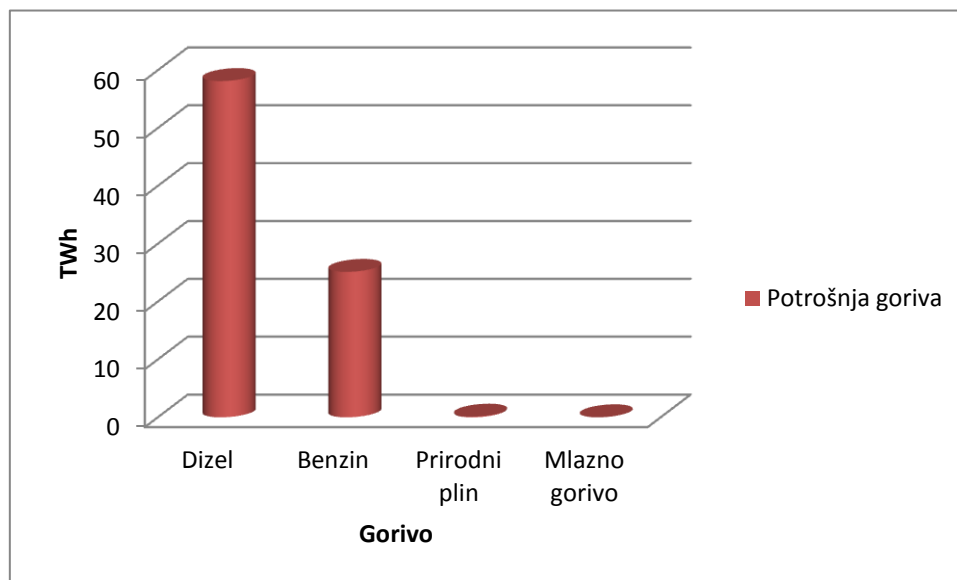
Instalirana snaga protočnih hidroelektrana iznosi 2660 MW, a instalirana snaga akumulacijski elektrana iznosi 2287 MW. Kapacitet spremnika je 3082 GWh, a kapacitet pumpe 1048 MW-e. Potrebno je ubaciti i distribucijske krivulje protočnih i akumulacijskih hidroelektrana pod nazivom *Run\_of\_River\_Portugal.txt* i *Portugal\_Water distribution \_storage\_hydro\_2006.txt* [1].



Slika 17. Obnovljivi izvori energije, Portugal 2006.

### 3.4.5. Potrošnja goriva u sektoru transporta

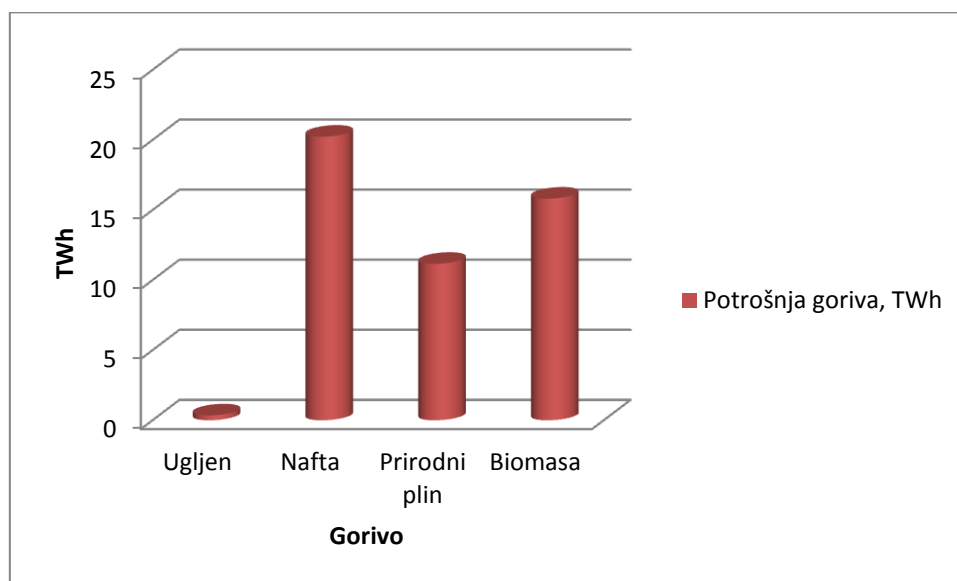
Podaci o potrošnji goriva u transportu se unose u EnergyPlan pod tabom Transport [14]. Sve podatke o potrošnji bilo je potrebno pretvoriti iz ktoe u TWh [15]. Podaci o potrošnji nafte, plina su uzeti iz Electricity information 2006. Dok su podaci o potrošnji mlaznog goriva, dizela i benzina nađeni u Panorama of Transport. Udio dizela u potrošnji u Portugalu 2006. je bio 71%, te je taj postotak uzet od ukupne potrošnje nafte i dobiveni iznos je unesen u EnergyPLAN pod potrošnju dizel goriva u transportu. Potrošnja za 2006. je iznosila 58,13 TWh dizela, 25,1408 TWh benzina, prirodnog plina 0,1163 TWh i 0,0107461 TWh mlaznog goriva [18].



Slika 18. Potrošnja goriva u sektoru transporta, Portugal 2006.

### 3.4.6. Potrošnja goriva u sektoru industrije

Potrošnja goriva u sektoru industrije unosi se u tab Industry. Uz podatke o potrošnji goriva u industriji bilo je potrebno uključiti i vrijednosti iz sektore poljoprivrede, šumarstva i ribolova koji su uneseni zajedno u EnergyPlan [14]. Raspodjela goriva u sektoru industrije je iznosila 0,3489 TWh ugljena, 17,5613 TWh nafte, 11,1648 TWh prirodnog plina i 15,8168 TWh biomase. U sektoru poljoprivrede, šumarstva i ribolova potrošnja goriva u 2006. se odnosila samo na potrošnju nafte u iznosu od 2,675 TWh [17].



Slika 19. Raspodijela goriva u sektoru industrije i poljoprivrede, Portugal 2006.

### 3.4.7. Potrošnja goriva u sektoru kućanstva i uslužnom sektoru

Raspodijela goriva za sektor kućanstva i uslužni sektor unosi se u EnergyPLAN pod tab *Individual*. Gorivo je uneseno tako da su se zbrojili podaci o potrošnji goriva u kućanstvu i u uslužnim djelatnostima [17].

Tablica 1. Potrošnja goriva u sektoru kućanstva i uslužnom sektoru, Portugal 2006. [17]

	Kućanstvo	Ulužne djelatnosti
<b>Nafta</b>	7,676 TWh	7,792 TWh
<b>Plin</b>	2,326 TWh	1,745 TWh
<b>Biomasa</b>	13,49 TWh	-

### 3.4.8. Regulacija

Tehnička regulacija se mijenja u EnergyPLAN-u u dijelu pod nazivom *Regulation Tab*. Zadovoljavanje toplinskih i električnih zahtjeva je regulacijska strategija koja je odabrana za temeljni scenarij 2006. koja u EnergyPLAN-u ima naziv *Balancing both heat and electricity demands*. Značajke te regulacije je što je izvoz električne energije sveden na minimum, uglavnom pomoću toplinskih pumpi u kogeneracijskim postrojenjima. Istodobno će se povećati zahtjevi za električnom energijom i smanjiti će se proizvodnja električne energije jer CHP jedinice moraju smanjiti svoju proizvodnju topline [14].

Vrijednosti za prijenosne kapacitete sa državama u okruženju se unose pod *Regulation tab*, polje *Transmissions line capacity*. U 2006. godini u Portugalu je iznosio 1300 MW [10].

Za bazni scenarij 2006. godina koristi se minimalni udio proizvodnje električne energije iz postrojenja koja mogu stabilizirati mrežu „minimum grid stabilisation production share“ od 30% i taj podatak unosi se u EnergyPLAN [14]. Isti minimalni udio će se koristiti i dalje pri izradi svih scenarija.

### 3.4.9. Troškovi

U EnergyPLAN-u pod Cost tab potrebno je unijeti razne podatke o cijenama goriva, investicijskim i fiksnim troškovima pogona i održavanja, promjenjivim troškovima pogona i održavanja, te cijene CO<sub>2</sub> [14]. Podaci o troškovima goriva, vođenju te održavanju nađeni su iz različitih izvora, te su cijene unošene u EnergyPlan u eurima [17]. Kako je podatke bilo potrebno prebacivati iz različitih valuta u eure, koristili smo tečaj iz 2006. godine. Za pretvorbu danske krune u euro korišten je odnos 1€ = 7,69 DDK, a američkog dolara 1€ = 1,26 US\$ [19] i [20].

Tablica 2. Cijena goriva u Portugalu u 2006. [17] i [2]

Gorivo	Ugljen	Nafta	Dizel	Benzin	Prirodni plin	Biomasa
Cijena €/GJ	1,81	6,14	11,31	8,13	7,478	6,4



Cijena CO<sub>2</sub> u 2006. godini je iznosila 30 €/GJ [21]. Sadržaj CO<sub>2</sub> u gorivu je 95 kg/GJ u ugljenu, 74 kg/GJ u nafti, te 56,7 kg/GJ u prirodnom plinu [22].

Investicijski fiksni i promjenjivi troškovi pogona i održavanja uzeti su iz „Denmark reference”.

