

Pametni energetska sustav za ruralnu općinu

Poljančić, Davor

Master's thesis / Diplomski rad

2023

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **University of Rijeka, Faculty of Engineering / Sveučilište u Rijeci, Tehnički fakultet**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://um.nsk.hr/um:nbn:hr:190:392945>

Rights / Prava: [Attribution 4.0 International](#)/[Imenovanje 4.0 međunarodna](#)

Download date / Datum preuzimanja: **2025-01-31**



Repository / Repozitorij:

[Repository of the University of Rijeka, Faculty of Engineering](#)



SVEUČILIŠTE U RIJECI
TEHNIČKI FAKULTET

Sveučilišni diplomski studij strojarstva

Diplomski rad

PAMETNI ENERGETSKI SUSTAV ZA RURALNU OPĆINU

Rijeka, ožujak 2023.

Davor Poljančić

0069079544

SVEUČILIŠTE U RIJECI
TEHNIČKI FAKULTET

Sveučilišni diplomski studij strojarstva

Diplomski rad

PAMETNI ENERGETSKI SUSTAV ZA RURALNU OPĆINU

Mentor: prof. dr. sc. Igor Wolf

Rijeka, ožujak 2023.

Davor Poljančić

0069079544

Rijeka, 16. ožujka 2022.

Zavod: **Zavod za termodinamiku i energetiku**
Predmet: **Obnovljivi izvori energije**
Grana: **2.11.02 procesno energetske strojarstvo**

ZADATAK ZA DIPLOMSKI RAD

Pristupnik: **Davor Poljančić (0069079544)**
Studij: **Diplomski sveučilišni studij strojarstva**
Modul: **Procesno i energetske strojarstvo**

Zadatak: **Pametni energetske sustav za ruralnu općinu / Smart Energy System for a Rural Municipality**

Opis zadatka:

U radu je potrebno dati pregled aktualnih istraživanja koncepata pametnih energetske sustava za tzv. energetske otoke, koji se razvijaju s ciljem ostvarivanja dogovorenih ciljeva na razini Ujedinjenih naroda i Europske unije vezanih za održivi razvoj, zaštitu okoliša i sigurnost opskrbe energijom. Na primjeru jedne ruralne općine te na temelju podataka o trenutnoj i procijenjenoj budućoj ukupnoj potrošnji energije na odabranome području, potrebno je utvrditi energetske i ekonomski najpovoljniju izvedbu energetske sustava baziranoga na lokalno dostupnim obnovljivim izvorima energije. U tu je svrhu potrebno modelirati nekoliko mogućih scenarija razvoja navedenoga energetske sustava te za svaki od njih odrediti ulazne i izlazne tokove energije, procijeniti ukupne godišnje troškove te odrediti smanjenje emisija stakleničkih plinova u odnosu na sadašnju praksu.

Rad mora biti napisan prema Uputama za pisanje diplomskih / završnih radova koje su objavljene na mrežnim stranicama studija.

Davor Poljančić

Zadatak uručen pristupniku: 21. ožujka 2022.

Mentor:



Izv. prof. dr. sc. Igor Wolf

Predsjednik povjerenstva za
diplomski ispit:



Prof. dr. sc. Kristian Lenić

IZJAVA:

Izjavljujem da sam ovaj rad izradio samostalno služeći se stečenim znanjem na Fakultetu i navedenom literaturom.

Rijeka, ožujak 2023.

Davor Poljančić

ZAHVALA:

Zahvaljujem se mentoru, prof. dr. sc. Igor Wolf na strpljenju, pomoći i vođenju tijekom izrade ovog rada.

Zahvaljujem se i mojoj obitelji, koja mi je bila najveća podrška kroz vrijeme studiranja i tijekom izrade diplomskog rada.

Posebne zahvale mom prijatelju i kolegi Josipu koji nas je prerano napustio. Uz tvoju pomoć sam donio odluku o upisu ovog studija i bez tebe vjerojatno danas ne bih bio tu gdje jesam.

SADRŽAJ:

| | |
|---|-----------|
| 1. Uvod | 1 |
| 2. Pametni energetske sustavi | 4 |
| 2.1. Definicija pametnog energetske sustava..... | 4 |
| 2.2. Problematika obnovljivih izvora energije | 6 |
| 2.3. Pohrana energije..... | 7 |
| 2.3.1. Pohrana električne energije | 7 |
| 2.3.2. Pohrana toplinske energije za grijanje i hlađenje..... | 8 |
| 2.3.3. Pohrana vodika..... | 9 |
| 2.3.4. Pohrana biomase | 10 |
| 2.3.5. Pohrana plinovitih goriva | 10 |
| 2.3.6. Pohrana tekućih goriva..... | 10 |
| 2.4. Pametni otoci..... | 11 |
| 2.5. Energetske zajednice građana i zajednice obnovljivih izvora energije | 12 |
| 2.6. Primjer pametnog energetske sustava..... | 15 |
| 2.7. Primjeri planiranja pametnih energetske sustava | 16 |
| 3. Razvoj pametnog energetske sustava za Općinu Mrkopalj..... | 20 |
| 3.1. Općenito o Općini Mrkopalj | 20 |
| 3.2. Akcijski plan energetske održivog razvitka i prilagodbe klimatskim promjenama (SECAP) i podaci o potrebnoj energiji | 21 |
| 3.3. Programski alat EnergyPLAN | 24 |
| 3.4. Potrebni podaci za provedu simulacija..... | 25 |
| 3.4.1. Satna raspodjela potrošnje električne energije | 25 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 3.4.2 | Satna raspodjela potrošnje toplinske energije | 28 |
| 3.4.3 | Satna raspodjela sunčeva zračenja | 31 |
| 3.4.4 | Satna raspodjela brzine vjetra i električne energije generirane vjetroturbinama | 34 |
| 3.4.5 | Uštede toplinske energije energetsom obnovom kuća | 36 |
| 3.4.6 | Analiza mjera energetske obnove referentne kuće..... | 43 |
| 4. | Simulacije..... | 47 |
| 4.1. | Prva simulacija - „Business as usual“ | 48 |
| 4.2. | Druga simulacija..... | 54 |
| 4.2.1 | Toplinska energija..... | 54 |
| 4.2.2 | Električna energija..... | 57 |
| 4.2.3 | Transport | 59 |
| 4.2.4 | Rezultati simulacije i ekonomska analiza | 62 |
| 4.3. | Treća simulacija..... | 67 |
| 4.3.1 | Toplinska energija..... | 67 |
| 4.3.2 | Električna energija..... | 69 |
| 4.3.3 | Transport | 70 |
| 4.3.4 | Rezultati simulacije i ekonomska analiza | 71 |
| 4.4. | Četvrta simulacija..... | 77 |
| 4.4.1 | Toplinska energija..... | 77 |
| 4.4.2 | Električna energija..... | 78 |
| 4.4.3 | Transport | 79 |
| 4.4.4 | Rezultati simulacije i ekonomska analiza | 79 |
| 4.5. | Usporedba simulacija..... | 84 |
| 5. | Zaključak..... | 89 |
| | Literatura..... | 90 |

| | |
|---|-----------|
| Popis slika i tablica..... | 95 |
| Popis slika | 95 |
| Popis tablica | 96 |
| Sažetak i ključne riječi..... | 98 |
| Prilog: Izvještaji simulacija: „1simulacija“, „2simulacija“, „3simulacija“ i „4simulacija“ | |
| Kalkulacija troškova toplinske izolacije vanjskih zidova | |

1. UVOD

U današnje vrijeme, obnovljivi izvori energije sve se češće koriste za generiranje toplinske i električne energije. Obnovljivi izvori energije definirani su kao „izvori energije koji su sačuvani u prirodi i obnavljaju se u cijelosti ili djelomično, posebno energija vodotoka, vjetra, neakumulirana sunčeva energija, biodizel, biomasa, bioplina, geotermalna energija itd.” [1]. Korištenje obnovljive energije bilježi značajan rast još od 2005. godine, čemu su uzrok politika potpora obnovljivim izvorima energije na razini Europske Unije i nacionalni programi subvencija u pojedinim državama [2]. Također, ovo povećanje može se opravdati i smanjenjem troškova tehnologija za pretvorbu obnovljive energije u druge korisne oblike energije [2].

Fosilna goriva upotrebljavaju se već dugi niz godina. Naime, prva elektrana koja je koristila ugljen kao gorivo izgrađena je u Londonu daleke 1882. godine [3]. Ljudskim faktorom izazvane emisije stakleničkih plinova i povećanje njihove koncentracije u atmosferi u međuvremenu su doveli do globalnog zatopljenja – „postupnog zagrijavanja Zemljine površine i najnižih slojeva atmosfere uzrokovanog efektom staklenika, što dovodi do globalnih promjena klime“ [4].

Zbog dugotrajne primjene fosilnih goriva i emisija nastalih njihovim izgaranjem, klimatske promjene sve su izraženije te je nužno promijeniti dosadašnje paradigme i okrenuti se energetske učinkovitim uređajima i sustavima te izvorima energije koji neće biti štetni za prirodu. Na tragu Pariškoga sporazuma, države članice Europske Unije usvojile su plan kojim su se obvezale smanjiti emisije do 2030. godine za najmanje 55% u odnosu na 1990. godinu. Glavni cilj je postići klimatski neutralno gospodarstvo i društvo na području Europske Unije do 2050. godine [5-7]. Prema tome cilju vodi racionalizacija potrošnje energije te tranzicija k pametnim energetske rješenjima u svim ekonomskim sektorima.

Prema podacima iz 2020. godine, struktura generiranja električne energije u Europskoj Uniji je sljedeća: ugljen (12,74%), prirodni plin (26,55%), nuklearne elektrane (11,86%), hidroelektrane (3,06%), vjetroelektrane i solarne elektrane (4,80%), biogoriva (10,20%) i tekući naftni derivati (30,79%). Dakle oko 70 % električne energije generira se u elektranama na konvencionalna goriva (ugljen, prirodni plin i tekući naftni derivati), dok je zastupljenost energije iz obnovljivih izvora (vjetroelektrane, solarne elektrane, hidroelektrane i biogoriva) oko 18%. Preostala energija generira se u nuklearnim elektranama [8].

Što se tiče toplinske energije, prema podacima iz 2018. godine u Europskoj Uniji, podjela prema energentu korištenom u sustavima daljinskog grijanja je sljedeća: prirodni plin (30,4%), tekući naftni derivati (26,9%), ugljen (26,7%), neobnovljivi otpad (7,2%), biomasa; biogoriva i obnovljiv otpad (2,4%), industrijski višak topline (1,7%), dizalice topline (1,2%), geotermalna energija (0,7%), solarna toplinska energija (0,1%) i ostalo (2,9%). Samo 4,4% energije toplinske energije generirane za potrebe daljinskog grijanja obnovljivog je tipa dok je 84% energije generirano iz fosilnih goriva. [9]

Struktura energenata korištenih u transportnom sektoru, prema podacima za 2020. godinu je sljedeća: tekući naftni derivati (90%), prirodni plin (5%), biogoriva (4%) i električna energija (1%). Ukupno 95% vozila koristi fosilna goriva, dok udio vozila koja koriste obnovljiva goriva i električnih vozila iznosi samo 5%. [10]

Žele li se ispuniti ciljevi dogovoreni Pariškim sporazumom te definirani planovi EU-a, potrebno je u vrlo bliskoj budućnosti drastično povećati udio energetske sustava 100 % baziranih na obnovljivoj energiji. Pritom valja svladati sve izazove njihove primjene. Uravnoteženje dostupnosti energije iz obnovljivih izvora postiže se tzv. pametnim energetske sustavima, koji su opisani u ovom radu.

U radu je razmotrena izgradnja pametnog energetske sustava na području ruralne općine Mrkopalj koja se nalazi u Gorskom kotaru. Izvedba toga sustava osmišljena je na temelju povijesnih podataka o potrošnji električne i toplinske energije na promatranom području. Pritom su provedene simulacije pomoću javno dostupnog računalnog programskog alata „EnergyPLAN“ kako bi se moguće mjere, bazirane na iskorištavanju lokalno dostupnih obnovljivih izvora energije, analizirale s ekonomskog i ekološkog gledišta te odabrala najpovoljnija rješenja.

Struktura samoga rada opisana je u nastavku.

U drugom poglavlju prikazani su pametni energetske sustavi i mogući načini pohrane energije. Detaljnije je opisana problematika primjene obnovljivih izvora energije. Definirani su pojmovi pametnih otoka i energetske zajednice građana. Prikazan je primjer pametnog energetske sustava i dani su primjeri primjene programskog alata „EnergyPLAN“

U trećem poglavlju ukratko je opisana ruralna Općina Mrkopalj. Dan je prikaz „Akcijskog plana energetske održivog razvitka i prilagodbe klimatskim promjenama“, koji je poslužio kao podloga za razvoj pametnog energetske sustava za Općinu Mrkopalj i opisan je korišteni programski alat „EnergyPLAN“. Definirani su i detaljno razrađeni svi podaci potrebni za simulacije: trenutna i buduća

potrošnja energije, satne raspodjele potrošnje i proračun ušteda energije koje je moguće ostvariti energetsom obnovom prosječnog kućanstva.

U četvrtom poglavlju vršene su simulacije za trenutni energetska sustav i za dodatno definirana tri energetska sustava. Uspoređivani su podaci generirani pomoću programskog alata „EnergyPLAN“.

U zadnjem poglavlju rada, zaključku, sistematizirana su saznanja dobivena provedenim istraživanjem. Ukratko su opisani svi energetska sustavi prikazani u četvrtom poglavlju i odabrano je najbolje rješenje.

2. PAMETNI ENERGETSKI SUSTAVI

U ovom poglavlju definirani su pametni energetske sustavi, pametne energetske mreže i pohrana energije. Također, definirani su pametni otoci, energetske zajednice građana i zajednice obnovljivih izvora energije. Prikazan je primjer pametnog energetske sustava kao i primjeri planiranja pametnog energetske sustava koristeći programski alat EnergyPLAN.

2.1. Definicija pametnog energetske sustava

Pametni energetske sustav je sustav koji se u potpunosti temelji na iskorištavanju obnovljivih izvora energije. Detaljnije je definiran sljedećim tezama [11]:

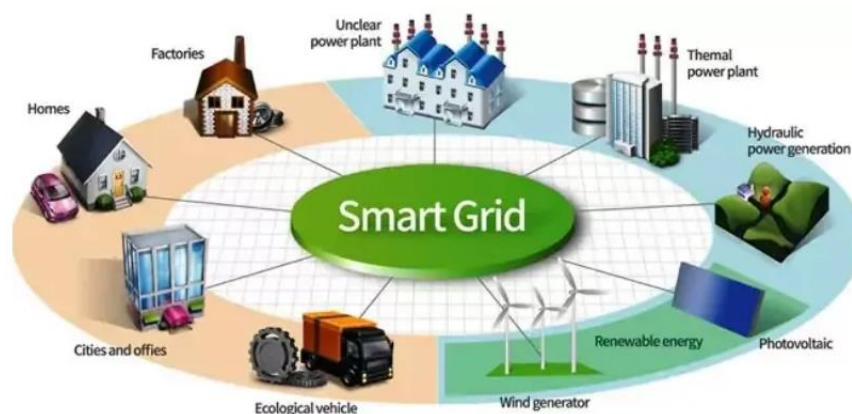
- Sustav koji u potpunosti koristi obnovljivu energiju.
- Sustav koji iskorištava energiju biomase na održivi način.
- Sustav koji integrira različite obnovljive izvore energije, odnosno različite energetske podsustave, kako bi u cjelini bio učinkovit i troškovno prihvatljiv.
- Sustav je konkurentan na tržištu u usporedbi s energetske sustavom koji se temelji na fosilnim gorivima (maksimalno povećanje troškova od 10 do 15%).

Za dodatno definiranje pametnih energetske sustava potrebno je definirati tri vrste pametnih mreža: pametnu mrežu električne energije, pametnu mrežu toplinske energije i plinsku pametnu mrežu.

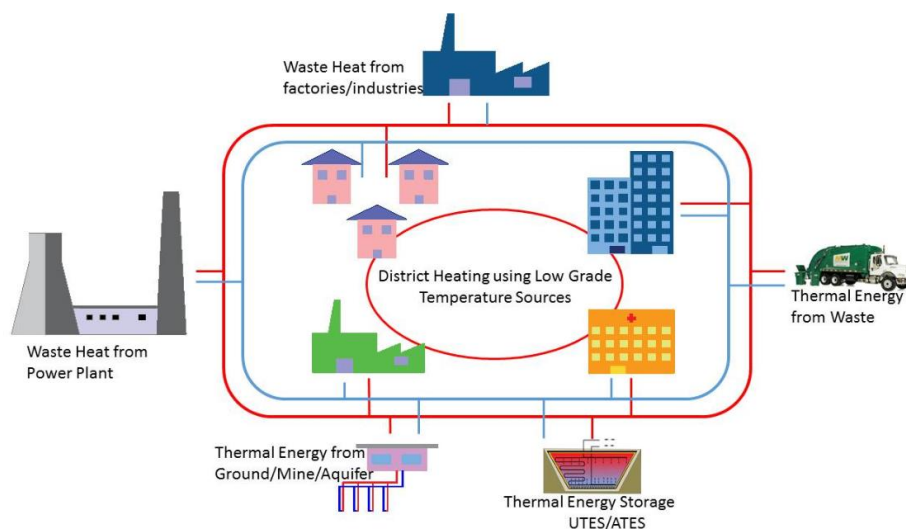
- Pametne mreže električne energije dio su infrastrukture elektroenergetske sustava koji mogu pametno integrirati aktivnosti svih potrošača i postrojenja za generiranje električne energije, kao i onih koji mogu činiti oboje, u svrhu pouzdane, učinkovite, ekonomski održive i sigurne opskrbe. [12]
- Pametne mreže toplinske energije čine cjevovodi koji povezuju građevine na određenom području (dijelu naselja ili u cijelom naselju), kako bi se one mogle opskrbiti toplinom iz svih postrojenja za generiranje toplinske energije. I same građevine mogu biti generatori toplinske energije i isporučivati viškove u mrežu. [12]
- Pametne plinske mreže dio su plinske infrastrukture čiji je zadatak integrirati aktivnosti svih korisnika mreže – postrojenja za proizvodnju plina, potrošača, onih koji i proizvode i troše plin (engl. *prosumer*), u svrhu pouzdane, efikasne, ekonomski održive i sigurne opskrbe plinom kao i pohrane plina. [12]

U pametnim energetskim sustavima svi ti podsustavi moraju biti kombinirani i koordinirani u svrhu primjene najboljeg rješenja za svaki pojedini energetski sektor, kao i za sustav u cjelini. [12]

Slika 2.1 prikazuje pametnu mrežu električne energije koja integrira postrojenja za generiranje električne energije (obnovljivi izvori energije, termoelektrana i ostali) kao i razne potrošače električne energije (naselja, industrijska postrojenja, vozila), uz napomenu da se kod pametnih energetskih sustava iskorištava isključivo energija iz obnovljivih izvora. Slika 2.2 prikazuje primjer pametne mreže toplinske energije, u kojoj se koristi otpadna toplina iz elektrana i industrijskih postrojenja, toplinska energija iz bioplinskih postrojenja, geotermalna energija i različite izvedbe akumulatora toplinske energije u svrhu opskrbe naselja toplinskom energijom.



Slika 2.1 Primjer pametne mreže električne energije [13]



Slika 2.2 Primjer pametne mreže toplinske energije [14]

Pametni energetska sustavi uključuju i primjenu odgovarajućeg akumuliranja energije, koje je potrebno zbog problema primjene obnovljivih izvora energije opisanih u sljedećem potpoglavlju.

2.2. Problematika obnovljivih izvora energije

Kao što je napomenuto u uvodu, obnovljivi izvori energije imaju mnoge pozitivne strane, ali i neke negativne. Energija obnovljivih izvora, kao što je energija sunca ili vjetra, nije konstantno dostupna. Energija je dostupna samo u određeno doba dana što može varirati u ovisnosti o vremenskim uvjetima. S druge strane, potrošnja električne energije u nekom naselju je kontinuirana i, uz određenu dnevnu i sezonsku varijabilnost, gotovo konstantna. Korištenjem postrojenja za proizvodnju energije iz izvora kao što su sunčevo zračenje i strujanje zraka za snabdijevanje energijom promatranog naselja bez dodatnih tradicionalnih izvora energije, naišlo bi se na određene probleme. Najbolji primjer ove teze je iskorištena energija sunca.

Sunčeva energija može se iskoristiti fotonaponskim elektranama ili solarnim toplinskim elektranama u svrhu generiranja električne energije. Sunčeva energija može se koristiti i za generiranje toplinske energije pomoću solarnih kolektora. Ova podjela je vrlo gruba i ovdje se koristi samo za objašnjenje problematike primjene nekih obnovljivih izvora energije. U idealnom sustavu, energija bi bila dostupna u određenoj mjeri od trenutka izlaska do trenutka zalaska Sunca. Problem nastaje kada je sunčevo zračenje drastično smanjeno zbog naoblake ili kada ga uopće nema (noć). Zbog opisanih problema, uvodi se akumuliranje energije kako bi sustav bio potpun. Primjer jednog fotonaponskog sustava na krovu kuće prikazan je slikom 2.3.



Slika 2.3 Fotonaponski sustav na krovu kuće [15]

2.3.Pohrana energije

Zbog promjenjive dostupnosti energije iz nekih obnovljivih izvora, potrebno je uključiti pohranu energije, kako bi se njome mogla prevladati razdoblja nedovoljnoga trenutnoga generiranja energije. Postoji više metoda kako se u jednom pametnom energetsom sustavu može akumulirati energija. Svaka metoda je kratko opisana u nastavku rada.

2.3.1. Pohrana električne energije

Električna energija se može pohraniti na više načina.

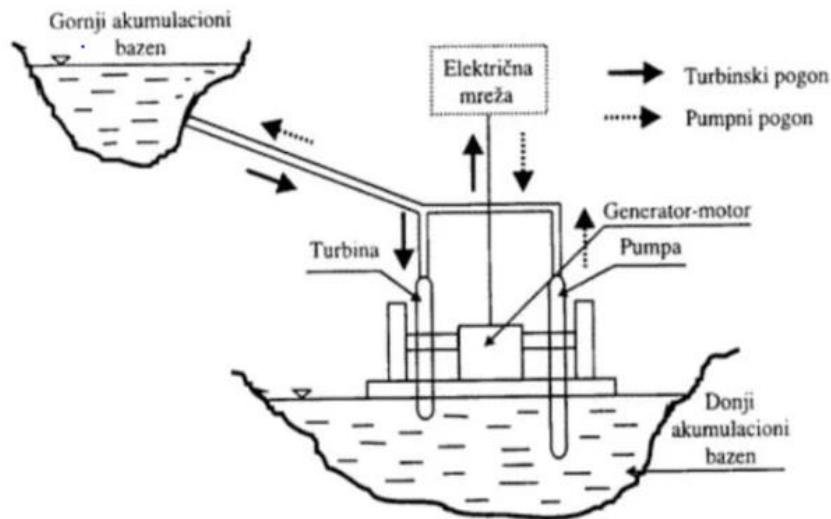
Pohrana električne energije jedna je od metoda pohrane energije koja se može definirati u više varijanti.

Električna energija može se pohraniti u akumulatorima (baterijama). Ovo rješenje uglavnom se izbjegava u pametnim energetsom sustavima zbog problema vezanih uz cijenu i starenje baterija, što uvjetuje zamjenu baterija nakon nekog vremena kao i dodatni trošak.

Električna energija može se pohraniti i primjenom reverzibilnih hidroelektrana. Ukratko, reverzibilne hidroelektrane su postrojenja koja funkcioniraju tako da se voda pomoću pumpi podiže s niže razine na višu razinu gdje se akumulira. Za vrijeme vršnog opterećenja, akumulirana voda se koristi kako bi se generirala električna energija. Reverzibilne elektrane čest su oblik akumulacije električne energije u energetsom sustavima u kojima se koriste obnovljivi izvori energije. Koriste se i u klasičnim energetsom sustavima kao vršne hidroelektrane.

Primjer primjene reverzibilne hidroelektrane u svrhu pohrane energije je elektrana na otoku Corvo, gdje bi se udio energije generirane vjetroturbinama povećao s 25% bez pohrane energije na 70% ako bi se primijenila pohrana energije u obliku reverzibilne elektrane [16].

Slika 2.4 prikazuje shematski prikaz rada reverzibilne elektrane u kojoj se energija generira turbinom, a koristi prema potrebi za pogon pumpe. Pune linije na shemi prikazuju rad elektrane u režimu generiranja električne energije, a isprekidane linije odnose se na podizanje vode pumpama s niže na višu razinu u vrijeme kada se u energetsom sustavu generira više energije nego što je potrebno. [17]



Slika 2.4 Shematski prikaz reverzibilne hidroelektrane [17]

Pohranu električne energije i uravnoteženje u pametnim mrežama budućnosti bit će moguće izvesti i korištenjem električnih automobila. Tzv. „Vehicle to Grid“ (V2G) je tehnologija kojom se omogućuje pohrana viška energije u baterije električnih automobila te povrat te energije u elektrodistribucijsku mrežu u periodima kada je to potrebno i moguće. Baterija automobila može se puniti i prazniti sukladno potrebama mreže i dostupnosti energije u bateriji. Također, pametnim punjenjem baterije električnog automobila može se postići regulacija punjenja. Snaga punjenja može se povećavati ili smanjivati prema potrebi. [18]

Potrošači električne energije mogu regulirati svoju potrošnju i tako utjecati na stanje električne mreže. Ova metoda naziva se „Upravljanje potrošnjom“ (engl. *Demand response*) i zahtjeva od potrošača da povećaju potrošnju tijekom vršnih razdoblja generiranja električne energije. Također se zahtjeva da potrošači tijekom razdoblja kada je generiranje električne energije slabije, reguliraju potrošnju tako da ju smanje. [19]

2.3.2 Pohrana toplinske energije za grijanje i hlađenje

Pohrana toplinske energije za grijanje može se izvršiti na nekoliko različitih načina. Osnovna ideja je korištenje dizalica topline u vrijeme vršnog generiranja električne energije. Generirana električna energija se pretvara u toplinsku energiju pomoću dizalica topline i sprema u toplinskim spremnicima. Pohrana toplinske energije isplativije je rješenje od klasične pohrane električne energije u baterijama.

Pohrana toplinske energije za hlađenje (engl. *cooling thermal energy storage*) se također može koristiti u svrhu pohrane energije sustava koji koristi obnovljive izvore energije. Ovakvi sustavi mogu se podijeliti na one koji koriste osjetnu toplinu (voda) i na ostale koji koriste latentnu toplinu (voda/led i eutektičke hidratne soli). [20]

2.3.3 Pohrana vodika

Vodik se prema mnogim autorima navodi kao gorivo budućnosti. Vodik se može iskoristiti za pohranu energije. U trenutcima kada postoji višak električne energije ona se može koristiti za elektrolizu vode, što je način dobivanja elementarnog vodika. Također, jedna od metoda trenutno u fazi razvoja je fotoelektroliza vode koja koristi sunčevu energiju i smatra se obnovljivim načinom proizvodnje vodika.

Proizvedeni vodik se može skladištiti i koristiti u svrhu generiranja električne energije gorivnim člancima kada je to potrebno. Također, vodik se može koristiti i kao gorivo u transportu, no trenutno takva vozila nisu mnogo zastupljena. Najveći problem vodika je upravo njegovo skladištenje što iziskuje velika potrebna ulaganja.

Zbog svoje male volumetrijske gustoće energije vodika, vodik je prije skladištenja potrebno stlačiti ukoliko se skladišti u plinovitom stanju, ohladiti na vrlo niske temperature ako se skladišti u kapljevitom stanju ili vezati u kemijske spojeve.

U plinovitom stanju, vodik se skladišti u spremnicima pod visokim tlakom (do 700 bar). Za potrebe pohrane vodika u kapljevitom stanju, potrebno ga je ohladiti na temperaturu od -253 °C. Za oba načina skladištenja potrebno je utrošiti velike količine energije. [21]

Vodik je element najmanje i najlakše molekule i velik problem predstavlja brtvljenje spremnika u kojem se nalazi vodik. Za pohranu vodika koriste se posebne čelične legure ili kompozitni materijali zbog toga što metali u dodiru s vodikom postaju krti. [22]

2.3.4 Pehrana biomase

Biomasa je biorazgradiv dio proizvoda, otpada i raznih ostataka biološkog podrijetla iz poljoprivrede, što uključuje tvari biljnog i životinjskog podrijetla, tvari iz sektora šumarstva i povezanih proizvodnih djelatnosti. Također, uključene su tvari iz ribarstva i agrikulture, biorazgradiv udio otpada uključujući industrijski i komunalni otpad biološkog podrijetla. [23]

Biomasa općenito ima manju ogrjevnu vrijednost od fosilnih goriva, no smatra se obnovljivim izvorom energije. U teoriji pametnih energetske sustava često se pojavljuje ideja o korištenju postrojenja za generiranje električne i toplinske energije pomoću biomase (kogeneracijsko postrojenje). Biomasi je potrebno uskladištiti na mjestu proizvodnje u velikim količinama kako bi se osigurao nesmetan rad elektrane. Također, za svako pojedinačno grijanje kućanstva, potrebno je planirati prostor za pohranu potrebne biomase.

2.3.5 Pehrana plinovitih goriva

Pehrana plinovitih goriva koristi se već dugi niz godina u plinskim mrežama diljem Europe a služi za balansiranje plinskog sustava i osiguranje sigurnosti opskrbe. Koriste se pogodne podzemne geološke formacije ili podzemna iscrpljena plinska ili naftna polja. Postojeća plinska skladišta mogla bi se iskoristiti u 100% obnovljivom sustavu za pohranu proizvedenog bioplina, sintetičkog plina ili u nekim slučajevima i vodika.

2.3.6 Pehrana tekućih goriva

Pehrana tekućih goriva također je poznat oblik pohrane energije. Fosilna goriva skladište se već dugi niz godina i ovaj sustav pohrane je moguće iskoristiti u 100% obnovljivom sustavu. Slično kao i kod pohrane plinovitih goriva, sustav pohrane tekućih goriva mogao bi se koristiti za skladištenje tekućih biogoriva ili sintetičkih goriva koja bi se mogla iskoristiti u transportnom sektoru.

2.4. Pametni otoci

Pametni energetske sustavi najbolju primjenu su pronašli na otočnim teritorijima, u obliku pametnih otoka. Potrebno je naglasiti da se pod pojmom „energetski otok“ ne smatraju samo otočna područja, nego sva izolirana područja – ruralna ili urbana naselja sa slabom ili nepostojećom povezanošću na elektrodistribucijsku i ostale javne mreže.

U ožujku 2017. godine u Bruxellesu je predstavljena inicijativa „Pametni otoci“ od strane više od 100 predstavnika europskih otoka. Inicijativom „Pametni otoci“ potiče se nedovoljno iskorišteni potencijal otočnih područja za iskorištavanje obnovljivih izvora energije i provođenje energetske tranzicije. Ukupno 36 predstavnika je potpisalo deklaraciju „Pametni otoci“ kao temeljni dokument spomenute inicijative, među kojima postoje i hrvatski predstavnici. [24]

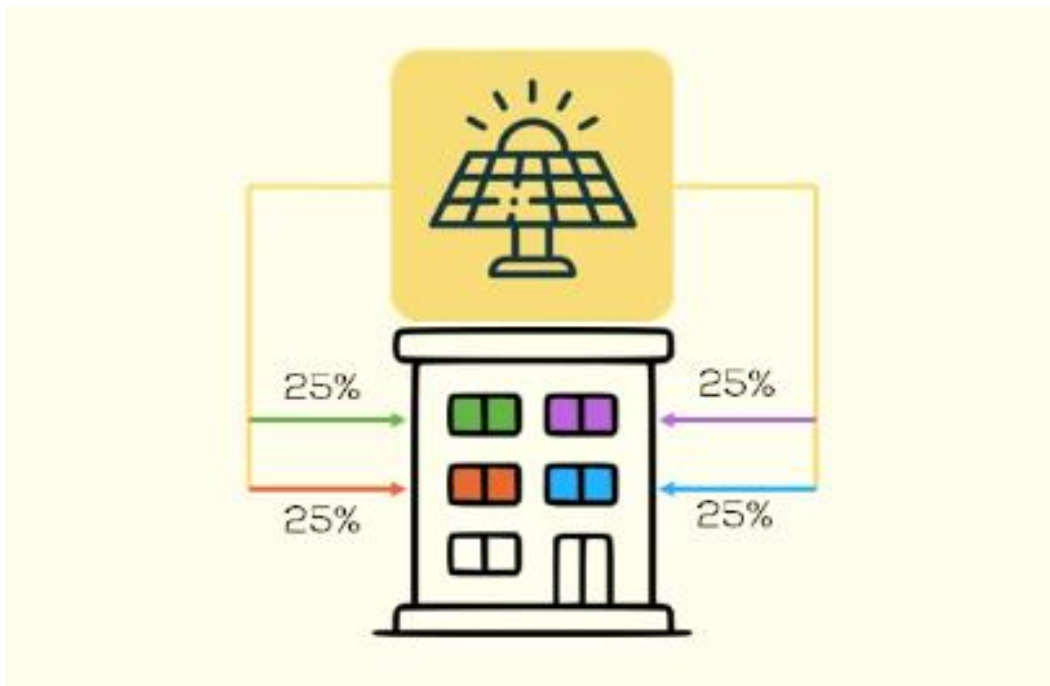
Otočna područja su izolirana od kopna i ovise o uvozu energije i goriva s kopna. U bližoj budućnosti, primjena pametnih energetske sustava na području jednog otoka mogla bi učiniti taj otok energetski neovisnim od kopna. Pametni energetske sustavi mogli bi se primijeniti na hrvatske otoke zbog velikog broja sunčanih dana u godini, što može poslužiti kao osnova za korištenje energije Sunca. Uz energiju obnovljivih izvora i pohranu energije, moguće je iz viška energije proizvoditi određena goriva kao što su vodik ili biogoriva koji bi se uz prenamjenu vozila mogli koristiti kao gorivo u transportu. Ovakvim pristupom otok bi postao neovisan o gorivu s kopna. Višak energije mogao bi se koristiti i za desalinizaciju morske vode, što bi na nekim otocima riješilo problem manjka pitke vode. Također, jedan od glavnih ciljeva primjene ovih sustava je smanjenje emisija ugljikova dioksida.

Sličan pristup proizvodnje goriva i prenamjene vozila u transportu mogao bi se razmatrati i za udaljena manja ruralna naselja koja nemaju pristup benzinskim postajama. Ovakvih naselja ima mnogo u Republici Hrvatskoj i energetska rješenja određenih problema mogla bi spriječiti iseljavanje iz ruralnih područja.

2.5. Energetske zajednice građana i zajednice obnovljivih izvora energije

Odredbama Europske Unije o uređenju energetske tržišta uvedeni su pojmovi „energetske zajednice građana“ i „zajednice obnovljivih izvora energije“. Ti pojmovi odnose se na inicijative poticanja građana na međusobnu suradnju i aktivno sudjelovanje u radu energetske sustava. Neki od ciljeva inicijativa su decentralizacija generiranja energije iz obnovljivih izvora i potrošnja te energije na samom mjestu proizvodnje. [25]

Ukoliko najmanje dva potrošača električne energije surađuju i dijele generiranu energiju, koristi se termin „skupina aktivnih kupaca“. Postoji mogućnost korištenja jednog ili više zajedničkih sustava ili korištenje odvojenih sustava za generiranje električne energije. Proizvodno postrojenje može biti priključeno preko obračunskog mjernog mjesta pojedinog krajnjeg kupca, obračunskog mjernog mjesta zajedničke potrošnje ili posebnog mjernog mjesta za proizvodno postrojenje ili postrojenje pohrane energije [25]. Slika 2.5 prikazuje primjer skupine aktivnih kupaca u jednoj stambenoj zgradi. Proizvodno postrojenje u obliku fotonaponske elektrane na krovu zgrade dijeli se na četiri različita potrošača električne energije u jednakom omjeru.



Slika 2.5 Skupina aktivnih kupaca stambene zgrade [25]

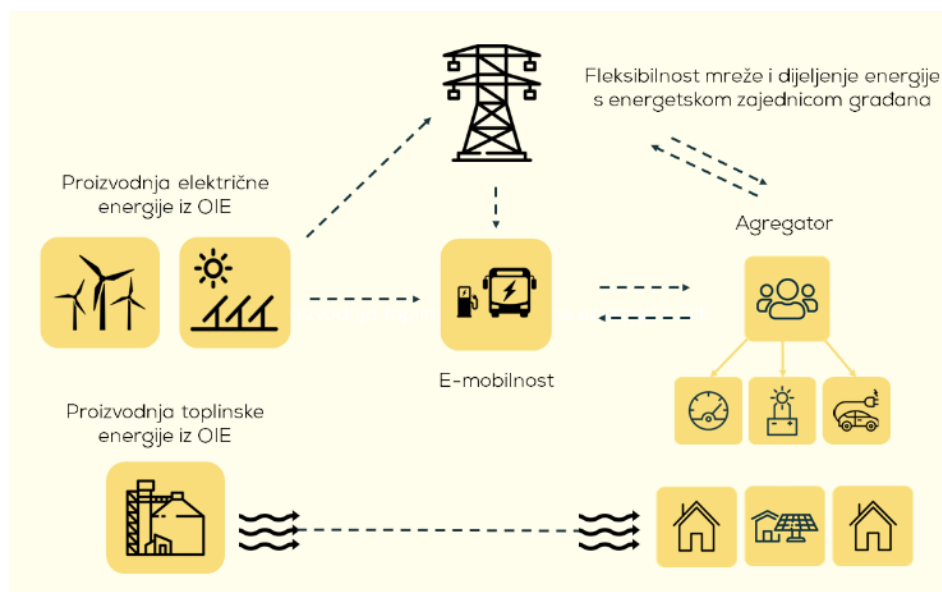
Energetska zajednica je pravna osoba dobrovoljne i otvorene suradnje fizičkih osoba, lokalnih tijela ili malih pouzeća koja je pod kontrolom istih. Primarna svrha energetske zajednice nije stvaranje financijske dobiti nego pružanje gospodarske, okolišne ili socijalne koristi članovima ili vlasnicima udjela. Energetske zajednice su nekomercijalni sudionici energetske tržišta. Energetske zajednice mogu ulagati i razvijati projekte na površinama i objektima članova kao i na objektima i površinama javnih i privatnih tijela. Energetske djelatnosti koje može provoditi energetska zajednica su generiranje, opskrba, distribucija, potrošnja, dijeljenje i pohrana energije kao i pružanje raznih energetske usluga. [25]

Slika 2.6 prikazuje primjer energetske zajednice građana. Agregatori su institucije koje se udružuju i kupuju električnu energiju od proizvođača zadržavajući ekonomske prednosti kupovine veće količine energije. Električna energija može se preuzimati od agregatora ili oni mogu poslužiti u svrhu fleksibilnosti sustava. Kućanstva i zgrade javne namjene mogu dijeliti viškove generirane električne energije, a u slučaju većih viškova energiju je moguće pohraniti. Također, prethodno definirane skupine aktivnih kupaca mogu se povezati u energetske zajednice. [25]



Slika 2.6 Primjer energetske zajednice građana [25]

Zajednicom obnovljivih izvora energije obuhvaća se korištenje svih lokalno dostupnih obnovljivih izvora energije kao i širenje postojećeg generiranja energije. Zajednice obnovljivih izvora energije obuhvaćaju i generiranje toplinske energije. Slika 2.7 prikazuje zajednicu obnovljivih izvora energije s postrojenjima za generiranje toplinske i električne energije. Ukoliko se na sustav prikazan slikom nadoda jedna ili više vrsta pohrane energije opisanih u potpoglavlju 2.3. uz postojeće fleksibilne mreže i obnovljive izvore energije, zajednica obnovljivih izvora energije mogla bi se nazivati lokalnim pametnim energetske sustavom.



Slika 2.7 Zajednica obnovljivih izvora energije [25]

Energetske zajednice građana zanimljiv su i trenutno nedovoljno korišten koncept, posebno s gledišta primjene pametnog energetske sustava. Povezivanjem više kućanstava koja imaju postrojenje za iskorištavanje obnovljivih izvora energije, moguće je poboljšati određene uvjete korištenja istih. Balansiranje generiranja električne energije između kućanstava poboljšava mogućnost svakog od njih da postrojenje postane samoopkrbno, tj. da kupljena i prodana električna energija budu jednakih vrijednosti. Razlika između samoopkrbnog i proizvodnog postrojenja je u povoljnijim prodajnim cijenama energije samoopkrbnog postrojenja [26]. Proizvodna postrojenja specifična su zbog povećanog generiranja električne energije u odnosu na potrošnju što rezultira manjom isplativosti sustava zbog niže otkupne cijene viškova. Povezivanjem kućanstava u jednu ili više energetske zajednice u pametnom energetske sustavu građani bi postali investitori i aktivni sudionici energetske sustava. Državnim i potencijalno općinskim subvencijama, isplativost sustava dodatno bi porasla.

2.6. Primjer pametnog energetskeg sustava

Nakon što su teoretski definirani svi potrebni dijelovi jednog pametnog energetskeg sustava, potrebno je na primjeru objasniti ideju kako bi jedan takav sustav funkcionirao.

Na slici 2.8. dan je shematski prikaz jednoga pametnoga energetskeg sustava [11].

Shematski prikaz podijeljen je u četiri stupca, koji su redom s lijeva na desno: postojeći resursi, pretvorba energije, razmjena i pohrana energije te potražnja za energijom.

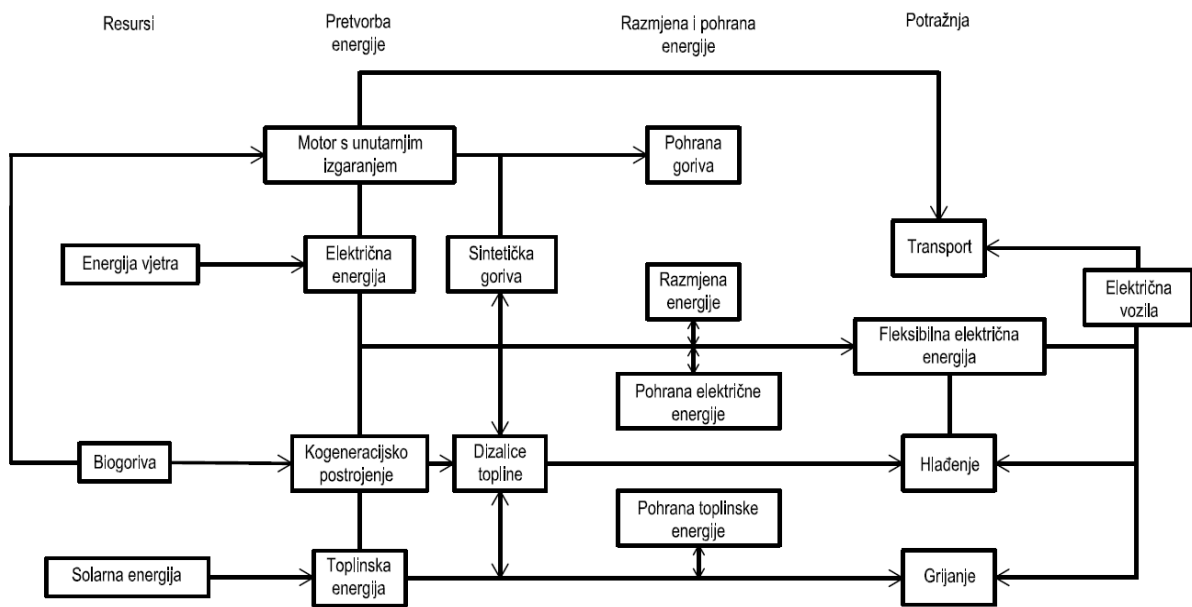
Resursi kojima ovaj sustav raspolaže su energija vjetra i sunca te biogoriva. Ti postojeći energetske resursi mogu se pretvoriti u druge korisne oblike energije. U ovom slučaju, energija sunca pretvara se samo u toplinsku energiju (npr. solarnim kolektorima).