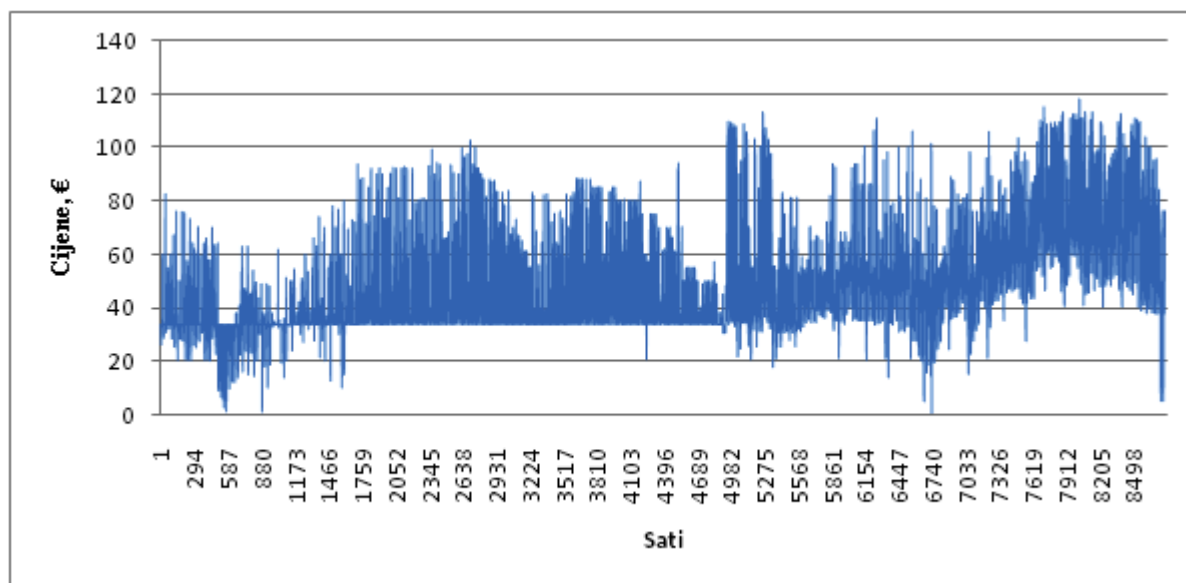
Tablica 3. Promjenjivi troškovi pogona i održavanja [22]

Sustavi daljinskog grijanja i CHP sustavi (€/MWh)				Elektrane(€/MWh)		Individulano (€/MWh)
Kotao	Dizalica topline	CHP	Električno grijanje	Hidroelektrane	Termoelektrane	Kotao
0,13	0,26	2,6	1,3	2,4	1,95	1,3

Tablica 4. Investicijski i fiksni troškovi pogona i održavanja [22]

Tip	Investicija (m€/jed)	Troškovi pogona i održavanja (% Investicije)
Male CHP jedinice	0,65	1,5
Dizalica topline gr.2	1,3	1
CHP toplinski spremnik	1,3	2
Velike CHP jedinice	2,6	0,2
Dizalice topline gr.3	0,13	3
Kotlovi gr. 2 i 3	1,04	2
Velike elektrane	0,52	0,5
Fotonaponske elektrane	0,98	0,25
Kotlovi (individualno)	0,26	3
Vjetroelektrana	0,52	0,5
Hidroelektrana	3,4	2

Također je u EnergyPLAN bilo potrebno unijeti satnu krivulju cijena koju smo dobili sa stranica OMEL Mercados na kojima se mogu naći dnevne tržišne cijene električne energije Portugala i Španjolske čiji su elektroenergetski sustavi spojeni. Dobivene podatke smo morali urediti u Visual Basic Editor-u u Excel-u kako bi dobili satne podatke u formatu koji nam je potreban. Distribucijska krivulja je unesena u EnergyPLAN pod nazivom *prices.txt* [23].



Slika 20. Satna krivulja cijena iz 2006. godinu

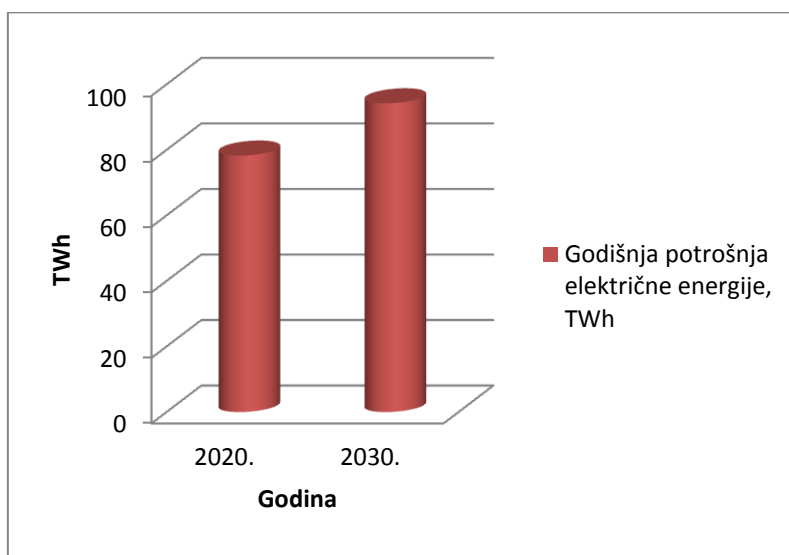
Satna distribucijska krivulja cijena iz 2006. godine koristi se i pri izradi scenarija za 2020. i 2030. godinu.

### 3.5. Izrada temeljnih scenarija za 2020. i 2030. godinu

Izrada referentnih scenarija potrošnje i dobave energije u Portugalu u 2020. i 2030. godinu rađena je prema podacima iz „EU-27 Energy Baseline Scenario to 2030” [16].

#### 3.5.1. Ukupna potrošnja električne energije

Ukupna potrošnja električne energije za 2020. godinu je 78,269 TWh [16]. Podaci su pretvoreni iz ktoe u TWh pomoću web kalkulatora [15]. Ukupna potrošnja električne energije za 2030. godinu 94,229 TWh [16].



Slika 21. Potrošnja električne energije u Portugalu za 2020. i 2030. godinu

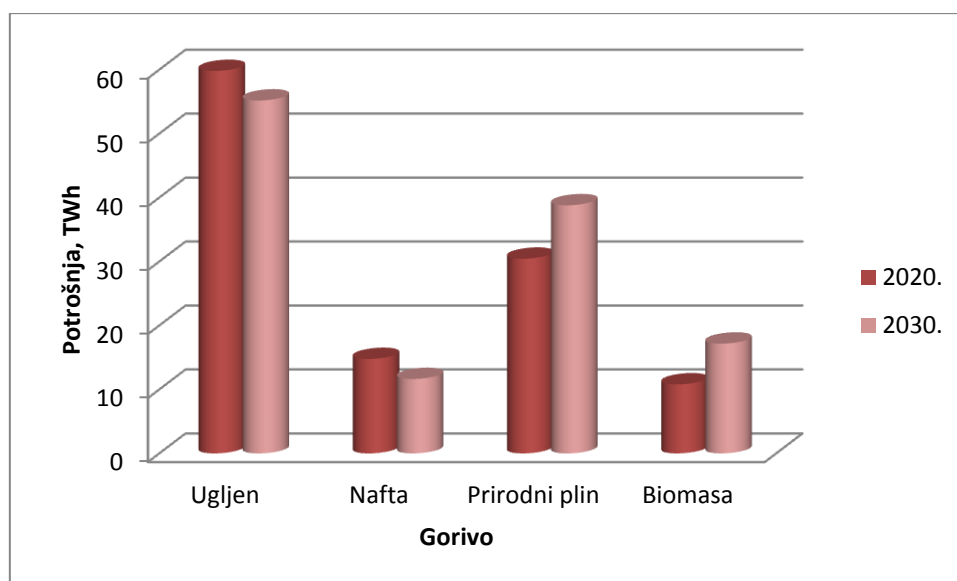
### 3.5.2. *Proizvodnje električne energije iz termoelektrana i potrošnja goriva u termoelektranama*

Instalirana snaga termoelektrana u 2020. u Portugalu iznosi 12603 MW [16]. Iskoristivost termoelektrana iznosi 40 %.

Podaci za potrošnju goriva u termoelektranama su prikazani u polju *Distribution of fuel*. Godišnja potrošnja za termoelektrane u Portugalu iznosi ugljen 59,8015 TWh, nafta 14,77 TWh, prirodni plin 30,447 i biomasa 10,793 TWh [16].

Instalirana snaga termoelektrana u 2030. u Portugalu je 14415 MW, a iskoristivost termoelektrana je 40 %.

Godišnja potrošnja goriva za termoelektrane u Portugalu u 2030. iznosi ugljen 55,184 TWh, nafta 11,64 TWh, prirodni plin 38,798 i biomasa 17,166 TWh [16].