Energija vjetra iskorištava se za generiranje električne energije, dok se prirodna goriva (npr. drvo, drvna sječka) koriste u jedinicama za kombiniranu proizvodnju toplinske i električne energije, tzv. kogeneracijskim postrojenjima. Kogeneracijska postrojenja u pametnim energetske sustavima imaju prednost ispred lokalnog grijanja (grijanje svakog kućanstva posebno) zbog visoke energetske učinkovitosti.

Električna energija generirana u kogeneracijskom postrojenju i vjetroelektrani može se prema potrebi primjenom dizalica topline pretvoriti u toplinsku energiju za grijanje, ili za hlađenje.

Biogoriva, kao što su biodizel ili metanol, generirani pomoću obnovljivih izvora energije, mogu se koristiti kao gorivo za prijevozna sredstva, kao i sintetička goriva. Sintetička goriva nastaju spajanjem molekula vodika i ugljika u lance ugljikovodika, uz ulaganje energije dobivene iz obnovljivih izvora energije. Vodik se može dobiti elektrolizom vode, a ugljik se može prikupiti procesom hvatanja i skladištenja ugljika (engl. *carbon capture and storage*).

Generirana energija koristi se prema potrebi ili se skladišti prema prethodno opisanim načinima pohrane energije. Ovaj sustav koristi pohranu toplinske i električne energije, pohranu biomase, biogoriva i sintetičkih goriva i pohranu u nekim drugim oblicima energije kao što je npr. pohrana vodika. Također, u svrhu transporta koriste se i električna vozila koja troše generiranu električnu energiju sustava.



Slika 2.8 Primjer pametnog energetskog sustava

2.7. Primjeri planiranja pametnih energetskih sustava

Grad Aalborg

U radu [27] prikazana je studija razvoja pametnog energetskog sustava do 2050. godine za danski grad Aalborg. Ta studija se temelji na danskoj dugoročnoj energetskej viziji iskorištavanja isključivo obnovljivih izvora energije. Grad Aalborg je četvrti najveći danski grad koji broji ukupno 123.432 stanovnika prema popisu iz 2010. godine [28].

Potrošnja električne energije na području Grada 2018. godine bila je jednaka 1.150 GWh a očekuje se porast potrošnje do 2050. godine na ukupno 1.450 GWh. Potrošnja toplinske energije 2050. godine procjenjuje se na 2.280 GWh, a potrošnja energije u transportu na 2.440 GWh.

Na području Grada već je instaliran određen broj vjetroturbinu ukupne snage 158 MW. Međutim, istraživanje je pokazalo da budući pametni, 100 % obnovljivi energetski sustav zahtijeva ukupnu instaliranu snagu vjetroelektrana od oko 600 MW.

Udio električne energije iz fotonaponskih elektrana iznosio je 2017. godine 2,4% ukupne generirane električne energije. Ukupni godišnji potencijal generiranja električne energije pomoću fotonaponskih elektrana postavljenih na krovove kuća procjenjuje se na 1 TWh.

Velik broj kućanstava u Aalborgu priključen je na centralno daljinsko grijanje, dok određen broj kućanstava koristi lokalno pojedinačno grijanje. Solarno grijanje koristi se u skromnoj mjeri, a cjelokupna potreba za daljinskim grijanjem može se zadovoljiti geotermalnim izvorima vode temperature 58 °C uz dodatnu primjenu dizalica topline. Dodatni izvor topline predstavlja otpadna toplina iz industrije, koja se trenutno iskorištava na razini 20% ukupne energije iz daljinskog grijanja, što iznosi oko 330 GWh godišnje. Provedena studija predviđa u budućnosti veće iskorištavanje otpadne industrijske topline, kao i izgradnju kogeneracijskog postrojenja snage oko 100 MW.

Kotlovi na biomasu trebali bi biti zamijenjeni, kako bi se sva raspoloživa biomasa prepustila potrebama transportnog i industrijskog sektora te rada navedenoga kogeneracijskog postrojenja. Glavne energetske uštede u potrošnji toplinske energije ostvarile bi se toplinskom izolacijom zgrada i postavljanjem kvalitetnijih prozora, što bi rezultiralo smanjenjem potrošnje toplinske energije u sustavu daljinskog grijanja za 30%. Studija predviđa priključivanje preostalih obližnjih zgrada na toplinsku mrežu. Udaljenije zgrade, kao i kućanstva s pojedinačnim grijanjem, trebale bi za grijanje koristiti dizalice topline.

Do sada korišteni energenti u industriji trebali bi se zamijeniti biomasom i bioplinom ili plinovima nastalim rasplinjavanjem biomase.

Kad je riječ o sektoru transporta, sadašnja ukupna godišnja potrošnja goriva iznosi 935 GWh. U budućnosti se previđa veća uporaba električnih vozila i biogoriva, sintetičkih goriva i vodika. Očekuje se proizvodnja vodika u elektrolizatorima, a potreban ugljikov dioksid za proizvodnju biogoriva osigurao bi se procesima prikupljanja i spremanja (engl. *carbon capture and storage*) iz lokalnih industrijskih postrojenja. Predviđena godišnja potrošnja biomase za potrebe proizvodnje goriva u transportu iznosi 1 060 GWh. Negativna strana elektrifikacije transportnog sektora je značajan porast potrošnje električne energije. Predlaže se povećana upotreba javnog prijevoza.

U studiji je razmotreno više različitih opcija pohrane električne energije. Fleksibilan rad dizalica topline i pametno punjenje električnih automobila ne zahtijevaju velika ulaganja i smanjuju izvoz električne energije. Korištenje baterija velikih kapaciteta je vrlo skupo rješenje, a razmotreno je i kameno skladište energije koje zahtjeva da se rad postrojenja za generiranje električne energije temelji na primjeni parne turbine. Konačno i odabrano rješenje je pohrana energije u obliku vodika koji se proizvodi elektrolizom vode u trenucima kada postoje viškovi električne energije.

Troškovi tranzicije s postojećeg energetskog sustava na 100% obnovljivi sustav procijenjeni su na 2689,46 € po stanovniku.

Opisani energetski smatra se pametnim. Grad Aalborg nije izoliran od danske elektroenergetske mreže, višak električne energije isporučuje se u mrežu a ukoliko u određenom trenutku postoji manjak, električna energija se uvozi.

Studija predlaže da Grad financira gradnju vjetroelektrana a da se ostali energetski projekti ponude građanima i tvrtkama. Poticajima i potporama trebalo bi utjecati na smanjenje potrošnje energije u privatnim kućanstvima. Javne zgrade moraju biti energetski obnovljene. Potrebno je poticati uporabu javnog prijevoza te putovanje više osoba jednim automobilom, po mogućnosti električnim.

Otok Cres

Prethodno opisani rad daje zanimljive ideje o planiranju pametnog energetskog sustava, dok se ovim primjerom prikazuje tijek rada i rezultati planiranja pametnog energetskog sustava prema podacima postojećeg energetskog sustava.

U radu [29], opisano je trenutno stanje energetskog sustava otoka Cresa koje je podloga za razmatranje promjena povećanjem energetske učinkovitosti i uvođenjem obnovljivih izvora energije uz pohranu viškova te energije. Ukupna referentna potrošnja električne energije otoka Cresa iznosi 16,84 GWh. Pretpostavljeno je da se 50% električne energije korištene u sektoru zgradarstva koristi za grijanje, hlađenje i pripremu potrošne tople vode. Ukupna potrošnja energije loživog ulja za grijanje prostora iznosi 5,34 GWh a ogrjevnog drva 2,95 GWh. Definirane su satne distribucije potražnje električne i toplinske energije koje se unose u program EnergyPLAN uz podatke o ukupnoj potražnji pojedinog energenta. Izračunati su ukupni godišnji troškovi prema energentu za postojeće stanje energetskog sustava koji iznose 2.172.000,00 €.

U prvom koraku razvoja pametnoga energetskog sustava za budućnost, predviđeno je unaprjeđenje postojećeg energetskog sustava izgradnjom fotonaponske elektrane nazivne snage 6,5 MW. Tim rješenjem ukupni godišnji uvoz električne energije smanjio bi se na 10,43 GWh, a ukupni godišnji izvoz električne energije iznosio bi 3,08 GWh. Ako se u takav sustav integrira pohrana električne energije u baterijama, izvoz energije smanjuje se na 1 GWh godišnje, tj. lokalno se iskoristi dodatnih 2,08 GWh generirane električne energije. Ukupni troškovi energetskog sustava bez baterija procijenjeni su na 4.146.000,00 €, dok troškovi sustava s pohranom energije iznose 4.672.000,00 €. Ukupni troškovi uključuju troškove energenata, investicijske troškove, troškove održavanja i zaradu ostvarenu prodajom električne energije.

U drugom koraku razvoja sustava, nastavljajući se na prethodno definiran energetska sustav s fotonaponskom elektranom i pohranom energije, uvode se mjere energetske obnove zgrada i modernizacije sustava grijanja (zamjena kotlova na loživo ulje dizalicama topline i solarnim kolektorima). Tim mjerama moguće je smanjiti godišnju potrošnju toplinske energije s 10,42 GWh na 6,25 GWh i emisije ugljikovog dioksida s 10.539 t na 9.319 t. Izgradnjom i vjetroelektrane snage 5 MW generiralo bi se dodatnih 7,99 GWh električne energije godišnje, ukupno s prethodnim mjerama 17,48 GWh. Godišnji izvoz električne energije za ovu verziju energetska sustava iznosio bi 4,21 GWh, a uvoz 4,01 GWh. Ukupni godišnji troškovi takvog energetska sustava iznose 3.905.000,00 €.

U trećem i finalnom koraku razvoja energetska sustava predviđena je izgradnja reverzibilne hidroelektrane ukupnog kapaciteta pohrane energije od 629 MWh. Instalirana snaga pumpe iznosi 5 MW dok snaga turbine iznosi 7,5 MW. Nadalje, ukupna snaga fotonaponskih elektrana povećava se za 4 MW, a postavile bi se na krovove zgrada. Planirana je izgradnja centralnog toplinskog sustava koji koristi solarne kolektore i kotao na drvenu biomasu. Pritom bi se zamijenili kotlovi na loživo ulje, koji godišnje daju 1,435 GWh topline. Ukupno 2,295 GWh energije godišnje generiralo bi se dizalicama topline dok bi se ostatak energije potrebne za grijanje generirao uporabom električne energije i kotlovima na drvenu biomasu. Transportni sektor planirano je dijelom modernizirati električnim vozilima i vozilima koja kao gorivo koriste vodik. Vodik bi se proizvodio elektrolizatorima i pohranjivao u spremnicima kapaciteta 0,5 GWh.

Godišnja proizvedena električna energija obnovljivim izvorima energije iznosi 23,33 GWh, dok je ukupna potražnja električne energije 18,47 GWh godišnje. Izvozi se 2,59 GWh a uvozi 0,78 GWh godišnje. Emisije ugljikova dioksida smanjile bi se za 25% u odnosu na početni energetska sustav. Godišnji troškovi ovog scenarija iznose ukupno 4.611.000,00 €. [29]

Opisani rad razmatra više različitih razina razvoja energetska sustava. Zadnja promatrana izvedba sustava najbliža je pametnom energetska sustavu. Moguće je daljnje optimizirati sustav dodatnim smanjenjem uvezene energije i dodatnom elektrifikacijom transportnog sektora. Transportni sektor predstavlja jedino odstupanje od pametnog energetska sustava jer nije u potpunosti obnovljiv. Primjer ovog rada može poslužiti kao ideja kako definirati energetska sustav za Općinu Mrkopalj.

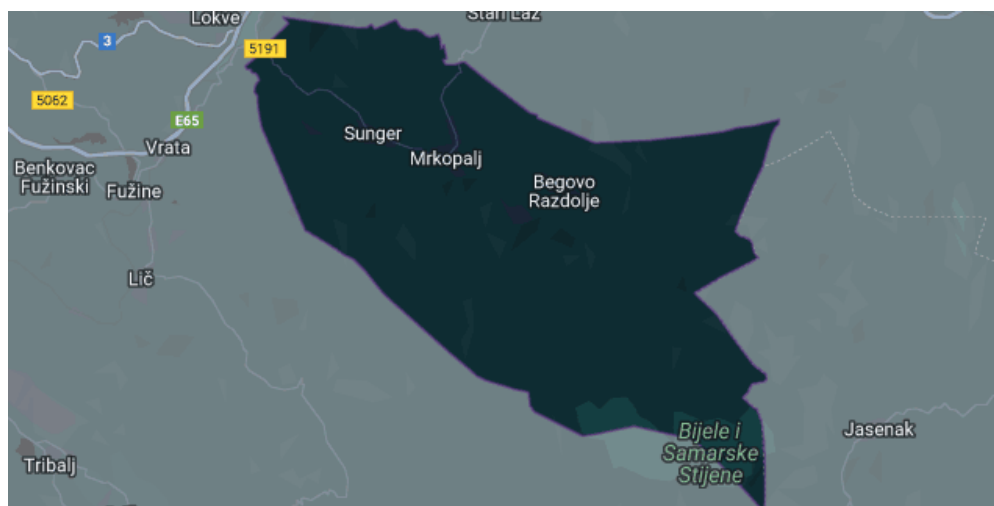
3. RAZVOJ PAMETNOG ENERGETSKOG SUSTAVA ZA OPĆINU MRKOPALJ

U ovom poglavlju ukratko je opisana ruralna Općina Mrkopalj. Predstavljen je „Akcijski plan energetske održivosti i prilagodbe klimatskim promjenama“ za promatranu ruralnu Općinu prema kojem se usvajaju podaci trenutnog energetske sustava. Opisan je programski alat „EnergyPLAN“ i definirani su podaci potrebni za provedbu simulacija.

3.1. Općenito o Općini Mrkopalj

Općina Mrkopalj smještena je u Gorskom kotaru. Ukupna površina općine jednaka je 157 m² i sastoji se od sedam naselja koja su redom: Mrkopalj, Sunger, Brestova Draga, Begovo Razdolje, Tuk Mrkopaljski, Tuk Vojni i Bukovac Sungerski. Općina je smještena na zapadnom dijelu Mrkopaljskog polja okružena planinama. Prema popisu stanovništva iz 2021. godine, općina bilježi 924 stanovnika. Teritorij Općine prikazan je slikom 3.2.

Pošto je Općina smještena u Gorskom kotaru, očekivano je da će prevladavati ogrjevno drvo kao energent koji se koristi za grijanje prostora i pripremu PTV-a. U novije vrijeme počinju se koristiti i drveni peleti u manjem broju. Većina kuća je starije gradnje, izgrađena poslije Drugog svjetskog rata i nije energetske obnovljena. U Općini ne postoji energetske postrojenje za daljinske grijanje, tako da se kućanstva griju samostalno i to centralnim grijanjem ili pojedinačnim pećima. Obnovljivi izvori energije implementirani su samo na malom broju pojedinačnih kućanstava. Zbog navedenih činjenica potrebna je energetske tranzicija Općine. U ovom radu prikazano je nekoliko varijanti implementiranja obnovljivih izvora energije i energetske rješenja kojima se postiže potrebna energetske tranzicija Općine.



Slika 3.1 Smještaj i teritorij općine Mrkopalj

3.2. Akcijski plan energetske održivosti i prilagodbe klimatskim promjenama (SECAP) i podaci o potrebnoj energiji

Europska komisija je 2008. godine pokrenula inicijativu „Sporazum gradonačelnika europskih gradova“ (engl. *Covenant of mayors*) s ciljem povezivanja energetski osviještenih europskih gradova. Prihvatanjem inicijative, europski gradovi su se obvezali na izradu akcijskih planova energetske održivosti (engl. *Sustainable energy action plan*, SEAP). Od 2020. godine planovi moraju sadržavati i komponentu prilagodbe klimatskim promjenama te naziv plana konačno postaje „Akcijski plan energetske održivosti i prilagodbe klimatskim promjenama“ (engl. *Sustainable energy and climate action plan*, SECAP) [30].

SECAP predstavlja ključni dokument za planiranje razvoja na lokalnoj razini – jednog naselja, skupine naselja ili cijele županije. Plan određuje bazni inventar emisija stakleničkih plinova te zadaje mjere kojima će se emisije smanjiti za barem 55% do 2030. godine na promatranom području u usporedbi s baznom godinom [30].

Baza za odabir pametnog energetskeg sustava i izradu simulacija u ovom diplomskom radu su podaci prikupljeni SECAP-om za Općinu Mrkopalj za 2021. godinu. Akcijski plan energetske održivosti i prilagodbe klimatskim promjenama za Općinu Mrkopalj izradila je Regionalna energetska agencija Kvarner, koja je dopustila korištenje podataka za potrebe izrade ovog rada.

Podaci potrebni za osmišljavanje pametnog energetskog sustava, a koji su prikupljeni tijekom izrade Akcijskog plana, uključuju potrošnju električne energije u zgradarstvu (zgrade u vlasništvu Općine i Županije, zgrade komercijalnog i uslužnog sektora) te javne rasvjete. Nadalje, tu su i podaci o potrošnji različitih goriva u svrhu grijanja prostora i pripreme potrošne tople vode (PTV) izraženi potrošnjom energenata, te potrošnji goriva u transportu. Podaci o ukupno potrošenoj električnoj energiji obuhvaćaju i električnu energiju koja se koristi za grijanje i hlađenje prostora kao i za pripremu potrošne tople vode. Svi ti podaci potrebni su za izradu simulacija u programu EnergyPLAN. Detaljnije informacije o procesu prikupljanja i obrade tih podataka dane su u nastavku.

Podatke o potrošnji električne energije u zgradama u vlasništvu Općine ili Primorsko-goranske županije, kao i podatke o potrošnji električne energije za potrebu javne rasvjete, dostavila je Općina Mrkopalj. Što se tiče potrošnje energije za grijanje i pripremu potrošne tople vode, podaci su dostavljeni u obliku energije sadržane u korištenom gorivu. Također, Općina Mrkopalj je dostavila i podatke o potrošenom gorivu za sva vozila koja ima u svom vlasništvu. Podaci o potrošenom gorivu preračunati su u sadržanu energiju za svaki korišteni energent posebno.

Nešto veći problem vezan za prikupljanje potrebnih podataka predstavljao je sektor kućanstva, u kojem se pristupilo anketiranju stanovništva. Ankete za prikupljanje podataka kućanstava sastojale su se od sljedećih upita: izvedba, starost i površina građevine kao i površina grijanog dijela građevine, način grijanja prostora i PTV-a, godišnji trošak energenta za grijanje, godišnja potrošnja i trošak električne energije. Također, anketiranjem je utvrđeno i je li u objekt ugrađen sustav za grijanje prostora ili vode pomoću obnovljivih izvora energije.

Što se tiče potrošnje goriva u transportu, podatke o svim registriranim vozilima na području Općine Mrkopalj i vrsti korištenog goriva dostavila je Policijska uprava Delnice. Na temelju tih podataka izračunata je ekvivalentna godišnja potrošnja energije ovisno o vrsti pogona, za prosječnu specifičnu potrošnju goriva i prosječan godišnji prijeđeni put [31].

Nakon što su ukratko objašnjeni svi prikupljeni podaci, tablicom 3.1. prikazani su rezultati proračuna ukupne godišnje potrošnje električne energije u sektorima zgradarstva i javne rasvjete, ukupne godišnje potrošnje energije za grijanje prostora i pripremu PTV-a ovisno o vrsti energenta (ogrjevno drvo, loživo ulje, drvni peleti) te ukupne godišnje potrošnje energije u transportu prema vrsti energenta (benzin, dizel i ukapljeni naftni plin). Svi su ti podaci kasnije uneseni u program EnergyPLAN, kao baza za razvoj energetskog sustava temeljenog na iskorištavanju obnovljivih izvora energije.

Tablica 3.1 Potražnja energije u Općini Mrkopalj prema sektorima [31]

| | | Potražnja [GWh/god] |
|---------------------|-----------------------|---------------------|
| Električna energija | Zgradarstvo | 2,15 |
| | Javna rasvjeta | 0,15 |
| | Ukupno | 2,30 |
| Toplinska energija | Loživo ulje | 0,39 |
| | Ogrjevno drvo | 13,36 |
| | Peleti | 0,68 |
| | Ukupno | 14,44 |
| | | |
| Transport | Benzin | 1,60 |
| | Dizel | 1,92 |
| | Ukapljeni naftni plin | 0,17 |
| | Ukupno | 3,69 |
| | | |

Prikazani podaci o potrošnji energije odnose se na 2021. godinu. Može se pretpostaviti da će se ti podaci u budućnosti mijenjati, tj. potražnja za nekim energentima će rasti a za drugim padati. Pošto je cilj ovoga rada osmisliti buduću razvoj energetskeg sustava, potrebno je procijeniti buduću potrošnju energije na promatranoj lokaciji. Tablica 3.2 prikazuje stope promjene određenog energenta do 2030. godine prema dokumentu „Europski referentni scenarij“ iz 2020. godine koji definira stope promjene potražnje za energentima [32]. Iz podataka je vidljivo da se u radu pretpostavlja porast buduće potrošnje električne energije zbog npr. porasta uporabe električnih automobila, porast potrošnje ogrjevnog drva i drvnih peleta kao obnovljivih energenata, te smanjenje potrošnje fosilnih goriva u sektoru grijanja i transporta, osim u slučaju ukapljenog naftnog plina za koji se zbog malog udjela u potrošnji u transportu ne predviđa značajnija promjena.

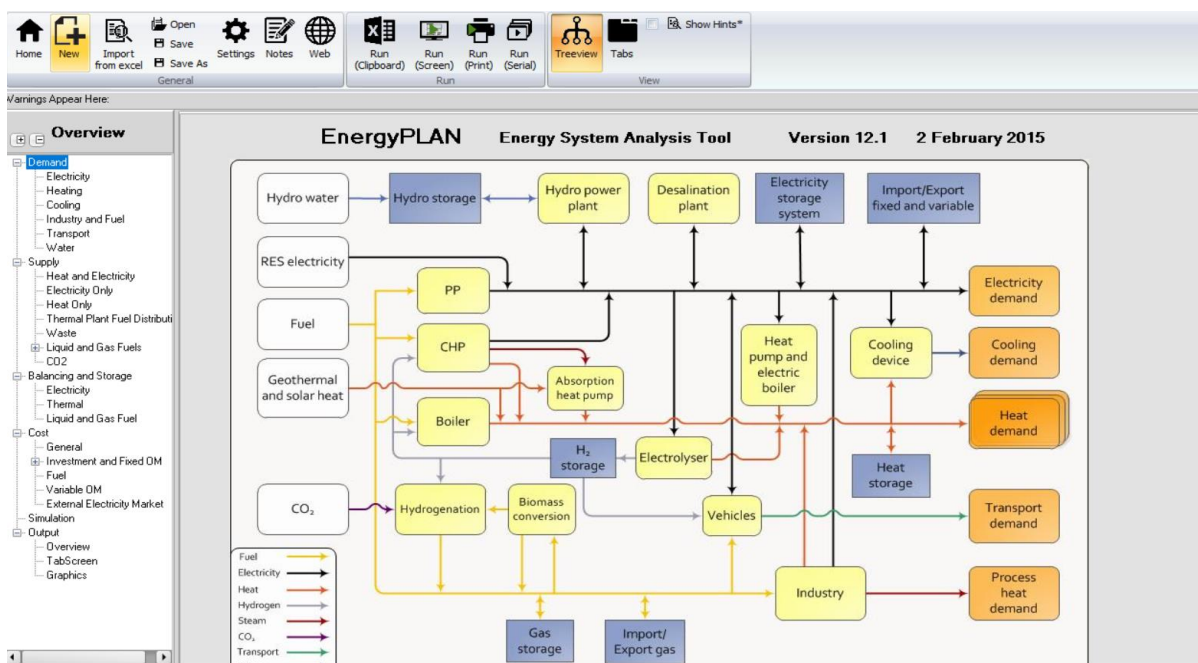
Tablica 3.2 Promjena potražnje energenata do 2030. godine [31,32]

| | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|-----------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Električna energija | 2,295764 | 2,304947 | 2,314167 | 2,323424 | 2,332717 | 2,342048 | 2,351416 | 2,360822 | 2,370265 |
| Stopa promjene (%) | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 |
| Loživo ulje | 0,391884 | 0,389925 | 0,387975 | 0,386036 | 0,384105 | 0,382185 | 0,380274 | 0,378373 | 0,376481 |
| Stopa promjene (%) | -0,005 | -0,005 | -0,005 | -0,005 | -0,005 | -0,005 | -0,005 | -0,005 | -0,005 |
| Ogrjevno drvo | 13,36079 | 13,41423 | 13,46789 | 13,52176 | 13,57585 | 13,63015 | 13,68467 | 13,73941 | 13,79437 |
| Stopa promjene (%) | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 |
| Peleti | 0,684571 | 0,68731 | 0,690059 | 0,692819 | 0,69559 | 0,698373 | 0,701166 | 0,703971 | 0,706787 |
| Stopa promjene (%) | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 |
| Transport | | | | | | | | | |
| Benzin | 1,599972 | 1,591972 | 1,584012 | 1,576092 | 1,568212 | 1,560371 | 1,552569 | 1,544806 | 1,537082 |
| Stopa promjene (%) | -0,005 | -0,005 | -0,005 | -0,005 | -0,005 | -0,005 | -0,005 | -0,005 | -0,005 |
| Dizel | 1,924291 | 1,906972 | 1,88981 | 1,872801 | 1,855946 | 1,839243 | 1,822689 | 1,806285 | 1,790029 |
| Stopa promjene (%) | -0,009 | -0,009 | -0,009 | -0,009 | -0,009 | -0,009 | -0,009 | -0,009 | -0,009 |
| Ukapljeni naftni plin | 0,169434 | 0,169434 | 0,169434 | 0,169434 | 0,169434 | 0,169434 | 0,169434 | 0,169434 | 0,169434 |
| Stopa promjene (%) | / | / | / | / | / | / | / | / | / |

3.3. Programski alat EnergyPLAN

EnergyPLAN je računalni programski alat za analizu, proučavanje i istraživanje energetske sustava na temelju satnih simulacija njihova rada. Razvila ga je istraživačka skupina za održiva energetska planiranja (engl. *Sustainable Energy Planning Research Group*) pri Sveučilištu u Aalborgu, Danska. Glavna svrha tog računalnog programa je projektiranje održivih energetske rješenja s fokusom na sustave s visokim udjelom obnovljivih izvora energije. EnergyPLAN se razvija još od 1999. godine i korišten je tijekom izrade velikog broja doktorskih disertacija i znanstvenih radova. [33,34]

Cilj primjene programa je modelirati više različitih izvedbi sustava, koje se međusobno uspoređuju i traži optimalno rješenje. Tim pristupom moguće je istražiti izvedbe sustava i primjenu tehnologija koje još nisu optimizirane ili su trenutačno preskupe za praktičnu primjenu. Tako alat na temelju tehno-ekonomskih pokazatelja pomaže u izradi lokalnih, regionalnih ili nacionalnih strategija energetske planiranja. Modelirati je moguće sektore energetike (elektrane, sustavi grijanja i hlađenja), industrije i transporta. Program funkcionira tako da se u njega unesu podaci o potrebnoj energiji ili ukupnoj potrošnji energije za određeni period te potom definiraju komponente mogućih izvedbi energetske rješenja tako da se podmire energetske potrebe na ekološki prihvatljiv način. Izlazni podaci su energetske bilance, rezultirajuće godišnje generiranje energije i potrošnja goriva, uvoz i izvoz električne energije i ukupni troškovi sustava. Početno sučelje programa prikazano je slikom 3.2. [34]



Slika 3.2 Početno sučelje programa EnergyPLAN [11]

3.4. Potrebni podaci za provedu simulacija

U potpoglavlju 3.2. navedene su ukupne vrijednosti potrošnje električne energije, toplinske energije za grijanje prostora i pripremu PTV-a kao i potrošnja energije u transportu prema vrsti goriva. Rad programa EnergyPLAN zahtijeva vrijednosti za svaki sat u godini, tako da je potrebno definirati satne raspodjele potrošnje električne i toplinske energije za grijanje i pripremu potrošne tople vode, kao i satne raspodjele generiranja energije iz obnovljivih izvora. U sljedećim potpoglavljima opisan je postupak kreiranja svih potrebnih raspodjela – satna raspodjela potrošnje električne i toplinske energije i satne raspodjele generirane električne energije u fotonaponskim elektranama i vjetroelektranama.

3.4.1 Satna raspodjela potrošnje električne energije

Podatke o satnoj potrošnji električne energije za određeno naselje moguće je zatražiti od HEP-a, no u ovom slučaju ti podaci nisu bili dostupni. Iz tog razloga, bilo je potrebno pronaći alternativni način za generiranje krivulje satne raspodjele potrošnje električne energije.

Podaci koji su korišteni za potrebe ovoga rada su satni podaci potrošnje električne energije za cijeli teritorij Republike Hrvatske. U radu je pretpostavljeno da se potrošnja električne energije u jednom ruralnom naselju koje se ne nalazi na obali može usporediti sa satnom potrošnjom električne energije cijele države. Podaci satne potrošnje preuzeti su sa stranica internetskog servisa ENTSO-E – standardizirane komunikacijske platforme za energetska tržišta. [35]

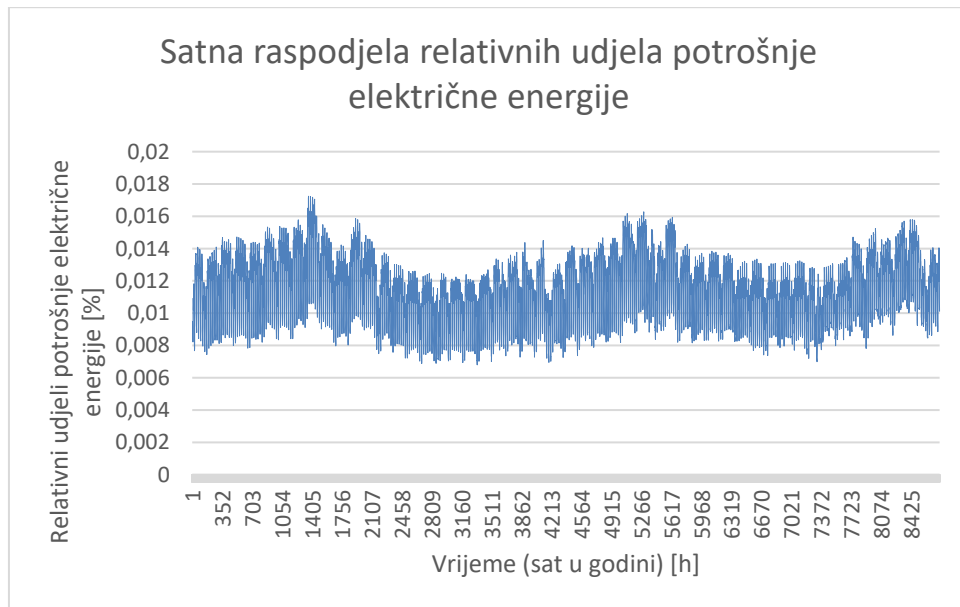
Podaci su generirani i pohranjeni za referentnu 2019. godinu. Prije korištenja podataka, potrebno je podatke za teritorij Republike Hrvatske izdvojiti od ukupnih podataka potrošnje električne energije pohranjenih za više europskih država. Pohranjene podatke nije potrebno dovoditi u vezu s ukupnom godišnjom potrošnjom električne energije za promatrano naselje jer program provodi modifikaciju krivulje prema vrijednosti ukupne potrošnje električne energije.

Modifikacija krivulje se provodi tako da se svaka satna vrijednost potrošnje električne energije na teritoriju Republike Hrvatske podijeli s ukupnom godišnjom potrošnjom električne energije. Opisanim postupkom definiraju se relativni udjeli potrošnje energije u pojedinom satu u godini. Ukoliko se svaki relativni udio potrošnje energije pomnoži s ukupnom godišnjom potrošnjom električne energije Općine Mrkopalj, generira se satna raspodjela potrošnje električne energije za Općinu Mrkopalj.

Tablica 3.3 prikazuje relativne udjele potrošnje energije u pojedinom satu u odnosu na ukupnu godišnju potrošnju za jedan dan u godini, točnije za dan 01.01.2019. Slika 3.3 prikazuje relativne udjele potrošnje električne energije za teritorij Republike Hrvatske za svaki sat tijekom cijele referentne godine.

Tablica 3.3 Satni relativni udjeli potrošnje električne energije za prvi dan u godini [35]

| Datum i vrijeme | Relativni udjeli potrošnje električne energije [%] |
|-----------------|--|
| 01-01-19 00:00 | 0,009 |
| 01-01-19 01:00 | 0,009 |
| 01-01-19 02:00 | 0,009 |
| 01-01-19 03:00 | 0,009 |
| 01-01-19 04:00 | 0,009 |
| 01-01-19 05:00 | 0,009 |
| 01-01-19 06:00 | 0,008 |
| 01-01-19 07:00 | 0,009 |
| 01-01-19 08:00 | 0,009 |
| 01-01-19 09:00 | 0,010 |
| 01-01-19 10:00 | 0,011 |
| 01-01-19 11:00 | 0,011 |
| 01-01-19 12:00 | 0,011 |
| 01-01-19 13:00 | 0,010 |
| 01-01-19 14:00 | 0,010 |
| 01-01-19 15:00 | 0,011 |
| 01-01-19 16:00 | 0,012 |
| 01-01-19 17:00 | 0,012 |
| 01-01-19 18:00 | 0,012 |
| 01-01-19 19:00 | 0,012 |
| 01-01-19 20:00 | 0,012 |
| 01-01-19 21:00 | 0,011 |
| 01-01-19 22:00 | 0,010 |
| 01-01-19 23:00 | 0,009 |



Slika 3.3 Raspodjela udjela potrošnje električne energije po satima [35]

3.4.2 Satna raspodjela potrošnje toplinske energije

Satnu raspodjelu potrošnje toplinske energije za grijanje prostora i pripremu potrošne tople vode (PTV) nešto je kompliciranije odrediti nego raspodjelu potrošnje električne energije.

Ukupna potrebna toplinska energija sadrži energiju za grijanje prostora i za pripremu potrošne tople vode.

Satna raspodjela energije potrebne za pripremu PTV-a

Prvi korak u proračunu potrošnje energije za pripremu PTV-a je definirati satnu raspodjelu potrošnje tople vode tijekom dana. Ona je definirana prema [36] i pretpostavljeno je da su sve zgrade obiteljske kuće. Obrazloženje ove pretpostavke počiva na činjenici da se potrošna topla voda koristi većinom u kućanstvima, koja su u Općini Mrkopalj pretežito jednoobiteljska kućanstva.

Nakon što je definirana dnevna raspodjela potrošnje PTV-a, potrebno je odrediti udio potrošnje topline za grijanje PTV-a u ukupnoj godišnjoj potrošnji toplinske energije. Pretpostavljeno je da je prosječna dnevna potrošnja PTV-a po kućanstvu (m_w) jednaka 160 l, da se kućanstvo sastoji od četveročlane obitelji i da svaka osoba u kućanstvu dnevno potroši 40 litara vode. Usvojena je temperatura vode iz vodovoda (t_H) jednaka 10 °C i temperatura PTV-a (t_T) jednaka 45 °C. Ukupni broj kućanstava u Općini Mrkopalj (n_k) iznosi 497. Izraz (3.1.) prikazuje ukupnu potrebnu dnevnu toplinu za grijanje PTV-a (Q_{PTV}) za koju je pretpostavljeno da je ista svaki dan u godini.

$$Q_{PTV} = n_k \cdot m_w \cdot c_w \cdot (t_T - t_H) \quad (3.1.)$$

$$Q_{PTV} = 497 \cdot 160 \cdot 4,187 \cdot (45 - 10) = 11.231,20 \text{ MJ} = 3.120 \text{ kWh.}$$

gdje je: c_w – specifični toplinski kapacitet vode [J/(kg·K)]

Nakon što je određena dnevna potrošnja energije za pripremu PTV-a, potrebno je svaki satni udio potrošnje toplinske energije za pripremu PTV-a pomnožiti s dnevnom vrijednosti energije za pripremu potrošne tople vode što rezultira godišnjom satnom raspodjelom potrošnje topline za pripremu PTV-a.

Ukupna godišnja toplinska energija potrebna za pripremu PTV-a iznosi:

$$E_{\text{PTV, god}} = Q_{\text{PTV}} \cdot 365 \quad (3.2.)$$

$$E_{\text{PTV, god}} = 3.120,00 \cdot 365 = 1,14 \text{ GWh.}$$

Satna raspodjela potrošnje topline za pripremu PTV-a prikazana je na slici 3.4.

Satna raspodjela potrošnje energije za grijanje prostora

Kao što je definirano tablicom 3.1, ukupna godišnja potrebna toplinska energija iznosi: $E_{\text{UK, god}} = 14,44$ GWh. Razlika ukupne godišnje toplinske energije i godišnje toplinske energije za grijanje PTV-a jednaka je godišnjoj toplinskoj energiji potrebnoj za grijanje prostora ($E_{\text{G, god}}$), što je prikazano izrazom (3.4.):

$$E_{\text{G, god}} = E_{\text{UK, god}} - E_{\text{PTV, god}} \quad (3.3.)$$

$$E_{\text{G, god}} = 14,44 - 1,14 = 13,30 \text{ GWh}$$

Za daljnji proračun satne raspodjele toplinske energije za grijanje prostora, potrebno je prvo definirati satne temperature vanjskog zraka za svaki dan u godini. Ovi podaci preuzeti su s javno dostupne platforme „Renewables.ninja“ [37]. Potrebno je unijeti koordinate lokacije te su one odabrane za centar Općine Mrkopalj (45.3141° szš, 14.8555° izd). Podaci su generirani za 2019. godinu. Svi potrebni ulazni podaci definirani su za 2019. godinu pošto se i podaci za raspodjelu električne energije odnose na 2019. godinu.

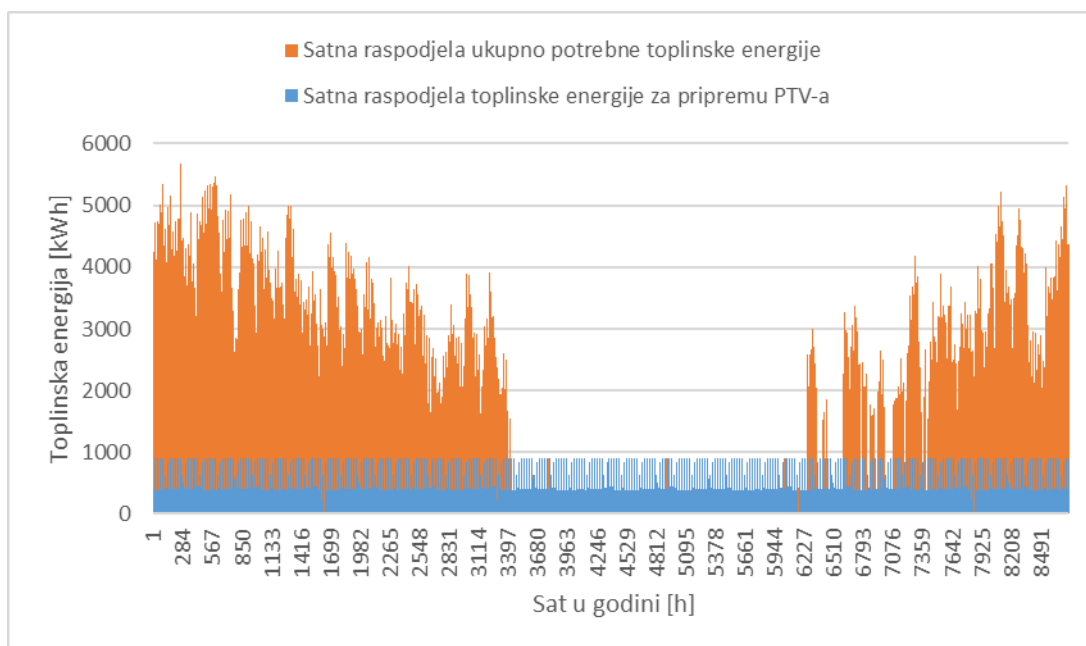
Nakon što su generirani podaci temperatura, potrebno je odrediti referentnu temperaturu prostora koja je usvojena kao 20°C . Također, potrebno je definirati sezonu grijanja koja je određena kao period od 01.01. u 00.00 h do 22.05. u 23.00 h te period od 11.09. u 00.00 h do 31.12. u 23.00 h. Sezona grijanja produžena je zbog toga što se Općina Mrkopalj nalazi u Gorskom kotaru na nadmorskoj visini od

otprilike 800 metara. Zime su oštre, hladne i duge pa je grijanje prostora zbog relativno niskih vanjskih temperatura potrebno dijelom tijekom jeseni i proljeća. Krivulja je definirana prema proračunu energetske obnove prosječne kuće prikazanom u potpoglavlju 3.4.5. Ukupan potreban broj dana grijanja u svakom mjesecu utvrđen je pomoću programa Knauf Insulation Expert Plus prilikom računanja potrošnje toplinske energije prosječne goranske kuće i analize mjera energetske obnove. [38]

Sljedeće je potrebno definirati razliku odabrane temperature unutarnjeg prostora i vanjske temperature za svaki sat u godini. Ukoliko je temperatura vanjskog prostora veće vrijednosti od one unutarnjeg, razlika je jednaka nuli. Također, u periodu izvan sezone grijanja, razlika temperatura jednaka je nuli.

Satna raspodjela potrošnje toplinske energije za grijanje prostora određena je na sljedeći način. Prvo je potrebno izračunati stupanj-sate grijanja za svaki sat u godini. Stupanj-sati grijanja računaju se kao razlika projektne unutarnje temperature prostora i temperature vanjskog zraka u proračunskom satu. Nakon toga, stupanj-sate grijanja za svaki sat u godini potrebno je podijeliti s ukupnim godišnjim zbrojem stupanj-sati grijanja i pomnožiti s ukupnom godišnjom potrebnom toplinskom energijom za grijanje prostora ($E_{G, \text{god}}$).

Napokon, ukupna potrošnja toplinske energije u pojedinom satu u godini dobiva se zbrajanjem vrijednosti satne potrošnje toplinske energije za pripremu PTV-a i toplinske energije za grijanje prostora. Dijagram na slici 3.4. prikazuje dvije opisane satne raspodjele kroz cijelu godinu. Ukupna satna raspodjela toplinske energije u vrijeme kada nema grijanja unutarnjeg prostora jednaka je satnoj raspodjeli pripreme PTV-a. Za vrijeme sezone grijanja ukupna satna raspodjela toplinske energije sadrži satnu raspodjelu toplinske energije za pripremu PTV-a.