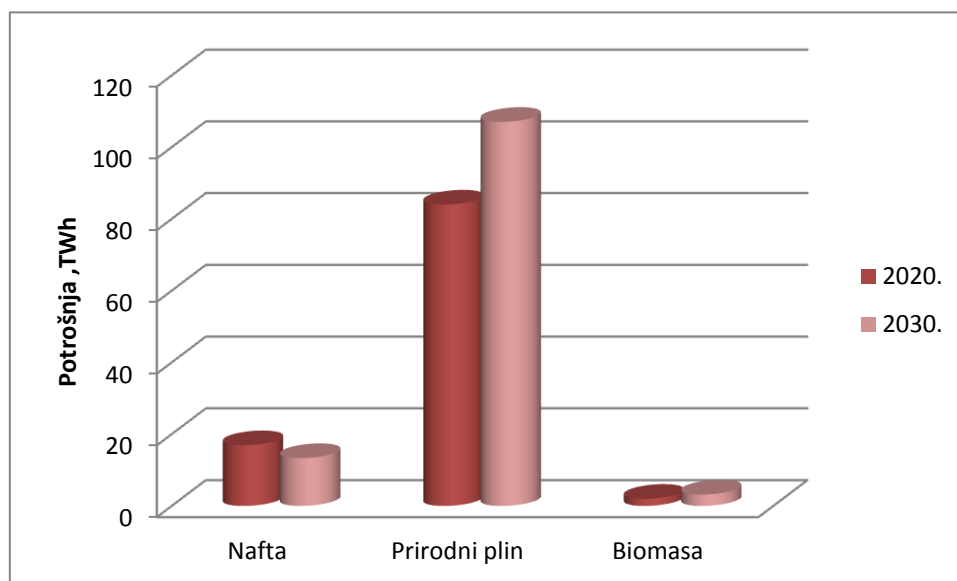
Slika 22. Potrošnja goriva u termoelektranama, Portugal 2020. i 2030.

### 3.5.3. *Proizvodnje električne energije iz kogeneracije*

Instalirana snaga u kogeneraciji se dijeli na manje i veće jedinice. U 2020. na velika postrojenja otpada 2222 MW, a na manje jedinice 1682 MW. Električna i toplinska iskoristivost iznosi 40%. Potreba za toplinom iznosi 3,786 TWh za *CHP III* i 2,054 za *CHPII* [16].

U 2030. na velika postrojenja otpada 3161 MW, a na manje jedinice 2485 MW. Električna i termalna iskoristivost iznosi 40%. Potreba za toplinom iznosi 4,786 TWh za *CHP III* i 3,054 za *CHP II* [16].

Distribucija goriva, za velika postrojenja *CHP III* i za mala postrojenja *CHP II*, dobivena je tako da se izračunao postotak svakog goriva od ukupne potrošnje goriva iz termoelektrana i kogeneracije iz 2006. godine. Od sveukupne potrošnje na termoelektrane je otpadalo 53,4% od ukupne potrošnje nafte, 73,4% prirodnog plina i 15,6% biomase. Za 2020. i 2030. godinu uzeti su isti omjeri ali za kogeneraciju, tako da je za kogeneraciju uzeto 53,4% od ukupne potrošnje nafte, 73,4% prirodnog plina i 15,6% biomase. Podaci za sveukupnu potrošnju goriva u kogeneraciji podijeljeni su na način da na *CHP II* otpada 27,46 % od sveukupne potrošnje svake vrste goriva.



**Slika 23. Sveukupna potrošnja goriva za kogeneraciju u Portugalu, 2020. i 2030. godina**

U 2020. godini potrošnja goriva za male jedinice CHP je 4,6476 TWh nafte, 23,07 TWh prirodnog plina te 0,548 TWh biomase. Kod velikih CHP postrojenja na naftu otpada 12,2774 TWh, 60,944 TWh na prirodni plin i na biomasu 1,4472 TWh.

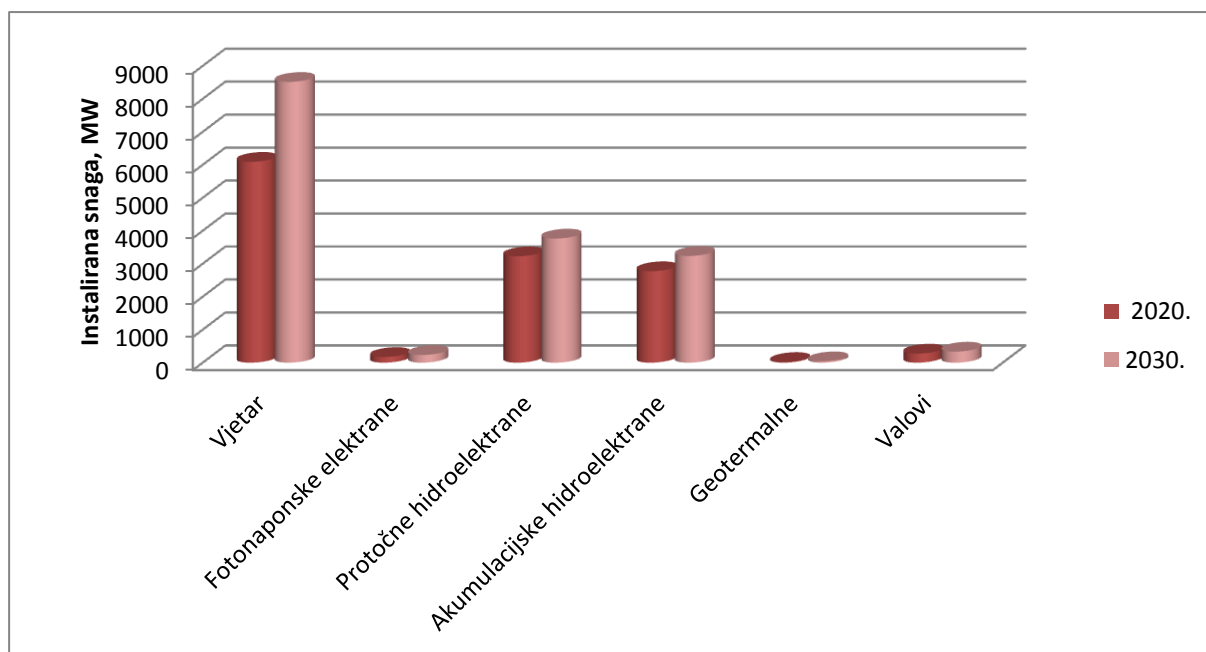
U 2030. godini potrošnja goriva za male jedinice CHP je 3,66 TWh nafte, 29,399 TWh prirodnog plina te 0,8716 TWh biomase. Kod velikih CHP postrojenja na naftu otpada 9,69 TWh, 77,661 TWh na prirodni plin i na biomasu 2,3024 TWh [16].

#### 3.5.4. *Proizvodnja iz obnovljivih izvora energije*

Instalirani kapacitet protočnih hidroelektrana iznosi 3226 MW, a akumulacijskih elektrana iznosi 2774 MW za 2020. godinu. U 2030. godini instalirani kapacitet protočnih hidroelektrana je 3764 MW, a akumulacijskih elektrana iznosi 3236 MW. Za oba scenarija kapacitet spremnika je 3082 GWh, a kapacitet pumpe 1889 MW-e. Kod reverzibilnih hidroelektrana kapacitet pumpe je 1889 MW, turbine 1000 MW. Kapacitet spremnika reverzibilnih hidroelektrana je 1541 GWh za scenarij u 2020. godini, a za 2030. godinu je 3082 GWh. Pretpostavljena godišnja opskrba vode je 13, 2 TWh u 2020. godini, odnosno 14 TWh u 2030. [16]. Portugal za 2020. godini ima instalirano 6091 MW snage u vjetroelektranama, a 2030. godine 8514 MW.

Instalirana snaga fotonaponskih elektrana u Portugalu u 2020. godini iznosi 172 MW, dok je za 2030. godinu 233 MW.

Elektrane na valove imaju instalirano 274 MW snage u 2020. godini, a 335 MW u 2030. Kod geotermalne elektrane predviđeno je instalirati 21 MW u 2020. godini, te 41 MW u 2030. godini [16].



Slika 24. Obnovljivi izvori energije, Portugal 2020. i 2030.

### 3.5.5. Potrošnja goriva po sektorima

Potrošnja i raspodjela po sektorima za 2020. i 2030. vrši se unos na temelju podataka koje imamo o godišnjoj emisiji CO<sub>2</sub> za dotične godine te na temelju raspodjele goriva iz 2006. Međutim, uzeto je u obzir smanjenje korištenja nafte i plina te povećanja korištenja biomase [16].

Tablica 5. Potrošnja goriva u sektoru transporta za 2020. i 2030. godinu [16]

	Mlazno gorivo	Dizel	Benzin	Prirodni plin	Električni automobili
<b>2020.</b>	0,02 TWh	60,4 TWh	23,88 TWh	0,66 TWh	0
<b>2030.</b>	0,024 TWh	50,6 TWh	20,2 TWh	0,776 TWh	5 TWh

Za 2030. godinu u transport se uzima 19% električnih vozila. 19% električnih vozila se unosi temeljem prijeđenih kilometara koje će proći električna vozila, a za isti iznos je potrebno smanjiti kilometražu postignutu vozilima na standardna goriva, najviše na dizel i benzin.

Maksimalni udio električnih vozila koji voze tijekom sata u kojem je najveća potražnja je 20%, a kapacitet veze mreža-baterija i baterija-mreža je 7000MW. Udio parkiranih vozila koji su spojeni na mrežu je 70% i stabilizacijski udio pametnog punjenja električnih vozila je 70%.

Kapacitet Li-Ion baterije je 53 GWh [25], te smo ukupni kapacitet baterije za 2030. godinu dobili tako da se ukupna godišnja kilometraža dijelila sa pretpostavkom da jedno vozilo prijeđe godišnje 15000 km, te smo dobiveni iznos množili sa kapacitetom baterije. Za 2030. godinu u temeljnom scenariju kapacitet pohrane baterije iznosi 88,3 GWh.