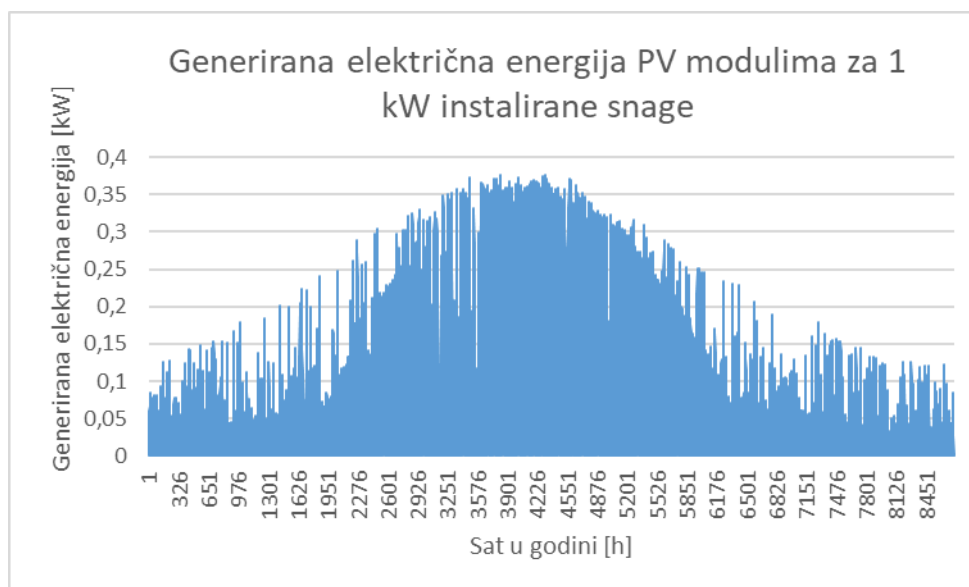
Slika 3.4 Satna raspodjela toplinske energije

3.4.3 Satna raspodjela sunčeva zračenja

Za potrebe proračuna pretvorbe sunčeve energije u električnu u fotonaponskim elektranama, potrebno je definirati satnu raspodjelu generirane električne energije.

Za dobavu tih podataka koristi se platforma „Renewables.ninja“ [37]. Preuzeti podaci prikazuju generiranu električnu energiju za 1 kW instalirane snage fotonaponskih modula. Odabran je nagib modula od 45° zato što se moduli planiraju postaviti na krovove kuća, koje u Gorskom kotaru najčešće imaju taj nagib. Sistemski gubici usvojeni su kao 10%, što je vrijednost koju predlaže platforma. Zamišljeno je da se moduli postave na stranu krova koja je okrenuta prema jugu. Preuzeti podaci prikazani su dijagramom na slici 3.5.

Lokacija odabrana za instaliranje solarnih elektrana je definirana koordinatama 45.3154° szš i 4.8557° izd [37]. Potrebno je napomenuti da se fotonaponske elektrane postavljaju na krovove kuća te da je lokacija samo približno definirana za područje Općine Mrkopalj kako bi se mogla izračunati dozračena energija. Proračun bi bio točan kad bi se za svaku zgradu na koju se postavlja fotonaponski sustav definirala točna lokacija.

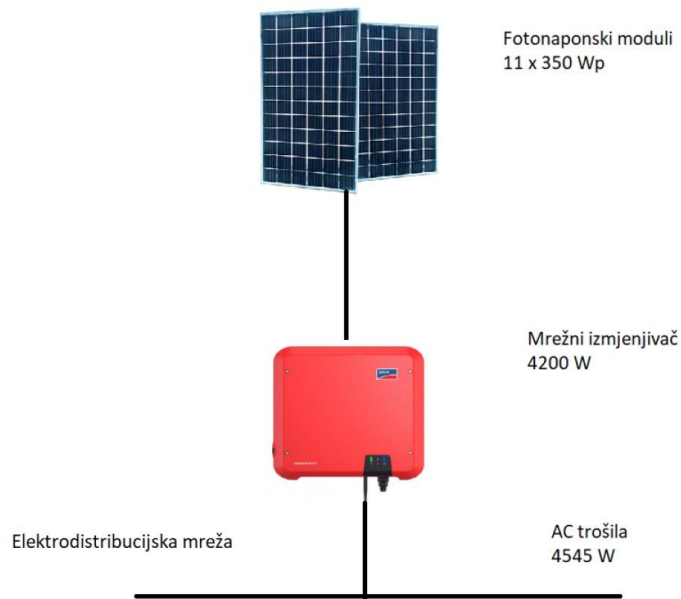


Slika 3.5 Satna raspodjela generirane električne energije fotonaponskim modulima [37]

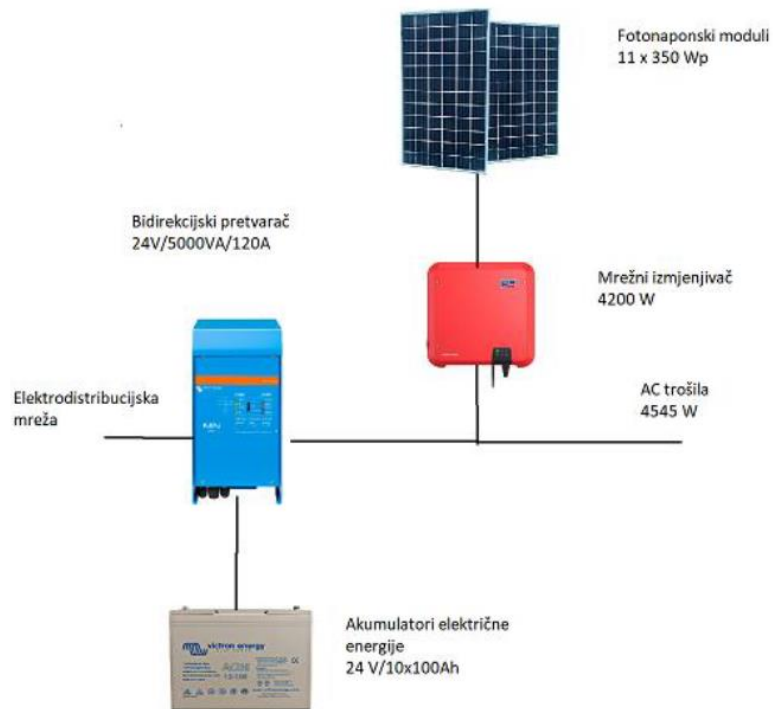
Projektirani fotonaponski sustavi zajedno s ekonomskom analizom usvojeni su prema [39]. U radu [39] analizirana je potreba električne energije jednog prosječnog kućanstva koje se nalazi u Gorskom kotaru. Izvršeni su satni proračuni koji uzimaju u obzir temperaturu i sunčevo zračenje za svaki sat u godini kako bi se izračunala satna generirana električna energija. Prema satnoj potrebi električne energije i generiranoj električnoj energiji, moguće je izračunati višak ili manjak električne energije u svakom satu u godini. Projektirane su tri različite verzije fotonaponskog sustava – klasični umreženi sustav, otočni sustav i umreženi sustav s pohranom energije zajedno sa svim komponentama i dodatnim troškovima. Shema komponenti umreženog sustava prikazana je slikom 3.6 a shema komponenti umreženog sustava s pohranom energije slikom 3.7.

U radu [39] odabrani su fotonaponski moduli vršne snage 350 W povezani u seriju od 11 modula. Ukupna vršna snaga ovog postrojenja jednaka je 3,850 kW.

U ovom radu razmotreni su umreženi sustav i umreženi sustav s pohranom energije kao dvije različite opcije. Razlike između ta dva sustava su u tome što se kod umreženog fotonaponskog sustava svaki višak generirane električne energije isporučuje u elektrodistribucijsku mrežu, a svaki manjak električne energije preuzima iz mreže. Kod umreženog fotonaponskog sustava s pohranom energije u baterijama, energija se preuzima iz mreže tek kad su baterije ispražnjene do projektirane vrijednosti, a energija se preusmjerava u mrežu u trenucima kada su baterije punog kapaciteta.



Slika 3.6 Shema klasičnog umreženog (mrežnog) fotonaponskog sustava [39]



Slika 3.7 Shema umreženog fotonaponskog sustava s pohranom energije [39]

Troškovi fotonaponskih sustava utvrđeni su prema ekonomskoj analizi iz rada [39]. Troškovi investicije i montaže mrežnog fotonaponskog sustava iznose 5.238,50 €, a troškovi investicije i montaže mrežnog sustava s pohranom energije iznose 12.228,45 €. Uzrok većih troškova sustava s pohranom energije je povećan broj potrebnih komponenti sustava kao i sama pohrana energije koja je najskuplji dio postrojenja.

Prema [40], moguća je prijava na javni poziv za dodjelu poticaja za energetske obnovu obiteljskih kuća kako bi se subvencionirali troškovi ugradnje fotonaponskih sustava. Postavljanje solarne elektrane na krov kuće prema [40] pripada aktivnosti „A3“. Pošto se promatrana kućanstva nalaze u brdsko-planinskom području, moguća je državna subvencija od 60% opravdanih troškova (troškovi investicije i postavljanja fotonaponskog sustava).

Primjenom subvencije na prethodno definirane troškove, troškovi klasičnog umreženog sustava smanjuju se za 60% ukupnih opravdanih troškova, odnosno za 3.143,09 €. Tako umanjeni troškovi mrežnog sustava sada iznose 2.095,41 €.

Troškovi umreženog sustava s pohranom električne energije u istim uvjetima smanjuju se za 7.264,59 €, na 4.963,86 €.

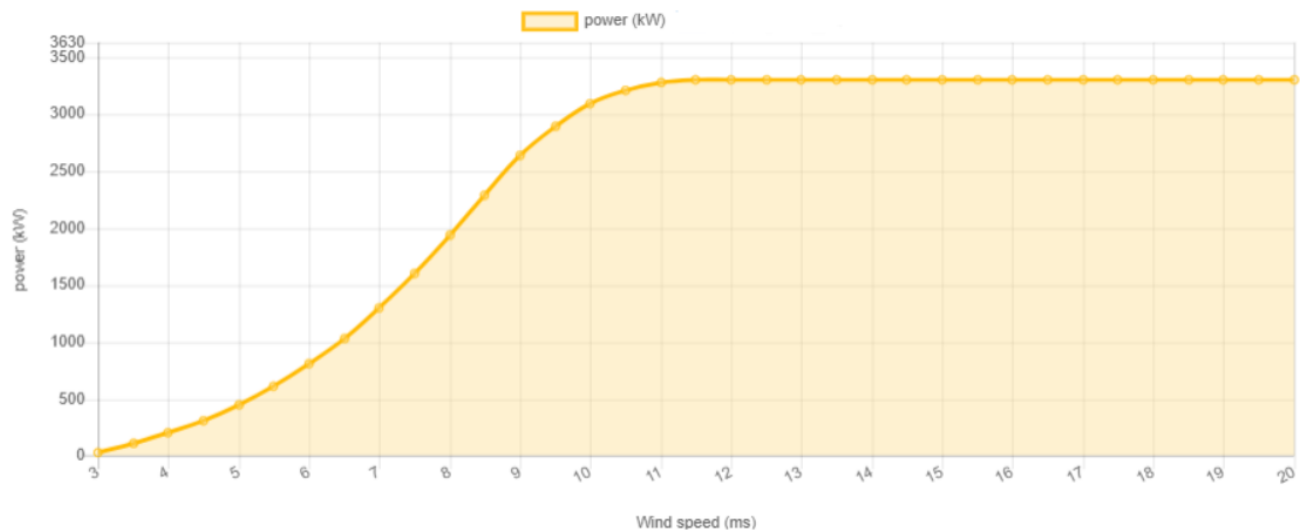
Uvjet za sufinanciranje projekta ugradnje solarne elektrane je energetski razred kuće bolji od razreda „C“. Ukoliko kuća ne zadovoljava definirane energetske uvjete, potrebno je prvo pristupiti energetske obnovi kuće, što je detaljnije opisano u poglavlju 3.4.5.

3.4.4 Satna raspodjela brzine vjetra i električne energije generirane vjetroturbinama

Podaci potrebni za simuliranje rada vjetroturbina u programskom paketu EnergyPLAN (satne raspodjele brzine vjetra i generirane električne energije) također su dobiveni pomoću platforme „Renewables.ninja“ [37]. Usvojene su vjetroturbine tipa „Nordex N131 3300“ kao u nedavno izgrađenoj vjetroelektrani Korlat [41]. Visina stupa na koju se postavlja gondola turbine jednaka je 134 m, promjer rotora jednak je 131 m, a maksimalna snaga vjetroturbine jednaka je 3.300 kW [42].

Slika 3.8. prikazuje dijagram snage odabrane vjetroturbine. Dijagram prikazuje odnos generirane snage u odnosu na brzinu vjetra. Pri brzini vjetra od 3 m/s turbina počinje generirati električnu energiju (engl. cut-in speed). Generiranje električne energije raste porastom brzine vjetra do vrijednosti brzine vjetra od 11,5 m/s kada se postiže maksimalna snaga. Snaga zadržava maksimalnu vrijednost do

brzine vjetra od 20 m/s pri kojoj se prestaje proizvoditi električna energija zbog potencijalno opasnih brzina vjetra (engl. *cut-out speed*).



Slika 3.8 Dijagram snage vjetroturbine Nordex N131 3300 [42]

Lokacija odabrana za gradnju vjetroelektrane je područje Poljičke Kose (45.3493° szš, 14.8491° izd), područje između naselja Mrkopalj i Ravna Gora [43]. Brdovita područja u Gorskom kotaru imaju velik potencijal za izgradnju vjetroelektrana, pogotovo nakon nedavnih ledoloma i vjetroloma, koji su uzrokovali stvaranje područja s manjim brojem stabala i većim, iskoristivim brzinama vjetra. Generirana električna energija u alatu „Renewables.ninja“ izračunata je za snagu turbine od 1 kW. Definirana distribucija snage za 1 kW modificira se unosom u program „EnergyPLAN“ prema definiranoj maksimalnoj snazi vjetroelektrane.

Za potrebe ovog rada odabrano je šest agregata što rezultira maksimalnom snagom od 19,8 MW. Zamišljena je podjela vlasništva nad vjetroelektranom između Općine Mrkopalj i Općine Ravna Gora u omjeru 50:50 % što bi rezultiralo snagom od 9,9 MW kojom bi raspolagala Općina Mrkopalj.

Ekonomska analiza provedena je na temelju usporedbe prema poznatoj snazi i troškovima vjetroelektrane „Korlat“. Priključna snaga vjetroelektrane Korlat iznosi 58 MW a očekivana godišnja proizvodnja je otprilike 170 GWh. Godišnje proizvedena električna energija dovoljna je za opskrbu 50 tisuća kućanstava a ukupna cijena investicije iznosi 66.354.703,80 €. [41]

Definirana snaga vjetroelektrane kojom bi raspolagala Općina Mrkopalj iznosi 17,07% od ukupne snage vjetroelektrane Korlat. Prema udjelu snage i usporedbi s vjetroelektranom Korlat, ukupni investicijski troškovi u slučaju Općine Mrkopalj iznosili bi otprilike 11.330.00,00 €.

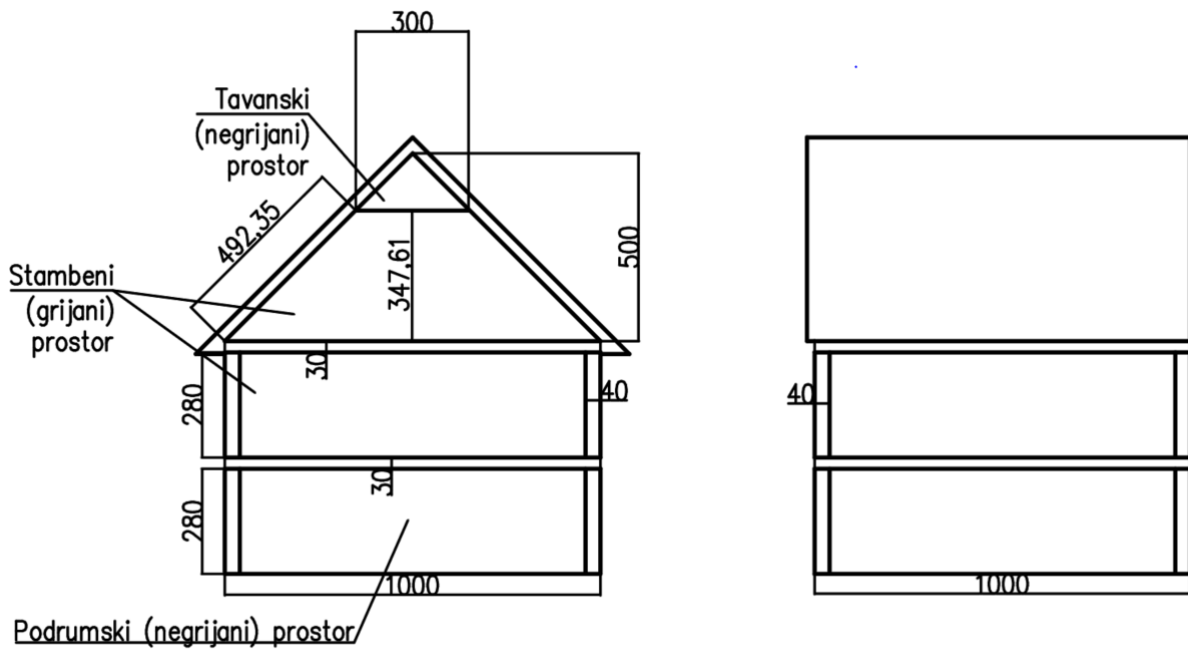
3.4.5 Uštede toplinske energije energetsom obnovom kuća

Mjere kojima se značajno može smanjiti potrošnja energije za grijanje kuća su poboljšanje toplinske izolacije vanjske ovojnice kuće i zamjena prozora i vanjskih vrata. Potencijalne uštede energije provedbom mjera energetske obnove u ovom su radu utvrđene proračunom koji je proveden za referentnu kuću u Općini Ravna Gora, koja se nalazi u blizini Općine Mrkopalj i na približno istoj nadmorskoj visini. Pretpostavljeno je da je odabrana referentna kuća ogledni primjer stanja kuća na promatranom području.

Kuća koja je odabrana kao referentna izgrađena je 60-ih godina prošlog stoljeća i energetske je minimalno obnovljena. Jedinu do sada provedenu mjeru energetske obnove predstavlja zamjena pojedinih drvenih prozora s novijim PVC prozorima. Kuća je izgrađena prema tadašnjim nepisanim propisima gradnje u Gorskom kotaru i može se smatrati prosječnom kućom tog kraja. Velika većina kuća u Općini Mrkopalj izgrađena je u navedenom razdoblju.

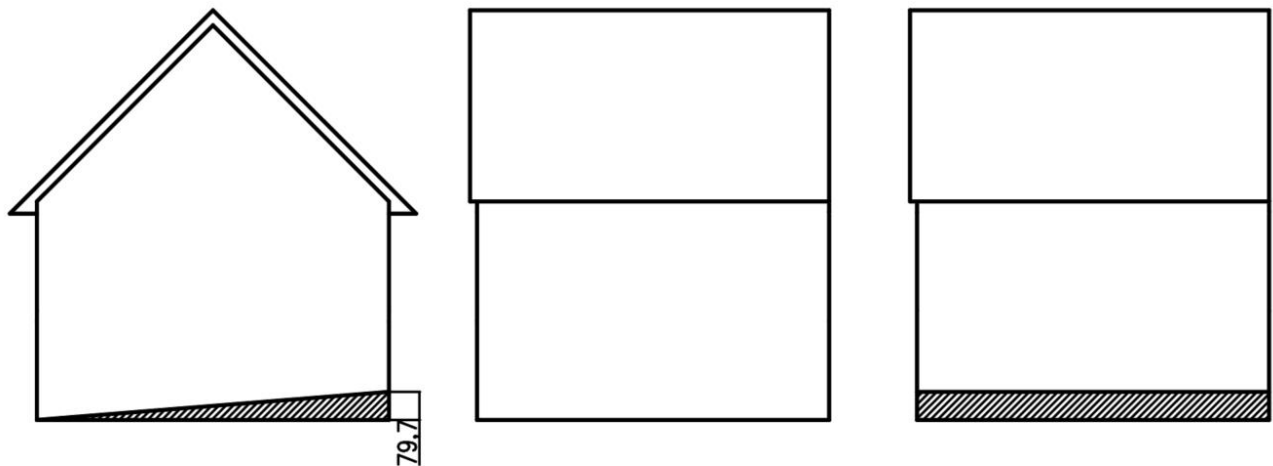
Proračun potrošnje energije za grijanje i analiza mjera energetske obnove kuće provedeni su u programskom paketu Knauf Insulation Expert Plus [38]. KI Expert Plus je programski paket namijenjen projektantima kojim se definiraju parametri potrebni za proračun potrošnje energije kao što su debljine i sastavi građevnih elemenata, otvori i slično. Tijek proračuna i unosa podataka detaljno je opisan u nastavku i popraćen odgovarajućim skicama za koje je korišten programski paket AutoCAD.

Prvo je potrebno definirati sve dimenzije promatrane kuće zajedno s podijeljenim prostorima unutar kuće. Kuća je podijeljena na negrijani podrumski i tavanski dio i grijani stambeni dio prvog kata i potkrovlja. Dimenzije kuće i debljine zidova i stropova prikazane su na slici 3.9. Sjeverna i južna strana kuće prikazane su na lijevoj strani slike 3.9, a istočna i zapadna strana kuće na desnoj strani.



Slika 3.9 Dimenzije referentne kuće za proračun toplinskih gubitaka (mjere u cm)

Referentna kuća nalazi se na terenu blaga nagiba od 5° kao što je prikazano na slici 3.10. Sjeverna, južna i istočna strana kuće blago su ukopane, što je prikazano na slici.

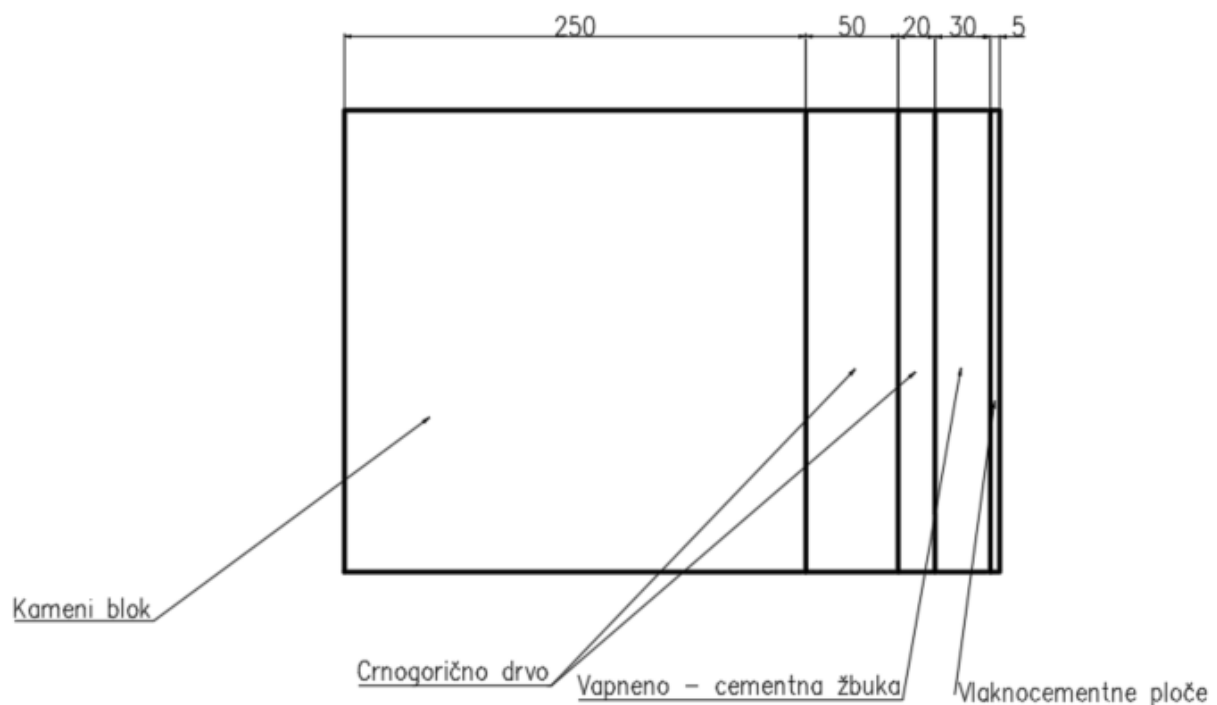


Slika 3.10 Smanjenje površine vanjskog zida kuće zbog ukopanosti u zemlju (mjere u cm)

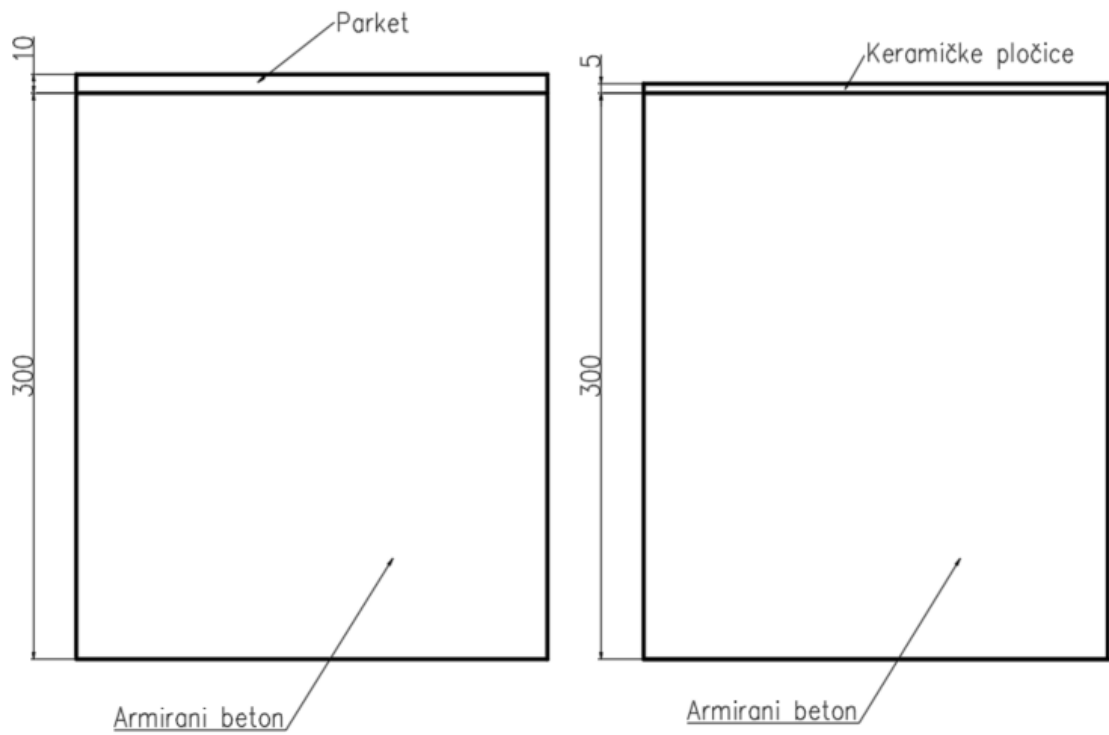
U programu KI Expert Plus potrebno je upisati osnovne podatke o zgradi i odabrati odgovarajuću lokaciju. Klimatološki podaci definirani su za najbližu meteorološku postaju Lokve Brana, koja se nalazi nedaleko od Općine Mrkopalj.

Kuća je promatrana kao jedna toplinska zona koju čine grijani prostori prizemlja i kata. Negrijani prostori su podrum i tavan. U program je potrebno unijeti podatke o ploštini korisne površine grijanog dijela zgrade, površini kondicionirane zone, obujmu grijanog dijela zgrade, broju i visini etaža te projektnu temperaturu grijanog prostora. Odabran je sustav s prekidom rada noću i centralni način grijanja. Sustav hlađenja nije ugrađen.

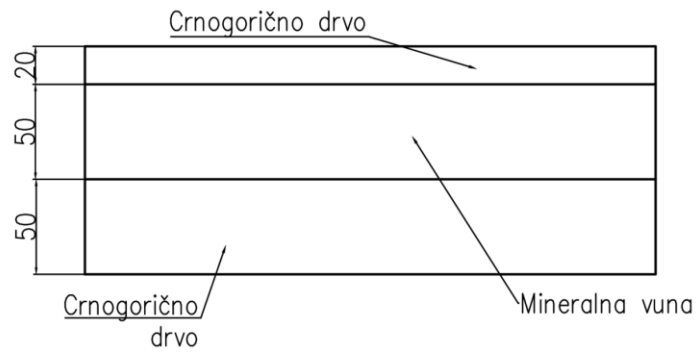
Sljedeće je potrebno definirati građevne dijelove objekta kao i otvore (prozore i vrata). Na slikama 3.11-3.16 prikazani su sastavi građevnih dijelova kuće zajedno s naznačenim tipovima materijala i debljinama pojedinih slojeva izraženim u mm. Potrebno je napomenuti da je unutarnji sloj krova definiran kao heterogeni sloj, tj. kao sloj crnogoričnih drvenih greda širine i debljine 10 centimetara i sloj mineralne vune debljine 10 centimetara i širine 50 centimetara. Sastav heterogenog sloja prikazan je na slici 3.16.



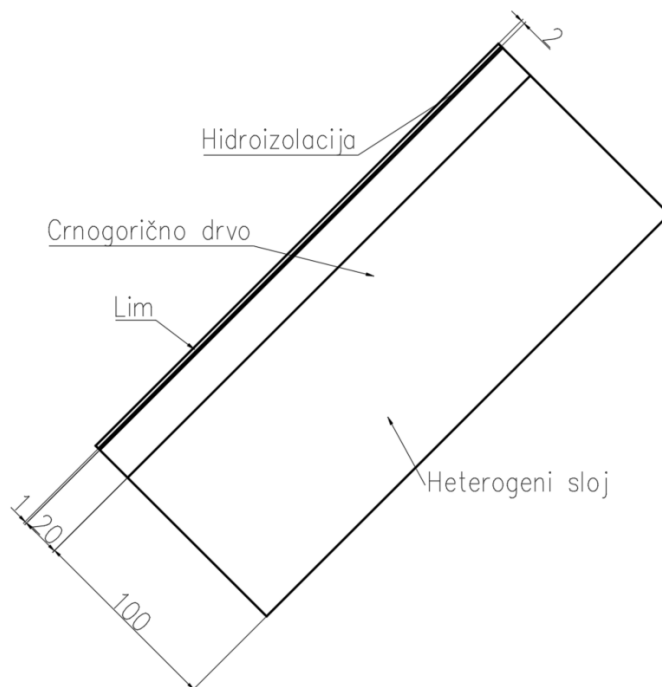
Slika 3.11 Sastav vanjskih zidova



Slika 3.12 Sastav poda iznad podrumskog prostora



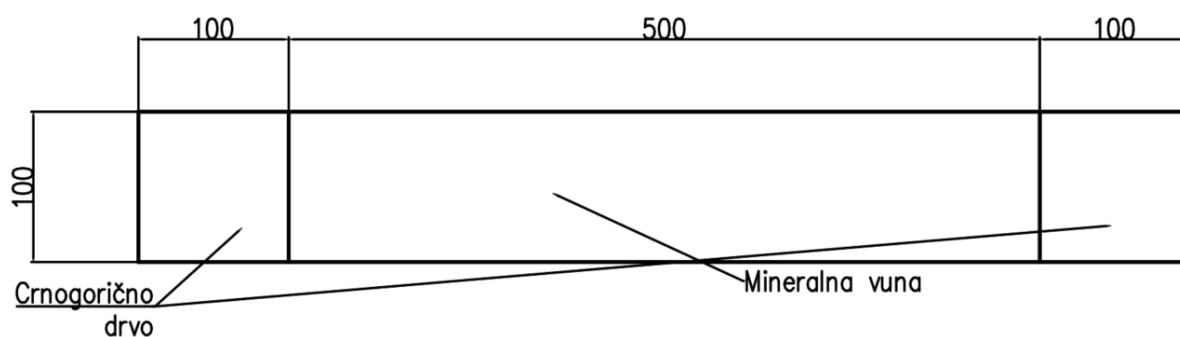
Slika 3.13 Sastav stropa prema tavanskom prostoru



Slika 3.14 Sastav krova

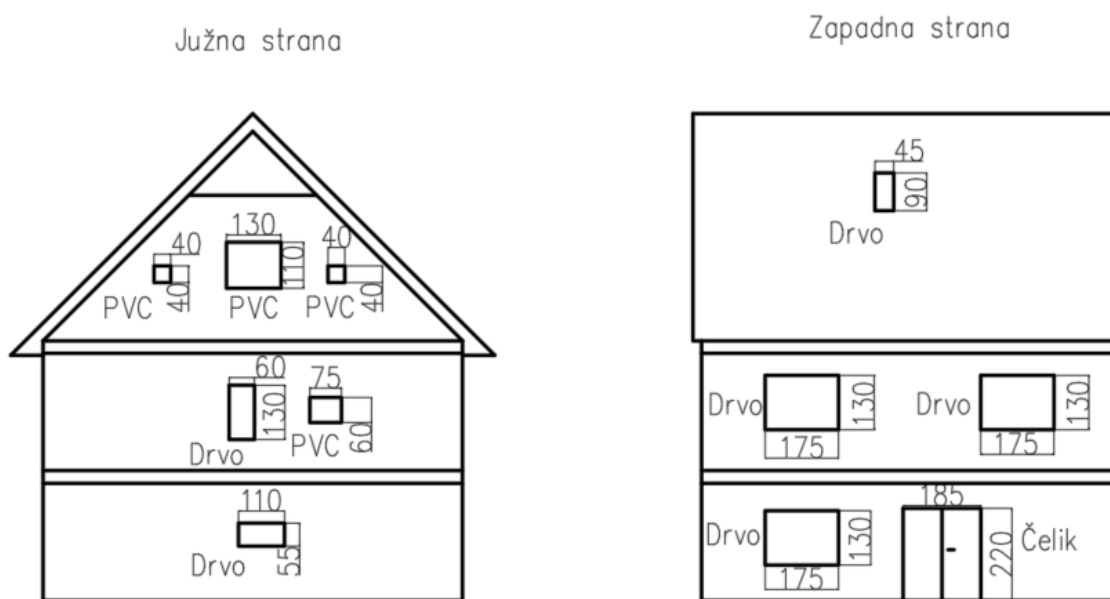


Slika 3.15 Sastav vanjskog zida podrumskog prostora

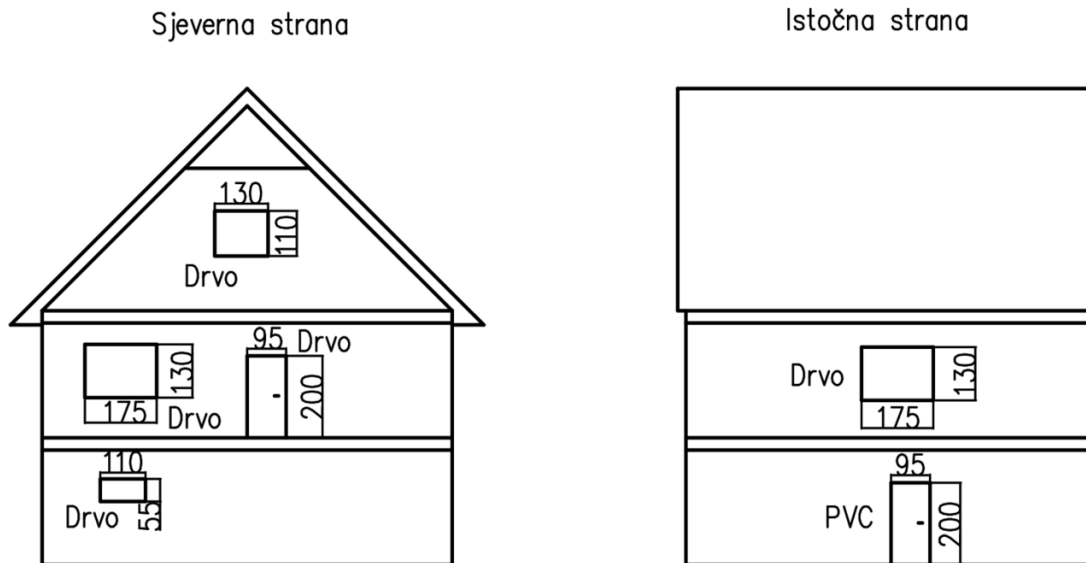


Slika 3.16 Heterogeni sloj krova

Nakon što se definiraju građevni dijelovi kuće, potrebno je isto učiniti i sa svim otvorima – prozorima i vratima. Potrebno je unijeti površinu i vrstu otvora kao i koeficijente prolaza topline, orijentaciju i nagib. Koeficijenti prolaza topline izračunati su pomoću programa KI Expert Plus nakon odabira materijala okvira i tipa ostakljenja. Slike 3.17 i 3.18 prikazuju sve definirane otvore prema vanjskom prostoru i materijal iz kojeg su izrađeni zajedno s definiranim orijentacijama strana kuće. Dodatni definirani otvor su unutarnja vrata koja dijele podrumski negrijani prostor od grijanog prostora.



Slika 3.17 Otvori južne i zapadne strane referentne kuće



Slika 3.18 Otvori južne i zapadne strane referentne kuće

Osim prethodno navedenih podataka, proračun zahtijeva i definiranje negrijanih prostora (tavan i podrum), građevnih dijelova i otvora koji dijele grijane i negrijane prostore, građevnih dijelova koji graniče s vanjskim prostorom u grijanim i negrijanim prostorima kuće, te parametara kojima se određuju ventilacijski gubici topline. Odabran je paušalni dodatak za toplinske mostove koji nisu kategorizirani u normi.

U tablici 3.4 prikazani su rezultati proračuna koeficijenta prolaza topline pojedinih građevnih dijelova. S obzirom da se radi o starijoj kući, očekivano niti jedan građevni dio ne zadovoljava današnje zahtjeve iz Tehničkog propisa o racionalnoj uporabi energije i toplinskoj zaštiti u zgradama [44] te su vrijednosti koeficijenta prolaza topline U redovito više od onih maksimalno dopuštenih $U(\max)$. Isto vrijedi i za sve postojeće drvene prozore.

Tablica 3.4 Koeficijenti prolaza topline građevnih dijelova za postojeće stanje [38]

| # | Naziv | Vrsta | Agd | U | U(max) |
|---|-----------------------------|--|--------|------|--------|
| 1 | Vanjski zid | Vanjski zidovi | 146.31 | 0.98 | 0.30 |
| 2 | Pod prema podrumu (pločice) | Stropovi prema negrijanim prostorijama | 34.00 | 2.19 | 0.40 |
| 3 | Pod prema podrumu (parket) | Stropovi prema negrijanim prostorijama | 51.00 | 1.81 | 0.40 |
| 4 | Strop prema tavanu | Stropovi prema provjetranom tavanu | 27.60 | 0.45 | 0.25 |
| 5 | Krov | Kosi krovovi iznad grijanog prostora | 90.52 | 0.53 | 0.25 |
| 6 | Vanjski zid podrum | Vanjski zidovi | 86.56 | 2.92 | 0.30 |

Rezultati proračuna ukazuju na godišnju potrebnu energiju za grijanje prostora od $Q_{\text{god,pot}} = 33.409,24$ kWh. Prosječna dnevna potrebna toplinska energija za grijanje PTV-a iznosi: $Q_{\text{god,pot,PTV}} = 2.377,29$ kWh. Ukoliko se usvoji stupanj iskoristivosti kotla na biomasu (η) od 80%, donja ogrjevna vrijednost bukovine s 20% vlažnosti jednaka $H_d = 4,16$ kWh/kg prema [45] i prostorna gustoća bukovine od $\rho = 460$ kg/m³ prema [45], ukupni volumen potrošenog goriva (V) prema izrazu (3.4) iznosi:

$$V = \frac{Q_{\text{god,pot}} + Q_{\text{god,pot,PTV}}}{H_d \cdot \rho \cdot \eta} \quad (3.4.)$$

$$V = \frac{33.409,24 + 2.377,29}{4,16 \cdot 460 \cdot 0,8} = 23,37 \text{ m}^3$$

Proračun prema izrazu (3.4) bi se mogao ponoviti i za ostala goriva korištena za grijanje prostora i pripremu PTV-a.

Ukoliko se godišnja potrebna energija za grijanje prostora podijeli s ukupnom površinom grijanog prostora dobiva se vrijednost $Q''_{H,nd} = 197,36$ kWh/m², što znači da objekt pripada energetske razredu E.

3.4.6 Analiza mjera energetske obnove referentne kuće

Mjerama energetske obnove referentne kuće predviđeno je postavljanje toplinske izolacije ili povećanje postojećeg sloja toplinske izolacije na sve građevne dijelove u tablici 3.5 do razine zadovoljavanja važećih zahtjeva iz Tehničkog propisa vezanih za dopuštene vrijednosti koeficijenata prolaza topline. Također, predviđena je zamjena svih drvenih ili metalnih prozora onima izrađenim od PVC materijala odgovarajućih vrijednosti koeficijenata prolaza topline.

Vanjski zidovi grijanog i negrijanog prostora toplinski se izoliraju s vanjske strane. Prvi sloj je polimerno-cementno ljepilo u debljini od 5 mm na koje se postavljaju ploče kamene mineralne vune u debljini od 140 mm. Na ploče se postavlja dvostruko armirano polimerno-cementno ljepilo u debljini od 5 mm i tanki sloj impregnacijskog predpremaza. Zadnji sloj je silikatna žbuka u debljini 2 mm. Takva konstrukcija rezultira smanjenjem vrijednosti koeficijenta prolaza topline s 0,98 W/(m²K) na 0,19 W/(m²K). Koeficijent prolaza topline kroz vanjske zidove negrijanog prostora dodanom toplinskom izolacijom smanjen je s 2,92 W/(m²K) na 0,22 (W/m²K).

Strop prema grijanom prostoru izolira se s podrumске strane. Prvi sloj je također polimerno-cementno ljepilo debljine 5 mm na koje se postavljaju lamele kamene mineralne vune debljine 100 mm. Sljedeći

sloj je dvostruko armirano polimerno-cementno ljepilo debljine 5 mm te impregnacijski pretpremaz. Završni sloj je sloj za izravnavanje ili glet debljine 2 mm. Koeficijent prolaza topline kroz strop prema grijanom prostoru na koji su postavljene pločice s gornje strane dodanom toplinskom izolacijom smanjen je s 2,19 W/(m²K) na 0,34 W/(m²K). Koeficijent prolaza topline kroz strop prema grijanom prostoru na koji je postavljen parket s gornje strane dodanom toplinskom izolacijom smanjen je s 1,81 W/(m²K) na 0,34 W/(m²K).

Strop koji dijeli tavranski negrijani prostor od grijanog prostora kata otprije je bio izoliran s 50 mm mineralne vune. Energetskom obnovom predviđa se postavljanje dodatnih 70 mm mineralne vune, ukupna debljina sloja toplinske izolacije 120 mm zadovoljava toplinske i difuzijske zahtjeve – koeficijent prolaza topline smanjen je s 0,45 W/(m²K) na 0,23 W/(m²K).

Kosi krov trebalo bi izolirati s vanjske strane s pločama mineralne vune debljine 140 mm na koje se postavlja geotekstil (200 g/m²), hidroizolacija debljine 2 mm i ploče od nehrđajućeg čelika. Koeficijent prolaza topline krova ovim mjerama smanjen je s 0,53 W/(m²K) na 0,18 (W/m²K).

Tablica 3.5 prikazuje građevne dijelove kuće nakon primjene toplinske izolacije. Svi koeficijenti prolaza topline manji su od maksimalno dopuštenih i zadovoljavaju zahtjeve Tehničkog propisa.

Tablica 3.5 Koeficijenti prolaza topline građevnih dijelova s potrebnom toplinskom izolacijom [38]

| # | Naziv | Vrsta | Agd | U | U(max) |
|---|-----------------------------|--|--------|------|--------|
| 1 | Vanjski zid | Vanjski zidovi | 146.31 | 0.19 | 0.30 |
| 2 | Pod prema podrumu (pločice) | Stropovi prema negrijanim prostorijama | 34.00 | 0.34 | 0.40 |
| 3 | Pod prema podrumu (parket) | Stropovi prema negrijanim prostorijama | 51.00 | 0.33 | 0.40 |
| 4 | Strop prema tavanu | Stropovi prema provjetranom tavanu | 27.60 | 0.23 | 0.25 |
| 5 | Krov | Kosi krovovi iznad grijanog prostora | 97.98 | 0.18 | 0.25 |
| 6 | Vanjski zid podrum | Vanjski zidovi | 86.56 | 0.22 | 0.30 |

Analiza troškova predviđenih mjera energetske obnove kuće primijenjenih na vanjske zidove i podove prema podrumskom prostoru izvršena je pomoću kalkulatora na stranicama JUB-a [46]. Detaljni izračun troškova nalazi se u prilogu. Troškovi toplinske izolacije stropa podruma mogu se pronaći pod kategorijom „Podzid“ i iznose ukupno 2.089,12 €. Ukupni troškovi toplinske izolacije vanjskih zidova koji uključuju i završni dekorativni sloj kao i dodatni materijal iznose 8.557,77 €.