Uz podatke o potrošnji goriva u industriji uključene su i vrijednosti iz sektore poljoprivrede, šumarstva i ribolova koji su uneseni zajedno u EnergyPlan.

**Tablica 6. Raspodjela goriva u sektoru industrije i poljoprivrede za 2020. i 2030. godinu [16]**

	<b>Ugljen</b>	<b>Nafta</b>	<b>Prirodni plin</b>	<b>Biomasa</b>
<b>2020. godina</b>	1,3489 TWh	30,028 TWh	13,88 TWh	22,8168 TWh
<b>2030. godina</b>	1,13 TWh	27,58 TWh	13,23 TWh	23,1 TWh

Podaci o potrošnji goriva u sektoru industrije te kućanstva i uslužnih djelatnosti [Tablica 6.] i [Tablica 7.] pokazuju da se smanjuje potrošnja ugljena, a povećava potrošnja biomase u 2030. godini u odnosu na 2020. godinu što pridonosi smanjenju emisije CO<sub>2</sub>.

**Tablica 7. Potrošnja goriva u sektoru kućanstva i uslužnom sektoru za 2020. i 2030. [16]**

	<b>Nafta</b>	<b>Prirodni plin</b>	<b>Biomasa</b>
<b>2020. godina</b>	15,7 TWh	7,326 TWh	18,49 TWh
<b>2030. godina</b>	10,676 TWh	8,326 TWh	19,49 TWh

### 3.5.6. Regulacija

Zadovoljavanje toplinskih i električnih zahtjeva je regulacijska strategija koja je odabrana za temeljni scenarij 2020. i temeljni scenarij 2030. koja u EnergyPLAN-u ima naziv *Balancing both heat and electricity demands* [14].

Vrijednost kapaciteta prijenosnih linija za oba scenarija se predviđa da će biti 3500 MW. Po pronađenim podacima Portugal planira već do 2014. godine doseći kapacitet od 3000 MW [10].

### 3.5.7. Troškovi

Kao i u prethodnom scenariju za 2006. godinu trebaju se unijeti podatci o cijenama goriva, investicijskim i fiksnim troškovima pogona i održavanja, promjenjivim troškovima pogona i održavanja, te cijene CO<sub>2</sub>. Za pretvorbu cijena u euro korišten je tečaj iz 2012. godine. Za pretvorbu danske krune u euro korišten je odnos 1€ = 7,435 DDK, a američkog dolara 1€ = 1,317 US\$ [26].

Tablica 8. Cijena goriva u 2020. [27] i [28].

Gorivo	Ugljen	Nafta	Dizel	Benzin	Prirodni plin	Biomasa
Cijena €/GJ	3,29	11,44	17,78	20,26	7,99	6,4

Tablica 9. Cijena goriva u 2030. [27] i [28].

Gorivo	Ugljen	Nafta	Dizel	Benzin	Prirodni plin	Biomasa
Cijena €/GJ	3,91	14,26	20,2	20,3	10,34	6,4

Sadržaj CO<sub>2</sub> u gorivu je 95 kg/GJ u ugljenu, 74 kg/GJ u nafti, te 56,7 kg/GJ u prirodnom plinu.[22] Cijena CO<sub>2</sub> u 2020. godini predviđeno je da će iznositi 41 €/GJ, a u 2030.godini je predviđena cijena 47 €/GJ [28].

Investicijski fiksni i promjenjivi troškovi pogona i održavanja uzeti su iz „Denmark reference”.



Tablica 10. Promjenjivi troškovi pogona i održavanja, 2020. i 2030. [22]

Sustavi daljinskog grijanja i CHP sustavi (€/MWh)				Elektrane(€/MWh)		Individulano (€/MWh)
Kotao	Dizalica topline	CHP	Električno grijanje	Hidroelektrane	Termoelektrane	Kotao
0,1345	0,27	2,69	1,345	2,4	2,02	1,345

Tablica 11. Investicijski i fiksni troškovi pogona i održavanja, 2020. i 2030. [22] i [27] i Error! Reference source not found.

Tip	Investicija (m€/jed)	Troškovi pogona i održavanja
		(% Investicije)
Male CHP jedinice	0,67	1,5
Dizalica topline gr.2	1,345	1
CHP toplinski spremnik	1,345	2
Velike CHP jedinice	2,69	0,2
Dizalice topline gr.3	0,1345	3
Kotlovi gr. 2 i 3	1,08	2
Velike elektrane	0,54	0,5
Fotonaponske elektrane	1,009	0,25
Kotlovi (individualno)	0,27	3
Vjetroelektrana	1,88	1,13
Hidroelektrane	3,4	2
Geotermalne elektrane	2,6	1

### 3.6. Izrada scenarija sa visokim udjelom OIE za 2020. i 2030. godinu

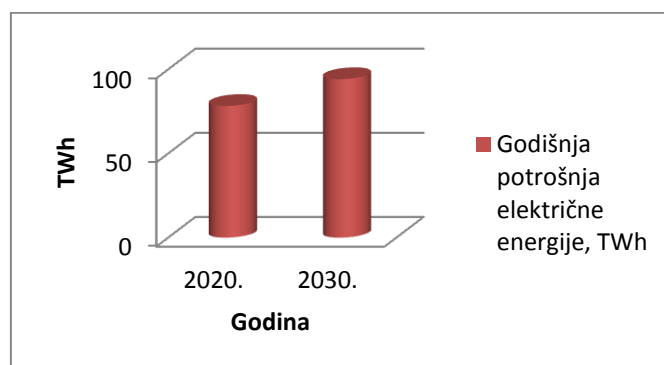
Izrađuju se dva scenarija dobave energije s visokim udjelom OIE. Prvi scenarij je za 2020. godinu, a drugi scenarij je izrađen za 2030. godinu. Pretpostavke pri izradi scenarija temeljile su se prema Nacionalnoj energetskej strategiji 2020. za Portugal, proučavanjem potencijala Portugala te pronalaskom podataka iz statistika o budućim planovima za 2020. Shodno analizi za 2020. godinu učinjena je analiza energetskeg sustava za 2030. godinu s visokim udjelom OIE vodeći se prema potencijalima zemlje, te nacionalnom i EU energetskej strategijom [3].

Potrebno je obratiti pozornost na stabilnost elektroenergetskeg sustava te ubacivati tehničke i regulatorne mjere za smanjenje „kritičnog viška proizvodnje električne energije“ iz OIE. Kako bi se smanjio CEEP potrebno je bilo instalirati spremnike energije, pa su dodani kapaciteti reverzibilnih hidroelektrana, i uvođenje električnih vozila.

Potrošnja i distribucija goriva temelji se na istim pretpostavkama kao i u temeljnim scenarijima te je uzeto u obzir smanjenje korištenja nafte i plina i povećanja korištenja biomase. Za transport se uvode električnih vozila. Postotak električnih vozila se unosi na temelju prijeđenih kilometara koje će proći električna vozila, a za isti iznos potrebno je smanjiti kilometražu postignutu vozilima na standardna goriva.

#### 3.6.1. Ukupna potrošnja električne energije

Pretpostavka o potrošnji električne energije za scenarije s visokim udjelom OIE je zadržana kao i za temeljne scenarije za 2020. i 2030. godinu. Ukupna potrošnja električne energije za 2020. godinu je 78,269 TWh, a za 2030. godinu je 94,229 TWh [16].



Slika 25. Potrošnja električne energije u Portugalu za scenarije s visokim udjelom OIE u 2020. i 2030. godini

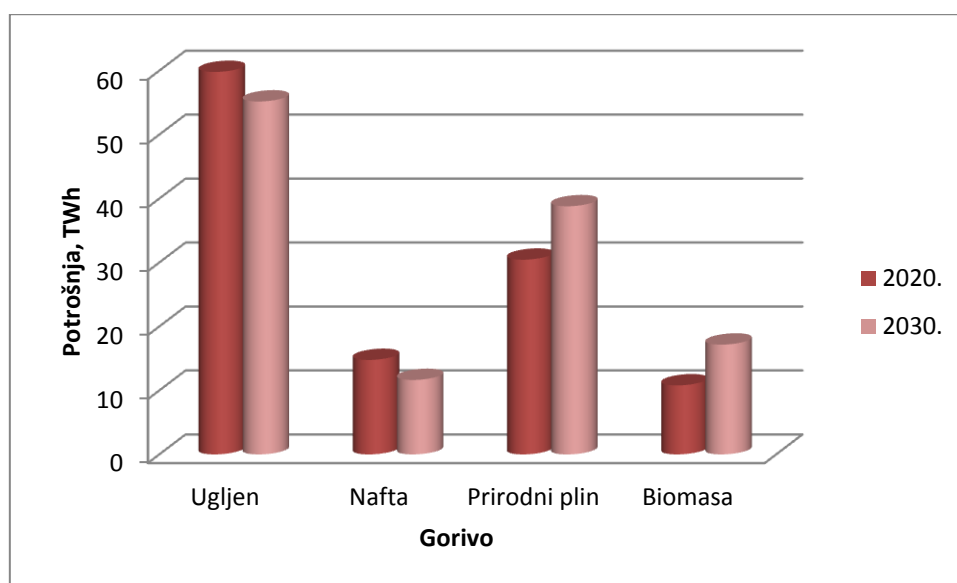
### 3.6.2. *Proizvodnje električne energije iz termoelektrana i potrošnja goriva u termoelektranama*

Instalirana snaga termoelektrana u 2020. u Portugalu iznosi 8500 MW. Iskoristivost termoelektrana iznosi 45 %.

Podaci za potrošnju goriva u termoelektranama su prikazani u polju *Distribution of fuel*. Godišnja potrošnja za termoelektrane u Portugalu iznosi ugljen 59,8015 TWh, nafta 14,77 TWh, prirodni plin 30,447 i biomasa 10,793 TWh [16].

Instalirana snaga termoelektrana u 2030. u Portugalu je 10 000 MW, a iskoristivost termoelektrana je 45 %.

Godišnja potrošnja goriva za termoelektrane u Portugalu u 2030. iznosi ugljen 55,184 TWh, nafta 11,64 TWh, prirodni plin 38,798 i biomasa 17,166 TWh [16].



Slika 26. Potrošnja goriva u termoelektranama, Portugal 2020. i 2030.

### 3.6.3. *Proizvodnje električne energije iz kogeneracije*

Instalirana snaga u kogeneraciji se dijeli na manje i veće jedinice. U 2020. na velika postrojenja otpada 1087 MW, a na manje jedinice 413 MW. Toplinska iskoristivost iznosi 45%. Potreba za toplinom iznosi 3,786 TWh za *CHP III* i 2,054 za *CHPII*.

U 2030. na velika postrojenja otpada 1160 MW, a na manje jedinice 440 MW. Termalna iskoristivost iznosi 40%. Potreba za toplinom iznosi 4,786 TWh za *CHP III* i 3,054 za *CHP II*.

Distribucija goriva, za velika postrojenja *CHP III* i za mala postrojenja *CHP II*, dobivena je na isti način kao i kod temeljnih scenarija za 2020. i 2030. godinu te je rađen prema istim pretpostavkama [16].

U 2020. godini potrošnja goriva za male jedinice CHP je 4,6476 TWh nafte, 23,07 TWh prirodnog plina te 0,548 TWh biomase. Kod velikih CHP postrojenja na naftu otpada 12,2774 TWh, 60,944 TWh na prirodni plin i na biomasu 1,4472 TWh [16].

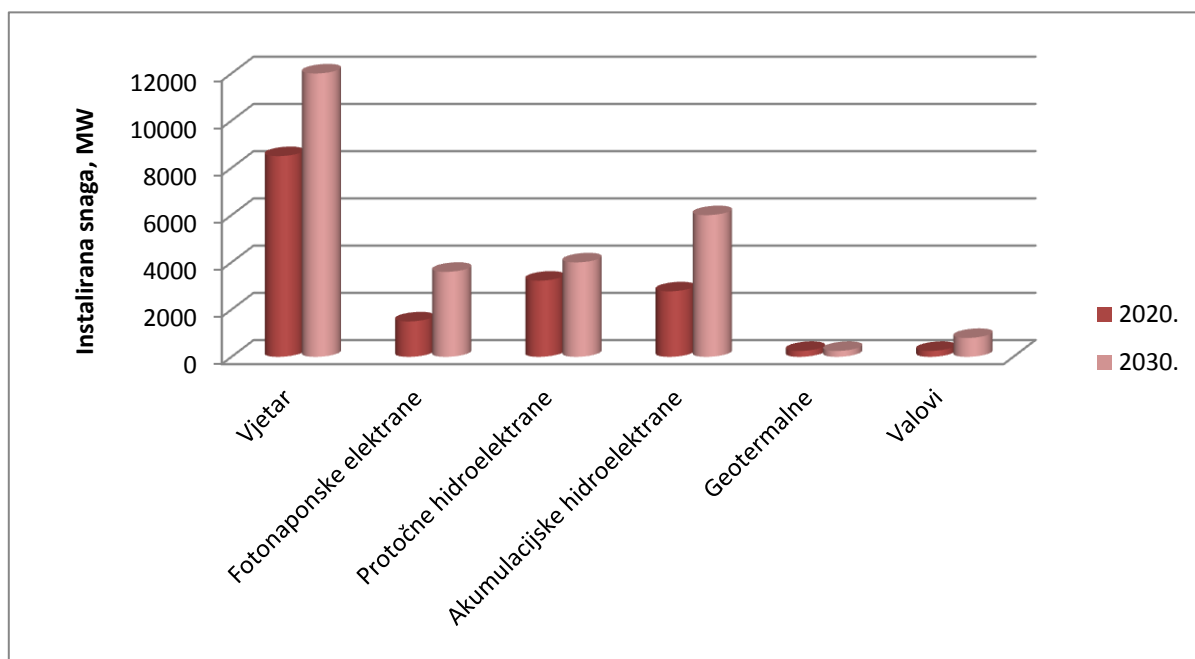
U 2030. godini potrošnja goriva za male jedinice CHP je 3,66 TWh nafte, 29,399 TWh prirodnog plina te 0,8716 TWh biomase. Kod velikih CHP postrojenja na naftu otpada 9,69 TWh, 77,661 TWh na prirodni plin i na biomasu 2,3024 TWh [16].

#### **3.6.4. *Proizvodnja iz obnovljivih izvora energije***

Instalirani kapacitet protočnih hidroelektrana iznosi 3226 MW, a akumulacijskih elektrana iznosi 2774 MW za 2020. godinu. U 2030. godini instalirani kapacitet protočnih hidroelektrana je 4000 MW, a akumulacijskih elektrana iznosi 6000 MW. Za oba scenarija kapacitet spremnika je 3082 GWh, a kapacitet pumpe 1889 MW-e. Kod reverzibilnih hidroelektrana kapacitet pumpe je 1889 MW, turbine 1000 MW. Kapacitet spremnika reverzibilnih hidroelektrana je 1541 GWh za scenarij u 2020. godini, a za 2030. godinu je 3082 GWh. Pretpostavljena godišnja opskrba vode je 13, 2 TWh [3].

Portugal za 2020. godini ima instalirano 8500 MW snage u vjetroelektranama, a 2030. godine 12000 MW.

Instalirana snaga fotonaponskih elektrana u Portugalu u 2020. godini iznosi 1500 MW, dok je za 2030. godinu 3600 MW. Elektrane na valove imaju instalirano 250 MW snage u 2020. godini [3], a 800 MW u 2030. Geotermalne elektrane imaju instalirano 250 MW u 2020. i 2030. godini [3].



Slika 27. Obnovljivi izvori energije, scenarij s visokim udjelom OIE za 2020. i 2030.

### 3.6.5. Potrošnja goriva po sektorima

Potrošnja i raspodjela po sektorima za 2020. i 2030. vrši se unos na temelju podataka koje imamo o godišnjoj emisiji CO<sub>2</sub> za dotične godine te na temelju raspodjele goriva iz 2006. Međutim, uzeto je u obzir smanjenje korištenja nafte i plina te povećanja korištenja biomase. Potrošnja goriva za sektor kućanstva i uslužni sektor se unosi zajedno u EnergyPLAN te potrošnja goriva u industriji i sektoru poljoprivrede, šumarstva i ribolova [16].

Tablica 12. Potrošnja goriva u sektoru transporta za scenarije s visokim udjelom OIE [16].

	Mlazno gorivo	Dizel	Benzin	Prirodni plin	Električni automobili
2020.	0,02 TWh	52,6 TWh	21,5 TWh	0,66 TWh	3 TWh
2030.	0,024 TWh	46,8 TWh	20,9 TWh	0,776 TWh	6 TWh

Za 2020. godinu u transport se uzima 12%, a u 2030. godini se uzima 23% električnih vozila električnih vozila. Unosi se temelji na prijađenih kilometara koje će proći električna vozila, a

za isti iznos smo smanjili kilometražu postignutu vozilima na standardna goriva, te smo time smanjili udio emisije CO<sub>2</sub>.

Maksimalni udio električnih vozila koji voze tijekom sata u kojem je najveća potražnja je 20%, a kapacitet veze mreža-baterija i baterija-mreža je 7000 MW. Udio parkiranih vozila koji su spojeni na mrežu je 70% [14], a stabilizacijski udio pametnog punjenja električnih vozila 70%.

Ukupni kapacitet pohrane baterije električnih vozila je dobiven na isti način opisan kod izrade temeljnog scenarija za 2030. godinu.

**Tablica 13. Ukupni kapacitet baterije električnih vozila**

2020. godina	2030. godina
53 GWh	106 GWh

### 3.6.6. Regulacija

Zadovoljavanje toplinskih i električnih zahtjeva je regulacijska strategija koja je odabrana za temeljni scenarij 2020. i temeljni scenarij 2030. koja u EnergyPLAN-u ima naziv *Balancing both heat and electricity demands* [14].

Vrijednost kapaciteta prijenosnih linija za 2020. godinu se predviđa da će biti 3500 MW. Po pronađenim podacima Portugal planira već do 2014. godine doseći kapacitet od 3000 MW [10]. U 2030. godini potrebno je pretpostaviti da je kapacitet prijenosnih linija 4500MW da se zadovolji stabilnost mreže, a stabilizacijski udio transmisijskih vodova je 50%.

### 3.6.7. Troškovi

Kao i za temeljne scenarije trebaju se unijeti podatci o cijenama goriva, investicijskim i fiksnim troškovima pogona i održavanja, promjenjivim troškovima pogona i održavanja, te

cijene CO<sub>2</sub>. Pretvorba valuta je učinjena na internetu po tečaju iz 2012. godine. Za pretvorbu danske krune u euro korišten je odnos 1€ = 7,435 DDK, a američkog dolara 1€ = 1,317 US\$ [26].