Troškovi toplinske izolacije krova izračunati su prema površini krova koja iznosi 98 m². Troškovi izolacije usvojeni su prema [46]. Usvojeni troškovi hidroizolacije usvojeni su kao srednja cijena od 26,54 € za svakih 10 m² površine što rezultira ukupnim troškom hidroizolacije od 265,40 € [47].

Srednja cijena troškova geotekstila usvojena je kao 66,34 € prema [48]. Ukoliko se na cijenu toplinske izolacije materijala za krov pridoda PDV koji iznosi 25%, ukupna cijena iznosi 4.746,09 €.

Troškovi mineralne vune debljine 70 mm za dodatnu toplinsku izolaciju stropa prema tavanskom prostoru 70 mm, prema [49], iznose 111,45 €. Cijena toplinske izolacije stropa prema tavanskom prostoru usvojena je kao 400 € zbog troškova dodatnih materijala i troškova izvođenja radova.

Ako se zbroje troškovi toplinske izolacije vanjskih zidova, podrumskog stropa prema grijanom prostoru, stropa prema negrijanom tavanskom prostoru i krova, ukupni troškovi investicije toplinske izolacije iznose 15.792,98 €. Troškovi rada i postavljanja toplinske izolacije usvojeni su kao 50% od ukupne cijene investicije i iznose 7.896,49 €. Ukupni troškovi investicije i postavljanja toplinske izolacije konačno iznose 23.689,47 €.

Prema [40], postoji mogućnost prijave na javni poziv za subvencioniranje energetske obnove obiteljskih kuća. Kuća zadovoljava zahtjev energetske razreda D ili lošijeg u kontinentalnom dijelu teritorija Republike Hrvatske. Predviđene mjere energetske obnove pripadaju kategoriji A2, tj. državna subvencija primijenila bi se na troškove toplinske izolacije vanjske ovojnice kuće. Troškovi investicije toplinske izolacije vanjske ovojnice kuće iznose 23.689,47 €. Moguće je ostvariti do 60% opravdanih troškova, odnosno najviše 15.842,93 € [40]. Usvojena je državna subvencija od 14.213,70 € što iznosi 60% izračunatih troškova.

Ukupni troškovi toplinske izolacije vanjskih zidova, podrumskog stropa prema grijanom prostoru, stropa prema negrijanom tavanskom prostoru i krova nakon oduzimanja državne subvencije iznose 9.475,79 €. Usvojeni su troškovi od 10.000,00 € po jednom kućanstvu, čija kuća je obuhvaćena mjerama energetske obnove.

Prema [50-52], troškovi zamjene prozora i vrata onima izrađenim od PVC materijala iznose otprilike 3.000 €. Cijenom su obuhvaćeni otvori sličnih ili istih dimenzija, no ovi troškovi u realnosti mogli bi biti nešto veći zbog potrebe postavljanja i točnog definiranja otvora. Troškovi postavljanja i točnog definiranja otvora usvajaju se također kao 50% troškova investicije te ukupni trošak zamjene postojećih prozora i vrata izrađenih od drvenih ili ostalih materijala onima izrađenim od PVC materijala iznosi 4.500 €.

Ukupni troškovi toplinske izolacije i zamjene otvora po jednom kućanstvu usvojeni su kao 14.500,00 €.

U slučaju provedbe svih predviđenih mjera energetske obnove, postigla bi se godišnja potrebna energija za grijanje prostora od $Q_{\text{god,pot,izo}} = 12.791,98$ kWh. Specifična godišnja potrošnja energije za grijanje iznosi: $Q''_{\text{H,nd,izo}} = 75,57$ kWh/m², čime bi se objekt svrstao u energetska razred C.

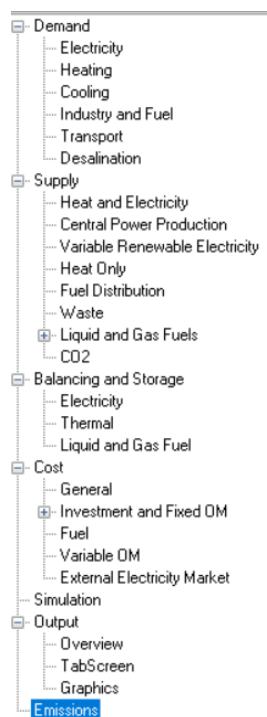
Ukoliko se nova vrijednost godišnje potrebne energije za grijanje prostora i nepromijenjena vrijednost godišnje toplinske energije za pripremu PTV-a uvrste u izraz (3.4), volumen potrošenog ogrjevnog drva iznosi $V_{\text{izo}} = 9,91$ m³.

Primjenom prikazanih mjera energetske obnove kuće moguće je smanjiti godišnju potrošnju goriva s 23,37 m³ na 9,91 m³, što rezultira razlikom od 13,46 m³ goriva. Ukoliko se iskustveno usvoji cijena od 40 € za jedan metar kubni bukovine koja se koristi kao ogrjevno drvo, godišnji troškovi goriva smanjuju se za 538,40 €. Podijele li se ukupni troškovi energetske obnove kuće s godišnjom uštedom na troškovima goriva, dolazi se do podatka da bi se provedba mjera energetske obnove isplatila za 38 godina. Ukoliko bi se ovi troškovi dodatno subvencionirali od strane Općine, isplativost ulaganja bi porasla.

4. SIMULACIJE

U ovom poglavlju prikazani su rezultati simulacija provedenih u programu EnergyPLAN. Simulacije su provedene tako da je u prvoj uvaženo trenutno energetske stanje Općine Mrkopalj ili „business as usual“ stanje. Posljednja provedena simulacija donosi konačan rezultat razvoja pametnog energetskog sustava za Općinu Mrkopalj, a scenariji između ta dva predstavljaju međukorake u razvoju pametnog energetskog sustava.

Za potrebne daljnjeg objašnjavanja unosa podataka, slika 4.1 prikazuje sučelje programa EnergyPLAN u koje se unose potrebni podaci. Slika prikazuje kategorije: potražnja energije (engl. *demand*), opskrba energijom (engl. *supply*), uravnoteženje sustava i pohrana energije (engl. *balancing and storage*), troškovi (engl. *cost*) i izlazni podaci (engl. *output*). Kategorija *Demand* služi za unos podataka o potrošnji energije i satnih distribucija. U kategoriju *Supply* potrebno je unijeti podatke o planiranim postrojenjima za iskorištavanje obnovljivih izvora energije. U kategoriji *Balancing and storage* u obzir se uzimaju mjere za balansiranje pametnih mreža i razne vrste pohrane energije. Kategorija *Cost* služi za proračun troškova a *Output* za izlazne podatke iz programa.



Slika 4.1 Programsko stablo EnergyPLAN-a [11]

4.1. Prva simulacija - „Business as usual“

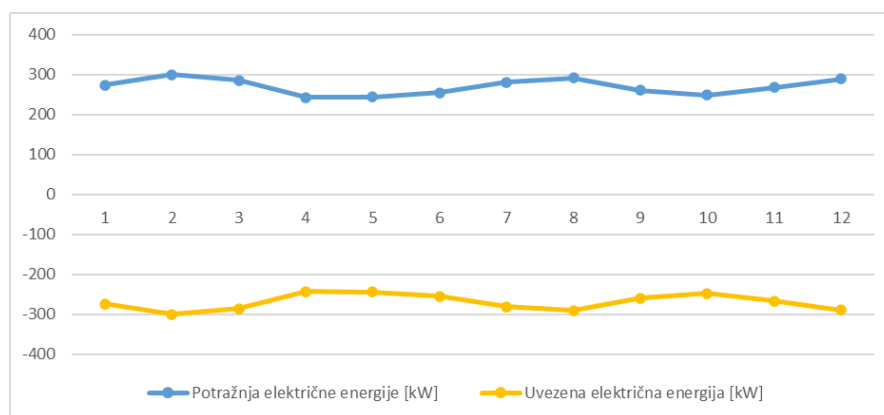
U prvom koraku razvoja pametnog energetskog sustava za Općinu Mrkopalj, potrebno je u programu EnergyPLAN definirati referentni scenarij za sve daljnje korake razvoja sustava. U kategoriju *Demand* upisuju se prikupljeni i ranije spomenuti podaci o potrošnji energije.

U potkategoriji *Electricity* potrebno je unijeti podatak o ukupnoj potrošnji električne energije kao i konstruiranu satnu distribuciju te potrošnje. Satna distribucija za svaku promatranu fizikalnu veličinu radi potreba programa mora sadržavati podatke za ukupno 366 dana. Taj problem riješen je tako da je zadnji dan u godini kopiran i dodan na kraju distribucije.

Što se tiče toplinske energije, podaci se unose u obliku krivulje potrošnje toplinske energije za grijanje i pripremu PTV-a i potrošenog goriva u potkategoriju *Heating*. Potrebno je uskladiti podatke o potrošenoj energiji iz goriva s iskoristivosti određenog toplinskog uređaja kako bi se korektno izračunala potrošnja goriva.

Podaci o energiji goriva za potrebe transporta unose se u polja potkategorije *Transport*.

Nakon unosa potrebnih podataka, pokretanjem simulacije dobivaju se rezultati proračuna. Za ovu simulaciju podaci su: potrošnja električne energije po mjesecima promatrane godine i ukupne emisije ugljikovog dioksida. Slika 4.2. prikazuje odnos između potražnje električne energije i uvezene energije koje su u ovom slučaju jednake, ali različitog predznaka. Slika prikazuje prosječne mjesečne vrijednosti potrebne električne snage.



Slika 4.2 Trenutno stanje električne energije Općine Mrkopalj

Potrebno je i ekonomski promotriti trenutno energetska stanje Općine. Potrebno je uračunati potrošenu električnu energiju i potrošeno gorivo u svrhu grijanja prostora i pripremu PTV-a kao i u svrhu transporta. Za potrebe ekonomskog proračuna, cijene goriva izražene su u mjernoj jedinici „€/kWh“. Također, EnergyPLAN generira i podatak o ukupnim emisijama ugljikovog dioksida. Unos podataka u EnergyPLAN prikazan je slikom 4.3. Ogrjevno drvo i peleti nemaju poseban unos nego se zajedno unose u kategoriji potrošnje biomase.

Individual Heating:

| GWh/year | Fuel Input | Efficiency Thermal | Heat Demand | Efficiency Electric |
|------------------------|------------|--------------------|-------------|---------------------|
| Distribution: | | | Heat | |
| toplinska_energija.txt | | | | |
| Coal boiler : | 0 | 1 | 0.00 | |
| Oil boiler : | 0.376 | 1 | 0.38 | |
| Ngas boiler : | 0 | 1 | 0.00 | |
| Biomass boiler : | 14.501 | 1 | 14.50 | |

Slika 4.3 Unos podataka goriva za toplinsku energiju grijanja i pripreme PTV-a [11]

Cijene električne energije računane su posebno za tri skupine. Prva skupina je električna energija u kućanstvima. Drugoj skupini pripada potrošnja električne energije zgrada komercijalnih i uslužnih djelatnosti kao i zgrada u vlasništvu Općine Mrkopalj i Primorsko-goranske županije. Treću skupinu čini potrošnja električna energija za javnu rasvjetu. Na podatke iz [31] primijenjen je porast potražnje električne energije od 3,25 % izračunat u potpoglavlju 3.2. prema [32]. Porast potrošnje električne energije u svakom sektoru proporcionalan je ukupnom navedenom porastu potrošnje.

Troškovi električne energije u kućanstvima prikazani su tablicom 4.1. Troškovi su računati prema [53] za bijeli tarifni model i polugodišnju potrošnju električne energije ispod 2.500 kWh zato što prema [31] prosječna godišnja potrošnja električne energije anketiranih kućanstava iznosi 3.692,80 kWh.

Udio električne energije više tarifne stavke određen je prema satnoj raspodjeli električne energije kao 63%, a udio električne energije niže tarifne stavke kao 37%. Cijene su preuzete prema [53] za period primjene od 1. siječnja 2023. godine.

Tablica 4.1 Godišnji troškovi električne energije za kućanstva [31,53]

| | Tarifa | Udio | Potrošnja električne energije [kWh] | Cijena (€/kWh) | Trošak [€] | Ukupni trošak [€] |
|-----------|--------|------|-------------------------------------|----------------|------------|-------------------|
| Kućanstvo | VT | 63% | 1.051.072,80 | 0,08 | 88.828,26 | 114.426,32 |
| | NT | 37% | 617.296,72 | 0,04 | 25.598,06 | |

Potrebno je na troškove prikazane u tablici 4.1 zbrojiti vrijednosti naknade za obračunsko mjerno mjesto i opskrbu kao i naknadu za obnovljive izvore i visokoučinkovitu kogeneraciju. Naknada za obračunsko mjerno mjesto i opskrbu računa se kao 1,11 € mjesečno, što godišnje iznosi 13,32 €. Naknada za obnovljive izvore i visokoučinkovitu kogeneraciju iznosi 0,014 €/kWh što ukupno daje 22.520,93 €. Konačni godišnji troškovi električne energije svih kućanstava s uračunatim naknadama iznose 136.960,57 €.

Sličan proračun izvršen je za zgrade u općinskom ili županijskom vlasništvu i zgrade komercijalnog i uslužnog sektora. Udio električne energije više i niže tarifne stavke pretpostavljen je kao u prethodnom proračunu. Cijene električne energije preuzete su iz tablice 1 prema [54] za period primjene od 1. siječnja 2023. godine. Usvojene su cijene električne energije za niski napon bijelog tarifnog modela. Tablica 4.2 prikazuje godišnje troškove električne energije općinskih, županijskih, javnih i komercijalnih zgrada.

Tablica 4.2 Godišnji troškovi električne energije općinskih, županijskih, javnih i komercijalnih zgrada [31,54]

| | Tarifa | Udio | Potrošnja električne energije [kWh] | Cijena (€/kWh) | Trošak [€] | Ukupni trošak [€] |
|--|--------|------|-------------------------------------|----------------|------------|-------------------|
| Zgrade komercijalnog i uslužnog sektora, zgrade u vlasništvu Općine i Županije | VT | 63% | 347.380,95 | 0,82 | 284.253,49 | 382.453,79 |
| | NT | 37% | 204.017,38 | 0,48 | 98.200,30 | |

Naknada za obnovljive izvore i visokoučinkovitu kogeneraciju računa se kao za kućanstava i ukupno iznosi 7.684,73 €. Ukupna godišnja naknada za obračunsko mjerno mjesto i opskrbu iznosi 55,80 € što dovodi do konačnih godišnjih troškova električne energije općinskih, županijskih, javnih i komercijalnih zgrada od 390.453,79 €.

Troškovi električne energije javne rasvjete prikazani su u tablici 4.3. Cijena električne energije za javnu rasvjetu preuzeta je iz tablice 1 prema [54] za žuti tarifni model.

Tablica 4.3 Godišnji troškovi električne energije javne rasvjete [31,54]

| | Potrošnja električne energije [kWh] | Cijena (€/kWh) | Trošak [€] |
|----------------|-------------------------------------|----------------|------------|
| Javna rasvjeta | 150.497,37 | 0,49 | 73.667,71 |

Godišnja naknada za obnovljive izvore i visokoučinkovitu kogeneraciju javne rasvjete iznosi ukupno 1.026,69 €. Ukupni troškovi električne energije javne rasvjete iznose 73.692,32 €.

Tablica 4.4 prikazuje prethodno izračunate troškove kao i ukupne troškove električne energije. Postojeći energetska sustav ne sadrži postrojenja za generiranje električne energije iz obnovljivih izvora, tako da se sva električna energija uvozi i plaća prema okvirnim proračunima troškova.

Tablica 4.4 Godišnji troškovi električne energije [31,53,54]

| | Trošak [€] |
|--|------------|
| Kućanstva | 136.960,57 |
| Zgrade komercijalnog i uslužnog sektora, zgrade u vlasništvu Općine i Županije | 390.194,33 |
| Javna rasvjeta | 73.692,32 |
| Ukupni troškovi električne energije | 600.847,22 |

Proračun troškova energenata za potrebe grijanja prostora ili pripreme PTV-a i energenata korištenih u transportu usvojen je prema [45]. Potrebno je definirati cijene energenata u mjernoj jedinici „€/kWh“ čiji će umnožak s ukupnom energijom sadržanom u potrošenim energentima rezultirati ukupnim troškovima. Cijena jednog kubnog metra ogrjevnog drva usvojena je iskustveno kao 40,00 €. Cijena jednog kilograma peleta usvojena je prema [55] kao 0,57 €.

Cijene jedne litre goriva za potrebe transporta (benzin, dizel, UNP) i loživog ulja za grijanje prostora i pripremu PTV-a izražene su za datum 12. listopada 2022. i usvojene prema [56].

Ekonomski proračun troškova svih energenata prikazan je u tablici 4.5.

Tablica 4.5 Troškovi energenata za slučaj prve simulacije

| | Ukupna potrošnja [kWh] | Cijena [€/kWh] | Ukupni trošak [€] |
|---------------------|------------------------|----------------|-------------------|
| Električna energija | 2.370.265,22 | / | 600.847,22 |
| Loživo ulje | 376.480,70 | 0,11 | 39.832,52 |
| Ogrjevno drvo | 13.794.370,34 | 0,021 | 287.042,60 |
| Peleti | 706.786,90 | 0,11 | 81.242,03 |
| Benzin | 1.537.081,97 | 0,16 | 245.933,12 |
| Dizel | 1.790.028,57 | 0,14 | 250.604,00 |
| UNP | 169.434,24 | 0,074 | 12.538,13 |
| | Ukupni trošak: | 1.518.039,62 | € |

Postoji mogućnost porasta cijene energenata za grijanje prostora i pripremu PTV-a kao i cijene energenata za potrebe transporta zbog inflacije, raznih poreza i slično. Iz tog razloga, tablice 4.6 i 4.7 prikazuju analizu osjetljivosti cijena energenata. Tablice prikazuju porast cijena do 50% početne cijene s korakom od 5%. Oznake „c“ prikazuju cijene energenata izražene u mjernoj jedinici „€/kWh“ a oznake „T“ prikazuju ukupni trošak energenta za određenu cijenu izražen u „€“. Indeks „og“ definira ogrjevno drvo, indeks „pe“ definira drvene pelete, a indeks „lu“ loživo ulje. Indeksom „be“ definiran je benzin, indeksom „di“ dizel, a indeksom „unp“ ukapljeni naftni plin“.

Tablica 4.6 Analiza osjetljivosti cijena energenata korištenih za grijanje prostora i pripremu PTV-a

| % | c _{og} [€/kWh] | T _{og} [€] | c _{pe} [€/kWh] | T _{pe} [€] | c _{lu} [€/kWh] | T _{lu} [€] |
|----|-------------------------|---------------------|-------------------------|---------------------|-------------------------|---------------------|
| 0 | 0,021 | 287.042,60 | 0,115 | 81.242,03 | 0,106 | 39.832,52 |
| 5 | 0,022 | 301.394,73 | 0,121 | 85.304,13 | 0,111 | 41.824,15 |
| 10 | 0,023 | 315.746,86 | 0,126 | 89.366,23 | 0,116 | 43.815,77 |
| 15 | 0,024 | 330.098,99 | 0,132 | 93.428,33 | 0,122 | 45.807,40 |
| 20 | 0,025 | 344.451,12 | 0,138 | 97.490,44 | 0,127 | 47.799,02 |
| 25 | 0,026 | 358.803,25 | 0,144 | 101.552,54 | 0,132 | 49.790,65 |
| 30 | 0,027 | 373.155,38 | 0,149 | 105.614,64 | 0,138 | 51.782,28 |
| 35 | 0,028 | 387.507,51 | 0,155 | 109.676,74 | 0,143 | 53.773,90 |
| 40 | 0,029 | 401.859,64 | 0,161 | 113.738,84 | 0,148 | 55.765,53 |
| 45 | 0,030 | 416.211,77 | 0,167 | 117.800,94 | 0,153 | 57.757,15 |
| 50 | 0,031 | 430.563,90 | 0,172 | 121.863,05 | 0,159 | 59.748,78 |

Tablica 4.7 Analiza osjetljivosti cijena energenata za potrebe transporta

| % | cbe [€/kWh] | Tbe [€] | c _{di} [€/kWh] | T _{di} [€] | C _{unp} [€/kWh] | T _{unp} [€] |
|----|-------------|------------|-------------------------|---------------------|--------------------------|----------------------|
| 0 | 0,160 | 245.933,12 | 0,140 | 250.604,00 | 0,074 | 12.538,13 |
| 5 | 0,168 | 258.229,77 | 0,147 | 263.134,20 | 0,078 | 13.165,04 |
| 10 | 0,176 | 270.526,43 | 0,154 | 275.664,40 | 0,081 | 13.791,95 |
| 15 | 0,184 | 282.823,08 | 0,161 | 288.194,60 | 0,085 | 14.418,85 |
| 20 | 0,192 | 295.119,74 | 0,168 | 300.724,80 | 0,089 | 15.045,76 |
| 25 | 0,200 | 307.416,39 | 0,175 | 313.255,00 | 0,093 | 15.672,67 |
| 30 | 0,208 | 319.713,05 | 0,182 | 325.785,20 | 0,096 | 16.299,57 |
| 35 | 0,216 | 332.009,71 | 0,189 | 338.315,40 | 0,100 | 16.926,48 |
| 40 | 0,224 | 344.306,36 | 0,196 | 350.845,60 | 0,104 | 17.553,39 |
| 45 | 0,232 | 356.603,02 | 0,203 | 363.375,80 | 0,107 | 18.180,29 |
| 50 | 0,240 | 368.899,67 | 0,210 | 375.906,00 | 0,111 | 18.807,20 |

Izgaranjem definiranih energenata nastaje određena količina dimnih plinova. Ugljikov dioksid nastao izgaranjem biomase (peleti i ogrjevno drvo) ne uzima se u obzir simulacijom jer se biomasa smatra obnovljivim gorivom.