Sadržaj CO<sub>2</sub> u gorivu je 95 kg/GJ u ugljenu, 74 kg/GJ u nafti, te 56,7 kg/GJ u prirodnom plinu. [22]Cijena CO<sub>2</sub> u 2020. godini predviđeno je da će iznositi 41 €/GJ, a u 2030.godini je predviđena cijena 47 €/GJ [28].

Cijene goriva su unešena u EnergyPLAN kao i za temeljne scenarije [Tablica 8] i [Tablica 2], kao i investicijski fiksni i promjenjivi troškovi pogona i održavanja [Tablica 10] i [Tablica 11].

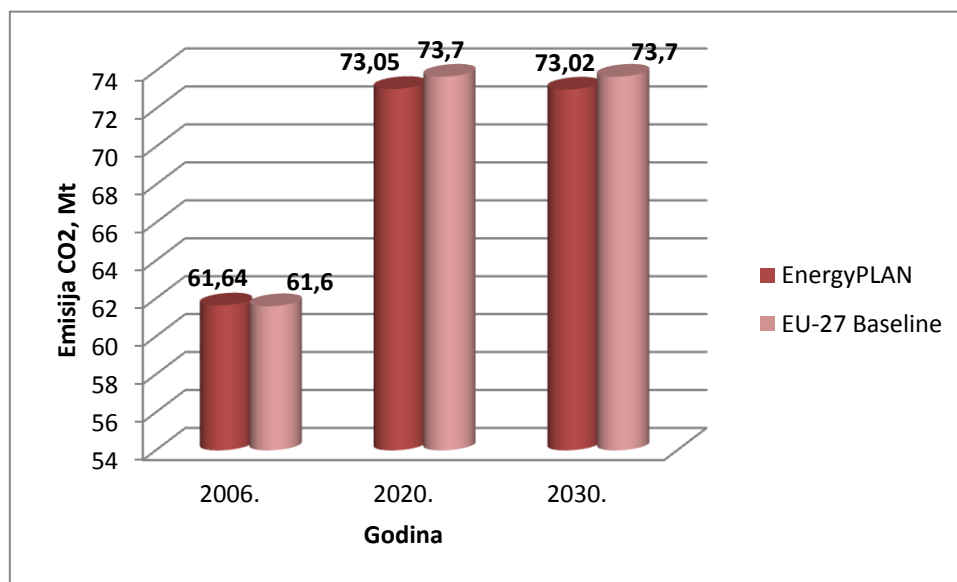
## 4. Rezultati

Nakon izrade i analize scenarija potrebno je prikazati kritični višak proizvodnje električne energije, ukupnu potrošnju energije, ukupnu potrošnju energije bez OIE, proizvodnju energije iz OIE, uvoz i izvoz energije, emisije CO<sub>2</sub>, plaćanje uvoza i izvoza energije te ukupni trošak scenarija.

### 4.1. Temeljni scenariji

Kao mjera točnosti rezultata za temeljne scenarije poslužila je emisija CO<sub>2</sub>. Usporedili smo dobivene rezultate u EnergyPLAN-u sa predviđanjima iz dokumenta EU-27 Energy Baseline Scenario to 2030.

Iz dijagrama [Slika 28.] se vidi da se u 2006. godini emisija CO<sub>2</sub> razlikuje za 0,065%. U 2020. godini rezultati dobiveni proračunom e EnergyPLAN-u se razlikuju od predviđenih rezultata za 2020. iz EU-27 Energy Baseline Scenario za 0,89%, a u 2030. godini za 0,93%.



Slika 28. Usporedba emisije CO<sub>2</sub>



**Tablica 14. Prikaz rezultata za temeljni scenarij 2006.**

<b>CEEP</b>	<b>Ukupna potrošnja energije</b>	<b>Ukupna potrošnja energije bez OIE</b>	<b>Proizvodnja energije iz OIE</b>	<b>Uvoz energije</b>	<b>Izvoz energije</b>	<b>Emisija CO<sub>2</sub></b>
TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	Mt
0	273,62	227,65	45,97	0,15	0,02	61,64

**Tablica 15. Prikaz rezultata troškova za temeljni scenarij 2006.**

<b>Plaćanje uvoza energije</b>	<b>Naplata izvoza energije</b>	<b>Ukupan trošak</b>
Mil. EUR	Mil. EUR	Mil. EUR
17	1	26581

Ako se usporede rezultati temeljnih scenarija za 2006. i 2020. godinu [Tablica 14.] i [Tablica 16.] vidi se da je ukupna potrošnja energije u 2020. godini veća za 29% u odnosu na 2006. godinu, a proizvodnja energije iz OIE se povećala za 78,3% u 2020. godini. Emisija CO<sub>2</sub> se povećala u 2020. godini za 18,5%.

Ukupni troškovi scenarija [Tablica 15.] i [Tablica 17.] su veći za 42,5% u 2020. godini u odnosu na 2006. godinu.

**Tablica 16. Prikaz rezultata za temeljni scenarij 2020.**

<b>CEEP</b>	<b>Ukupna potrošnja energije</b>	<b>Ukupna potrošnja energije bez OIE</b>	<b>Proizvodnja energije iz OIE</b>	<b>Uvoz energije</b>	<b>Izvoz energije</b>	<b>Emisija CO<sub>2</sub></b>
TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	Mt
0	352,44	271,03	81,41	0	0,77	73,05

**Tablica 17. Prikaz rezultata troškova za temeljni scenarij u 2020.**

<b>Plaćanje uvoza energije</b>	<b>Naplata izvoza energije</b>	<b>Ukupan trošak</b>
Mil. EUR	Mil. EUR	Mil. EUR
0	68	37885

Rezultati [Tablica 16.] i [Tablica 18.] vidi se da je ukupna potrošnja energije u 2030. godini veća za 6,2% u odnosu na 2020. godinu, a proizvodnja energije iz OIE je veća za 18,8% u 2030. godini. Emisija CO<sub>2</sub> se nije znatno promijenila.

Ukupni troškovi scenarija [Tablica 17.] i [Tablica 19.] su veći 15,2% u 2030. godini.

**Tablica 18. Prikaz rezultata za temeljni scenarij 2030.**

<b>CEEP</b>	<b>Ukupna potrošnja energije</b>	<b>Ukupna potrošnja energije bez OIE</b>	<b>Proizvodnja energije iz OIE</b>	<b>Uvoz energije</b>	<b>Izvoz energije</b>	<b>Emisija CO<sub>2</sub></b>
TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	Mt
0	374,27	273,97	100,3	0	0,11	73,02

**Tablica 19. Prikaz rezultata troškova za temeljni scenarij 2030.**

<b>Plaćanje uvoza energije</b>	<b>Naplata izvoza energije</b>	<b>Ukupan trošak</b>
Mil. EUR	Mil. EUR	Mil. EUR
0	10	43617

#### 4.2. Scenariji s visokim udjelom OIE

U sljedećim tablicama prikazani su rezultati analize scenarija s visokim udjelom obnovljivih izvora energije dobiveni u EnergyPLAN-u.

**Tablica 20. Prikaz rezultata za scenarij s visokim udjelom OIE za 2020.**

<b>CEEP</b>	<b>Ukupna potrošnja energije</b>	<b>Ukupna potrošnja energije bez OIE</b>	<b>Proizvodnja energije iz OIE</b>	<b>Uvoz energije</b>	<b>Izvoz energije</b>	<b>Emisija CO<sub>2</sub></b>
TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	Mt
0	323,36	232,5	90,86	0,67	0,53	62,49

**Tablica 21. Prikaz rezultata troškova za scenarij s visokim udjelom OIE za 2020.**

<b>Plaćanje uvoza energije</b>	<b>Naplata izvoza energije</b>	<b>Ukupan trošak</b>
Mil. EUR	Mil. EUR	Mil. EUR
75	49	36526

**Tablica 22. Prikaz rezultata za scenarij s visokim udjelom OIE za 2030.**

<b>CEEP</b>	<b>Ukupna potrošnja energije</b>	<b>Ukupna potrošnja energije bez OIE</b>	<b>Proizvodnja energije iz OIE</b>	<b>Uvoz energije</b>	<b>Izvoz energije</b>	<b>Emisija CO<sub>2</sub></b>
TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	Mt
0	342,17	227,87	114,3	1,13	2,23	60,09

Uspoređujući dobivene rezultate [Tablica 20.] i [Tablica 22.] vidi se da je ukupna potrošnja energije u 2030. godini porasla za 5,8% u odnosu na 2020. godinu, a proizvodnja energije iz OIE je veća za 25,8% u 2030. godini. Emisija CO<sub>2</sub> se smanjila u 2030. godini za 4%.

Ukupni troškovi scenarija [Tablica 21.] i [Tablica 22.] su veći za 43% u 2030. godini u odnosu na 2020. godinu.

**Tablica 23. Prikaz rezultata troškova za scenarij s visokim udjelom OIE za 2030.**

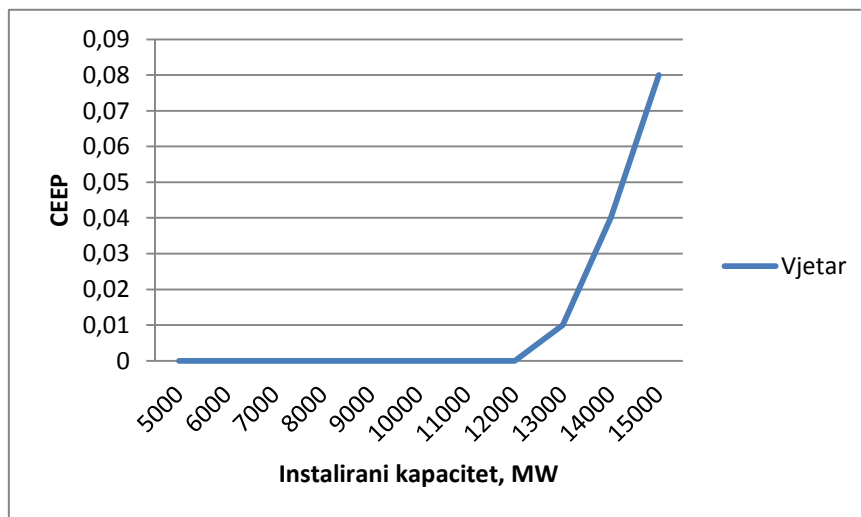
<b>Plaćanje uvoza energije</b>	<b>Naplata izvoza energije</b>	<b>Ukupan trošak</b>
Mil. EUR	Mil. EUR	Mil. EUR
127	224	52177

Usporedba referentnih scenarija sa scenarijima s visokim udjelom OIE pokazuje da se ukupna potrošnja energije u 2020. godini u scenariju s visokim udjelom OIE smanjila za 8,25% u odnosu na referentni scenarij u 2020. godini, a proizvodnja energije iz OIE je veća za 11%. Emisija CO<sub>2</sub> se smanjila za 14,5%, a ukupni troškovi scenarija s visokim udjelom OIE za 2020. godinu su smanjeni 3,6% u odnosu na referentni scenarij.

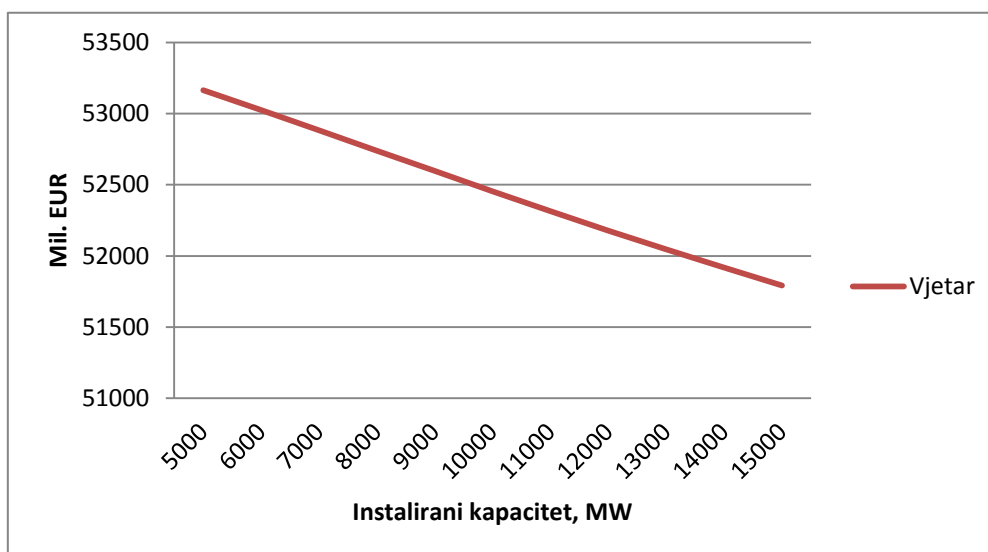
Ukupna potrošnja energije u 2030. godini u scenariju s visokim udjelom OIE smanjila za 8,6% u odnosu na referentni scenarij u 2030. godini, a proizvodnja energije iz OIE je veća za 14%. Emisija CO<sub>2</sub> se smanjila za 16,6%, a ukupni troškovi scenarija s visokim udjelom OIE za 2020. godinu su se povećali 19,6% u odnosu na referentni scenarij.

Posebnu pozornost pri izradi scenarija je potrebno obratiti na stabilnost elektroenergetskog sustava te ubacivati tehničke i regulatorne mjere za smanjenje CEEP-a, tj. „kritičnog viška proizvodnje električne energije“. U našim scenarijima problem pojave kritičnog viška je riješen pravilnim skladištenjem električne energije. Uvođenjem reverzibilnih hidroelektrana i električnih vozila u svim scenarijima je postignuto da nema pojave kritičnog viška proizvodnje električne energije. U scenarijima se kritički višak mogao odmah smanjiti gašenjem vjetro turbina, međutim ta se mjera rabi samo u slučaju da se kritički višak ne može smanjiti drugim načinom [29], [30], [31] i [32].

U nastavku su prikazani dijagrami koji uspoređuju promjenu CEEP-a i ukupnog troška u ovisnosti o instaliranoj snazi vjetroelektrana u scenariju s visokim udjelom električne energije u 2030. godini.



Slika 29. Ovisnost CEEP-a o instaliranoj snazi vjetroturbine u scenariju s visokim udjelom OIE, 2030.

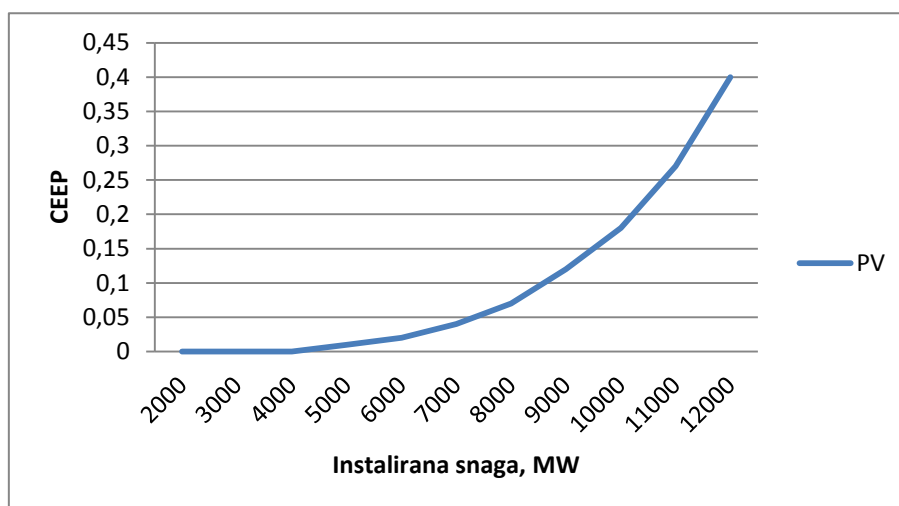


Slika 30. Usporedba troškova s obzirom na instaliranu snagu vjetroturbine u scenariju s visokim udjelom OIE, 2030.

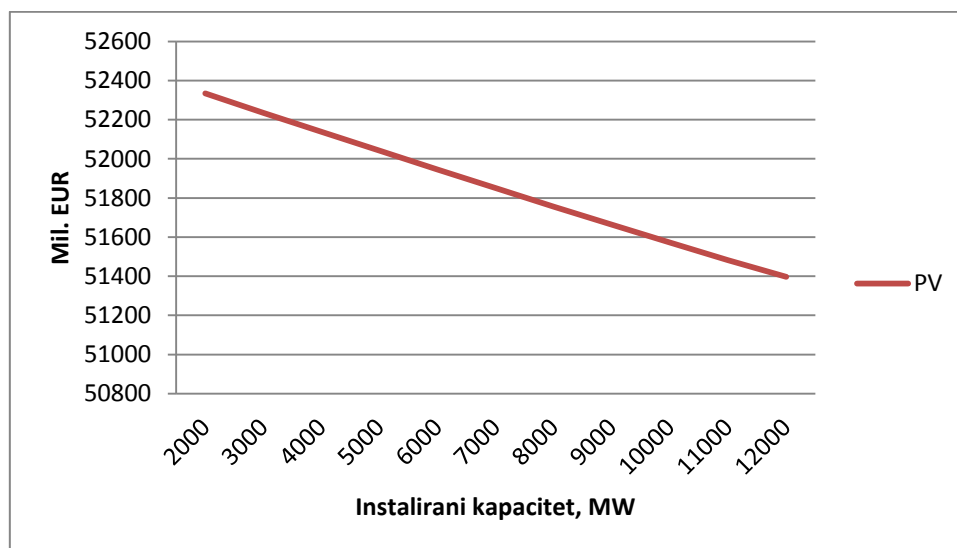
Iz gornjih dijagrama [Slika 29., Slika 30.] vidi se da povećanje instalirane snage vjetroturbina negativno djeluje na CEEP, tj. povećanjem kapacitet instalirane snage dolazi do porasta

CEEP-a i nestabilnosti mreže. Ukupni troškovi se smanjuju povećanjem instalirane snage vjetroturbina. Optimalna instalirana snaga je 12000 MW pri kojoj CEEP još uvijek iznosi 0.

U nastavku su prikazani dijagrami koji uspoređuju promjenu CEEP-a i ukupnog troška u ovisnosti o instaliranoj snazi kod foto naponskih elektrana u scenariju s visokim udjelom električne energije u 2030. godini.



Slika 31. Ovisnost CEEP-a o instaliranoj snazi u fotonaponskim elektranama u scenariju s visokim udjelom OIE, 2030.

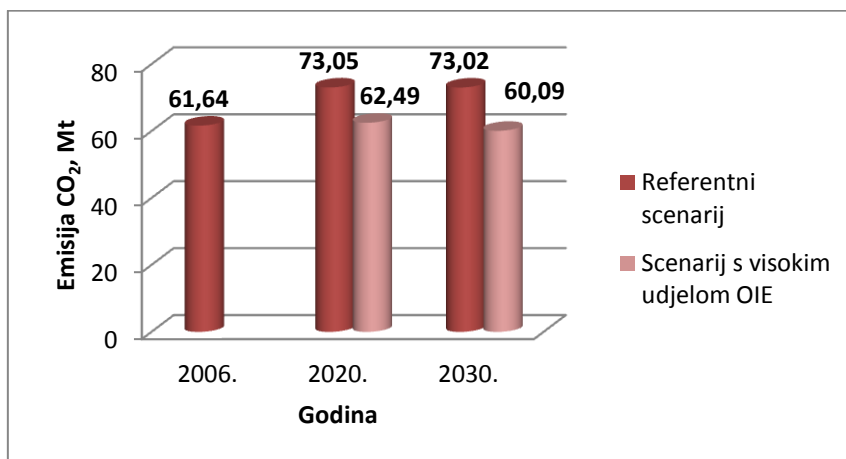


Slika 32. Usporedba troškova s obzirom na instaliranu snagu u fotonaponskim elektranama u scenariju s visokim udjelom OIE, 2030.

Iz gornjih dijagrama [Slika 31., Slika 32.] vidi se da povećanje instaliranog kapaciteta kod fotonaponskih elektrana dolazi do porasta CEEP-a i nestabilnosti mreže. Ukupni troškovi se smanjuju povećanjem instalirane snage.

### 4.3. Usporedba scenarija

#### 4.3.1. Usporedba emisije CO<sub>2</sub>



Slika 33. Usporedba emisije CO<sub>2</sub> referentnih scenarija i scenarija s visokim udjelom CO<sub>2</sub>

Na dijagramu [Slika 33.] se vidi da se implementirajući visoke udjele obnovljivih izvora energije u energetski sustav u odnosu na temeljne scenarije emisija CO<sub>2</sub> smanjila se za 14,5% u 2020. godini, a u 2030. godini se smanjila za 17,7%.

#### 4.3.2. Usporedba udjela OIE u proizvodnji električne energije

Tablica 24. Udio OIE u proizvodnji električne energije

	2006.	2020.	2030.
<b>Referentni scenarij</b>	30%	38,2%	45,9%
<b>Scenarij s visokim udjelom OIE</b>	-	51,1%	59,9%

## **5. ZAKLJUČAK**

Svrha rada je analizirati ponašanje energetskeg sustava Portugala pri zadovoljavanju ciljeva nacionalne energetske strategije te ispunjavanje preuzetih obaveza iz europskog energetskeg klimatskog paketa 20-20-20 za 2020. godinu.

U ovom radu analizirani su problemi integracije proizvodnje električne energije iz intermitentnih obnovljivih izvora energije u cilju opskrbe električnom energijom. Problem koji se javlja kod integracije obnovljivih izvora energije u referentni energetskeg sustav Portugala je pojava viška proizvodnje električne energije. Izrađujući više scenarija za razvoj i regulaciju energetskeg sustava Portugala i njihovom usporedbom mogu se donijeti određeni zaključci. Kada bi se nastavio razvoj sustava temeljen na trendovskom rastu od 2006. godine vidimo da bi se povećavale emisije CO<sub>2</sub>, ukupna potrošnja energije i sveukupni trošak scenarija. Zbog cijena i razvoja novih tehnologija konvencionalne elektrane su neophodne za proizvodnju određenog udjela proizvodnje električne energije za siguran i stabilan rad elektroenergetskeg sustava. Povećavanjem instaliranih kapaciteta različitih obnovljivih izvora energije u energetskeg sustav Portugala smanjuje se emisija CO<sub>2</sub> te se povećava proizvodnja energije iz OIE, ali se javlja problem kritičkog viška proizvodnje električne energije iz intermitentnih obnovljivih izvora energije. Rezultati scenarija sa visokim udjelom OIE prikazuju značajno smanjenje emisije CO<sub>2</sub> i povećanje udjela proizvodnje energije iz OIE te smanjenje ukupne potrošnje energije s obzirom na temeljne scenarije.

Rezultati pokazuju kako se višak proizvodnje električne energije povećava sa povećanjem kapaciteta vjetroelektrana te fotonaponskih elektrana. Jedno od rješenja koje je upotrijebljeno pri pojavi kritičkog viška proizvodnje električne energije su reverzibilne hidroelektrane koje se pune za vrijeme viška električne energije, a pokrivaju vršna opterećenja ukoliko je to potrebno. Također problem kritičkog viška se može riješiti većom upotrebom električnih vozila čime se ujedno smanjuju i emisije CO<sub>2</sub> te potrošnja konvencionalnih goriva.

Kombinacija različitih izvora nije rješenje problema integracije obnovljivih izvora energije. Ulaganja u fleksibilne opskrbe energijom sustava potražnje te integracija prometnog sektora ima mnogo veći potencijal za rješavanje problema. Utvrđivanje optimalnog omjera različitih OIE može se voditi kao mjera za dopunu takvog potencijalnog rješenja. Implementiranje različitih mjera omogućavaju integraciju visokog postotka obnovljivih izvora energije za proizvodnju električne energije bez većih viškova proizvodnje.



## 6. LITERATURA

- [1] Krajačić Goran, Duić Neven, Maria da Graça Carvalho: How to achieve a 100% RES electricity supply for Portugal?, 2010.
- [2] <http://www.dgge.pt/>
- [3] Laranja Manuel (Adviser to the secretary of state for energy and innovation): Portuguese National Strategy Ene 2020
- [4] <http://en.wikipedia.org/wiki/Portugal>
- [5] <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/po.html>
- [6] <http://en.wikipedia.org/wiki/Portugal>
- [7] [http://ceppei.ba/bos/index.php?option=com\\_content&view=article&id=1236](http://ceppei.ba/bos/index.php?option=com_content&view=article&id=1236)
- [8] Atlas svijeta leksikografskog zavoda, Leksikografski zavod Miroslav Krleža, 2006.
- [9] <http://www.peter-pho2.com/2010/08/sintra-cabo-da-roca-cascais.html>
- [10] [http://www.ren.pt/vEN/Electricity/NationalElectricitySystem/Pages/electricidade\\_nacional-electricity-system.aspx](http://www.ren.pt/vEN/Electricity/NationalElectricitySystem/Pages/electricidade_nacional-electricity-system.aspx)
- [11] <http://www.edp.pt/en/aedp/unidadesdenegocio/producaoedelectricidade/Pages/ProducaoElectricidade.aspx>
- [12] Krajačić, Goran; Duić, Neven; Zmijarević, Zlatko: Povećanje prihvata vjetroelektrana u elektroenergetski sustav primjenom rješenja za skladištenje energije // *Zbornik radova 9. međunarodnog znanstveno-stručnog savjetovanja Energetska i procesna postrojenja i 4. međunarodnog foruma o obnovljivim izvorima energije* / Iljaš, Branko (ur.). Zagreb : Energetika - Marketing, 2010.
- [13] Lund, H.: Large-scale integration of optimal combinations of PV, wind and wave power into the electricity supply, 2005.
- [14] Lund, H.: EnergyPLAN-Advanced Energy Systems Analysis Computer Model, 2010.
- [15] <http://www.iea.org/stats/unit.asp>
- [16] EU-27 Energy Baseline Scenario to 2030, European Communities, 2008, Belgija
- [17] International Energy Agency Electricity information, 2008
- [18] European Commission, Eurostat, Panorama of Transport, 2009
- [19] [http://www.euroconferences.info/pdf/DKK-EUR\\_Exchange\\_Rates.pdf](http://www.euroconferences.info/pdf/DKK-EUR_Exchange_Rates.pdf)
- [20] <http://www.x-rates.com/d/USD/EUR/hist2006.html>
- [21] <http://www.co2prices.eu/>

- [22] <http://energy.plan.aau.dk/>
- [23] <http://www.omie.es/en/home/markets-and-products/electricity-auctions/interconnections-spain/portugal>
- [24] L.W.M. Beurskens, M. Hekkenberg: Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States, 2010.
- [25] [http://en.wikipedia.org/wiki/Tesla\\_Roadster](http://en.wikipedia.org/wiki/Tesla_Roadster)
- [26] <http://www.tecajna-lista.com/>
- [27] <http://setis.ec.europa.eu/activities/key-figures>
- [28] European Commission, Directorate-General for Energy in collaboration with Climate Action DG and Mobility and Transport DG, EU energy trends to 2030, 2010
- [29] Lund, H., Large-scale integration of optimal combinations of PV, wind and wave power into the electricity supply, 2005
- [30] Lund, H., Large-scale integration of wind power into different energy systems, 2004
- [31] Lund, H., B.V. Mathiesen, Energy system analysis of 100% renewable energy systems—The case of Denmark in years 2030 and 2050, 2008
- [32] Lund, H., Munster E., Management of surplus electricity-production from a fluctuating renewable-energy source