Postoji mogućnost naplaćivanja emisija generiranog ugljikovog dioksida u bližoj budućnosti i u sektoru kućanstva zbog velikih generiranih količina i globalnog porasta temperature zbog povećanih koncentracija stakleničkih plinova u atmosferi. U nekim državama svijeta nametnut je porez na generirani ugljikov dioksid, i postoji mogućnost odluke Europske Unije o uvođenju ovog poreza kao što je opisano u članku [57]. Ukoliko se nastavi porast globalne temperature, porez na generirani CO₂ mogao bi se nametnuti svakom zagađivaču, tj. svakom kućanstvu koje za grijanje prostora i pripremu PTV-a koristi goriva koja nisu obnovljiva ili svakom korisniku prijevoznog sredstva koje koristi tradicionalna goriva. Pošto se u ovom radu rade projekcije budućeg razvoja energetskog sustava, potrebno je napomenuti da bi se ekonomskoj analizi mogli nadodati troškovi poreza na generirani ugljikov dioksid.

Izvještaj simulacije generiran programom EnergyPLAN nalazi se u prilogu ovog rada pod nazivom „1.simulacija“. Prema izvještaju, moguće je zaključiti da je sva potrebna električna energija uvezena i da su ukupne emisije ugljikova dioksida jednake 1.040 t.

4.2. Druga simulacija

U nastavku rada, postojeći energetska sustav je potrebno unaprijediti i nadograditi s ciljem povećanja energetske učinkovitosti, povećanja udjela obnovljivih izvora energije u ukupnoj potrošnji energije te smanjenja emisija stakleničkih plinova.

4.2.1 Toplinska energija

Zamjena kotlova na loživo ulje

Prvi korak optimizacije sustava grijanja je korištenje samo obnovljivih energenata i izvora energije. Usvaja se postojeći sustav lokalnog grijanja iz razloga što su energenti korišteni u pojedinačnim sustavima većinom obnovljivi. Prema [31], udio energije iz loživog ulja u ukupnoj potrošnji toplinske energije za grijanje i pripremu PTV-a iznosi samo 2,53%. Loživo ulje koriste zgrade komercijalnog i uslužnog sektora i zgrade u vlasništvu Općine i Županije.

Zgrade u vlasništvu Općine i Županije koje koriste loživo ulje su Osnovna škola i Dom zdravlja. Potrošnja loživog ulja u Osnovnoj školi iznosi $Q_{os}=176.869,09$ kWh, a u Domu zdravlja $Q_{dz}=10.222,24$ kWh.

Radi provedbe ekonomske analize, potrebno je odrediti snage kotlova na loživo ulje koji će se zamijeniti kotlovima na biomasu. Predviđa se ugradnja kotlova na drvene pelete. Ogrjevno drvo ekonomski je isplativije gorivo, ali korištenje ogrjevnog drva uzrokuje sječū šuma što nije povoljno s ekološkog aspekta.

Za proračun potrebne snage kotlova, korištena je satna raspodjela energije potrebne za grijanje prostora definirana u potpoglavlju 3.4.2. Priprema potrošne tople vode za navedene dvije zgrade se zanemaruje. Koriste se definirani stupanj-sati grijanja i postupak definiran u spomenutom potpoglavlju. Razlika u odnosu na prethodni proračun je ta što se količnik stupanj-sata grijanja za određen sat u godini i zbroja svih stupanj-sati grijanja u godini množi s potrošenom energijom iz loživog ulja za Osnovnu školu ili Dom zdravlja. Pomoću ovog postupka, moguće je izračunati potrebne snage kotlova za svaki sat u godini. Definiranjem maksimalno potrebne snage, moguće je usvojiti snagu kotla potrebnu za svaku od zgrada. Maksimalno potrebna satna snaga za zgradu Osnovne škole jednaka je 63,75 kW, a za Dom zdravlja ona iznosi 3,70 kW.

Usvojen je kotao maksimalne snage 70 kW za Osnovnu školu prema [58]. Zbog relativno niske vrijednosti potrebne snage kotla Doma zdravlja, usvaja se kotao snage 20 kW prema [59].

Isti postupak koristi se za utvrđivanje snage kotlova u komercijalnim i javnim zgradama. Razlika je u tome što je za općinske i županijske zgrade poznata potrošnja energije, dok je za komercijalne i javne zgrade toplinska energija za grijanje prostora pretpostavljena prema površinama grijanog prostora [31]. Potrošnja energija iz loživog ulja u javnim i komercijalnim zgradama iznosi $Q_{jik}=204.793,49$ kWh što dovodi do maksimalno potrebne snage od 73,82 kW. Za potrebe ekonomskog proračuna, usvojena su dva kotla snage 40 kW prema [60].

Investicijski troškovi izračunati su prema [58-60], a ukupni troškovi su 50% veći pretpostavljajući troškove ugradnje i potencijalne zamjene ili instalacije dodatnih dijelova potrebnih za rad sustava zbog prenamjene. Tablica 4.8 prikazuje definirane snage kotlova, investicijske i ukupne troškove zamjene kotlova na loživo ulje.

Tablica 4.8 Troškovi zamjene kotlova loživog ulja [58-60]

| | Snaga kotla [kW] | Investicijski trošak [€] | Ukupni trošak [€] |
|-----------------------------|------------------|--------------------------|-------------------|
| OŠ Mrkopalj | 70 | 2.521,40 | 3.782,10 |
| DZ Mrkopalj | 20 | 1.352,11 | 2.028,17 |
| Javne i komercijalne zgrade | 80 | 3.560,28 | 5.340,42 |

Kao što je napomenuto, razvojem energetskeg sustava na promatranj lokaciji predviđa se zamjena loživog ulja drvnim peletima pa je potrošnja energije iz loživog ulja u simulacijama nadodana na potrošnju energije iz drvnih peleta. Nova potražnja energije drvnih peleta nakon prethodne zamjene iznosi 1.083.267,60 kWh. Nova potražnja energije peleta uzima u obzir i stope promjene potražnje energenta definirane prema [32].

Energetska obnova obiteljskih kuća

Uštede toplinske energije primjenom mjera energetske obnove referentne kuće postavljanjem toplinske izolacije na vanjsku ovojnicu objekta i zamjenom postojećih otvora energetski učinkovitijima detaljno su obrađene u potpoglavlju 3.4.5. Rezultati proračuna primijenjeni su na kućanstva Općine Mrkopalj u određenom postotku za svaku simulaciju.

Prema proračunu iz potpoglavlja 3.4.5, potrebna toplinska energija za grijanje prostora prosječne goranske kuće prije mjera ušteda toplinske energije iznosila je $Q_{\text{god,pot}} = 33.409,24$ kWh. Nakon primjene mjera energetske obnove, godišnja potrebna toplinska energija iznosi $Q_{\text{god,pot,izo}} = 12.791,98$ kWh. Moguće je zaključiti da se potrebna toplinska energija za grijanje prostora za jedno kućanstvo smanjila za čak 61,71%. Toplinska energija potrebna za pripremu PTV-a ostala je nepromijenjena i jednaka je prije i nakon energetske obnove. Potrebno je napomenuti da su vrijednosti toplinske energije iz proračuna energetske obnove prosječne kuće iznosi potrebne energije za grijanje. Sve vrijednosti toplinske energije definirane SECAP-om su iznosi konačne ili isporučene energije koje uzimaju u obzir stupanj iskoristivosti određenog toplinskog uređaja i sustava grijanja.

Prema podacima navedenim u tablici 3.2, ukupna potražnja za toplinskom energijom na teritoriju Općine Mrkopalj 2030. g. procjenjuje se na $Q_{\text{uk,god}} = 14.877.638$ kWh, dok bi ukupna potražnja za toplinskom energijom u sektoru kućanstva, nakon smanjenja potrošnje prema [32], trebala iznositi $Q_{\text{kuć,uk,god}} = 13.368.179$ kWh.

Prosječna godišnja potrebna toplinska energija za grijanje prostora i pripremu PTV-a za jedno kućanstvo računa se tako da se ukupna potrebna toplinska energija u sektoru kućanstva podijeli s brojem kućanstva u Općini Mrkopalj koji iznosi 479 i jednaka je: $Q_{\text{god,pot,Mrk}} = 27.908,52$ kWh. Ukoliko se primijeni smanjenje potrebne količine toplinske energije od 61,71%, potrebna toplinska energija za jednu kuću Općine Mrkopalj nakon energetske obnove iznosi: $Q_{\text{god,pot,izo,Mrk}} = 10.685,82$ kWh. Razlika između potrebnih toplinskih energija za grijanje prostora i pripremu PTV-a prije i nakon energetske obnove kuće iznosi: $Q_{\text{Mrk,raz}} = 17.303,28$ kWh

Za potrebe druge simulacije, pretpostavljena je provedba mjera energetske obnove na 10% kuća u Općini Mrkopalj. Ukupan broj kuća iznosi 479, a za ovaj scenarij usvojen je broj od 50 kuća koje se energetski obavljaju. Ukoliko se razlika između potrebnih toplinskih energija za grijanje prostora i pripremu PTV-a prije i nakon energetske obnove kuće pomnoži s brojem obnovljenih kuća, ukupna potrebna toplinska energija za sektor kućanstva smanjuje se za 865.164,00 kWh, što rezultira novom ukupnom potrošnjom toplinske energije za Općinu Mrkopalj od $Q_{\text{uk,god}} = 14.012.473$ kWh.

Prema ekonomskoj analizi iz proračuna u potpoglavlju 3.4.5., ukupni troškovi energetske obnove referentne kuće iznose 14.500,00 €. Ukoliko se ova cijena primijeni na 50 kućanstava, ukupni troškovi energetske obnove za slučaj druge simulacije iznose 725.000,00 €.

4.2.2 Električna energija

Fotonaponske elektrane

Postojeći energetski sustav na području Općine Mrkopalj može se unaprijediti i izgradnjom fotonaponskih elektrana i njihovim postavljanjem na krovove kuća. U tablici 4.9 navedene su sve potrebne veličine za daljnje analize implementacije fotonaponskih elektrana u energetski sustav, a koje se temelje na istraživanjima provedenim u [39].

Tablica 4.9 Ulazni podaci za daljnja razmatranja implementacije fotonaponskih elektrana [39]

| | | |
|---|-----------|-----|
| Vršna snaga jedne fotonaponske elektrane | 3.850,00 | W |
| Pohrana energije jednog sustava | 1.000,00 | Ah |
| Pohrana energije jednog sustava | 24.000,00 | Wh |
| Troškovi bez pohrane energije (bez subvencija) | 5.238,50 | € |
| Troškovi s pohranom energije (bez subvencija) | 12.228,45 | € |
| Troškovi bez pohrane energije (sa subvencijama) | 2.095,41 | € |
| Troškovi s pohranom energije (sa subvencijama) | 4.963,86 | € |
| Godišnja potrošnja električne energije | 4.091,65 | kWh |

Potrebno je napomenuti da je sustav iz [39] projektiran za godišnju potrošnju energije od 4.091,65 kWh, a prosječna potrošnja električne energije za jedno kućanstvo prema [31] iznosi 3.373,55 kWh. Također, pri razmatranju razvoja postojećeg energetskog sustava u obzir su uzeti sustavi s i bez pohrane energije kao dvije različite opcije prikazani kao dvije različite simulacije. Za sektor kućanstva usvojen je trošak investicije u fotonaponsku elektranu s uračunatim državnim subvencijama. Potrebno je napomenuti da državne subvencije imaju definiran godišnji limit, stoga treba uzeti u obzir mogućnost ne primanja subvencija zbog prethodnog dosega limita subvencija.

Za potrebe provedbe simulacije ove faze razvoja energetskog sustava za Općinu Mrkopalj, usvojeno je postavljanje fotonaponskih elektrana na 10% kuća, odnosno usvojeno je postavljanje solarnih elektrana na krovove 50 kuća. Prema tablici 4.9, moguće je proračunati sve potrebne vrijednosti za ovih 50 fotonaponskih elektrana. Ukupna vršna snaga fotonaponskih elektrana iznosi 192,5 kW. Ukupni investicijski trošak za elektrane bez pohrane energije iznosi 104.770,50 €. Ukoliko bi se elektrane opremile i baterijama za pohranu energije uz usvojeni napon od 24 V [39], ukupni kapacitet

pohrane iznosio bi 50.000,00 Ah ili 1.200,00 kWh. Ukupni investicijski trošak za 50 elektrana s pohranom energije iznosio bi 248.193,00 €.

Prethodnim proračunom obuhvaćen je samo sektor kućanstava. Akcijski plan energetske održivosti razvitka i prilagodbe klimatskim promjenama za Općinu Mrkopalj [31] navodi podatak o potrošnji električne energije za 2021. godinu za sve zgrade u vlasništvu Općine Mrkopalj. Potrebna snaga fotonaponskih elektrana za cjelogodišnju opskrbu općinskih zgrada električnom energijom određena je približno, tako da je godišnja potrošnja električne energije pojedine zgrade podijeljena je s godišnjom potrošnjom električne energije kućanstva za koje je prema [39] dimenzioniran fotonaponski sustav. Potrebno je napomenuti da je ovaj proračun samo približan. Za točan proračun bilo bi potrebno poznavati sve uređaje koji u određenoj zgradi koriste električnu energiju kao i njihovu snagu i vrijeme djelovanja.

Tablica 4.10 prikazuje sve zgrade u vlasništvu Općine zajedno s njihovom potrošnjom električne energije, potrebnim brojem referentnih fotonaponskih sustava prema prethodno opisanom proračunu, ukupno instaliranu snagu pojedinog fotonaponskog sustava i ukupnu pohranu električne energije za slučaj simulacije u kojoj se koristi umreženi fotonaponski sustav s pohranom energije. Ukupni investicijski troškovi sustava fotonaponskih elektrana na krovovima općinskih zgrada bez pohrane energije procijenjeni su na 110.008,50 €, a ukupni investicijski troškovi s pohranom energije na 256.797,45 €.

Tablica 4.10 Fotonaponski sustavi za zgrade u vlasništvu Općine Mrkopalj [31,39]

| | Potrošnja električne energije [kWh] | Potreban broj sustava | Ukupno instalirana vršna snaga [kW] | Ukupna pohrana energije [Ah] | Ukupna pohrana energije [Wh] |
|----------------|-------------------------------------|-----------------------|-------------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| Zgrada općine | 26.576,88 | 7 | 26,95 | 7000 | 168000 |
| Dom kulture | 23.875,30 | 6 | 23,1 | 6000 | 144000 |
| Mrtvačnica | 7.513,45 | 2 | 7,7 | 2000 | 48000 |
| Svlačionice NK | 22.915,50 | 6 | 23,1 | 6000 | 144000 |
| Ukupno | 80.881,13 | 21 | 80,85 | 21.000 | 504.000 |

Sličan proračun proveden je i za zgrade komercijalnog i uslužnog sektora. Ne postoji podatak o potrošnji električne energije za svaku pojedinu zgradu, nego je taj podatak prikazan prema [31] kao cjelina. Iz tog razloga, usvojen je potreban broj fotonaponskih elektrana kao u proračunu općinskih zgrada za 10% ukupne potrošnje ovog sektora što iznosi 44.376,31 kWh. Ukupnu potrebnu snagu moguće je izračunati dijeljenjem definirane potrošnje s godišnjom potrošnjom električne energije kuće za koju je proračunat fotonaponski sustav prema [39]. Usvojeno je 11 sustava snage 3,85 kW.

Ukupno instalirana snaga fotonaponskih elektrana i ukupni troškovi s i bez pohrane energije za sva tri podsektora zgradarstva prikazani su u tablici 4.11. Investicijski troškovi fotonaponskih elektrana općinskih zgrada i zgrada komercijalnog i uslužnog sektora računati su bez državnih subvencija pošto se subvencije primjenjuju samo na zgrade podsektora kućanstva. Tablicom 4.11 prikazani su i ukupno instalirana snaga i ukupni troškovi postrojenja koji se usvajaju za potrebe ove simulacije i unose u programski alat EnergyPLAN.

Tablica 4.11 Snaga i troškovi fotonaponskih elektrana za potrebe druge simulacije

| | Ukupno instalirana snaga [kW] | Ukupni troškovi bez pohrane energije [€] | Ukupni troškovi s pohranom energije [€] |
|---|-------------------------------|--|---|
| Zgrade u vlasništvu općine i županije | 80,85 | 110.008,50 | 256.797,45 |
| Zgrade komercijalnog i uslužnog sektora | 42,35 | 57.623,50 | 134.512,95 |
| Zgrade kućanstava | 192,5 | 261.925,00 | 611.422,50 |
| Ukupno | 315,70 | 429.557,00 | 1.002.732,90 |

4.2.3 Transport

Sektor transporta moguće je modernizirati uvođenjem električnih automobila, koji ne koriste fosilna goriva i izravno ne emitiraju štetne plinove. Također, uvođenjem električnih vozila u razmatrani energetska sustav omogućilo bi se i njegovo balansiranje na način da bi se viškovi električne energije mogli koristiti za punjenje baterija u tim vozilima te, s druge strane, preuzimanje energije iz tih baterija kada je potrebno i moguće, tzv. *vehicle to grid*, V2G sustav.

Kao referentni automobil za potrebe ovog rada usvojen je Volkswagen ID3 prema [61] prikazan na slici 4.4.



Slika 4.4 Volkswagen ID3 [62]

Prema [62], usvojena je prosječna cijena referentnog automobila u iznosu od 40.000,00 €. Kao i u slučaju energetske obnove kuća i primjene obnovljivih izvora energije u sektoru kućanstva, i za nabavu električnih vozila moguće je primijeniti državnu subvenciju kojom se cijena smanjuje. Prema [63], za vozila koja spadaju u kategoriju od L1 do L7 i imaju električni pogon, moguće je ostvariti najveće postotno učešće od 40% ili maksimalan iznos od 9.442,73 €. Usvoji li se maksimalan iznos subvencije od 9.442,73 €, cijena automobila smanjuje se na 30.708,97 €. Taj iznos postaje ulazni podatak za daljnju ekonomsku analizu.

Radi provođenja simulacija uvođenja električnih automobila u energetske sustav u programu EnergyPLAN, potrebno je definirati kapacitet baterije automobila, snagu punjača i potrošnju energije za prijedenu udaljenost.

U radu je pretpostavljeno da se baterije srednjeg kapaciteta 60 kWh pune posebno u svakom kućanstvu punjačima snage 11 kW priključenim na izmjenični napon [62].

Prema [62], usvojena je prosječna potrošnja energije od 15 kWh na svakih 100 prijeđenih kilometara. Prosječna godišnja prijedena udaljenost osobnih benzinskih i dizelskih automobila procijenjena je prema [31] na 12.350 km. Vozila na UNP isključena su iz razmatranja zbog manje štetnosti nastale izgaranjem goriva. Usvojena ukupna godišnja potrošnja energije jednog električnog automobila jednaka je 1.852,5 kWh.

Za potrebe druge simulacije pretpostavljena je zamjena 10% automobila koji koriste dizelsko ili benzinsko gorivo električnima, što iznosi ukupno 46 automobila (po 23 s benzinskim i dizelskim motorom). Ukupna potrošnja energije svih električnih automobila procijenjena je na 82.215,00 kWh godišnje. U računalnom programu EnergyPLAN ukupan broj automobila na fosilna goriva odgovarajuće je smanjen, a broj električnih automobila uvećan za isti iznos.

Prosječna godišnja potrošnja energije vozila koja koriste dizelsko gorivo iznosi 9.163,29 kWh, a prosječna potrošnja energije vozila koja koriste benzinsko gorivo iznosi 6.451,50 kWh [31].

Nakon provedene zamjene, nova potražnja energije benzinskog goriva iznosi 1.388.697,47 kWh, a ona dizelskog goriva 1.579.272,90 kWh.

Potražnja za električnom energijom u svrhu transporta prikazana je u rezultatima simulacije u kategoriji *Flex. & Transp.* Za potrebe ekonomskog proračuna, novonastala potrošnja električne energije pribrojena je ukupnoj potrošnji električne energije u sektoru kućanstava.

Električna vozila pridružena su definiranom energetsom sustavu u programu EnergyPLAN prvom simulacijom pomoću distribucije i dodatnih detalja. Distribucija *EV_demand_smart* preuzeta je iz [64] za model Republike Hrvatske. Električna vozila povezana su na sustav pametnog punjenja, tako da se baterije automobila koriste u svrhu pohrane energije.

Slika 4.5 prikazuje podatke koje je potrebno unijeti u programski alat EnergyPLAN. Uneseni su podaci o ukupnom kapacitetu baterija i ukupnoj snazi punjača automobila. Iskoristivost prijenosa energije između mreže i baterija pretpostavljena je na 90%. Svi korišteni električni automobili povezani su na elektroenergetsku mrežu, a pretpostavlja se da je u periodima maksimalne potrošnje električne energije na mrežu priključena polovina ukupnog broja električnih automobila.

| Electric Vehicle Specifications | |
|--|-----------|
| Smart Charge Vehicles: | |
| Max. share of cars during peak demand: | 0.5 |
| Capacity of grid to battery connection: | 506 kW |
| Share of parked cars grid connected: | 1 |
| Efficiency (grid to battery) | 0.9 |
| Battery storage capacity | 2.760 MWh |
| Additional Specifications for Vehicle-to-Grid (V2G): | |
| Capacity of battery to grid connection | 506 kW |
| Efficiency (battery to grid) | 0.9 |

Slika 4.5 Definiranje električnih automobila u programu EnergyPLAN [11]

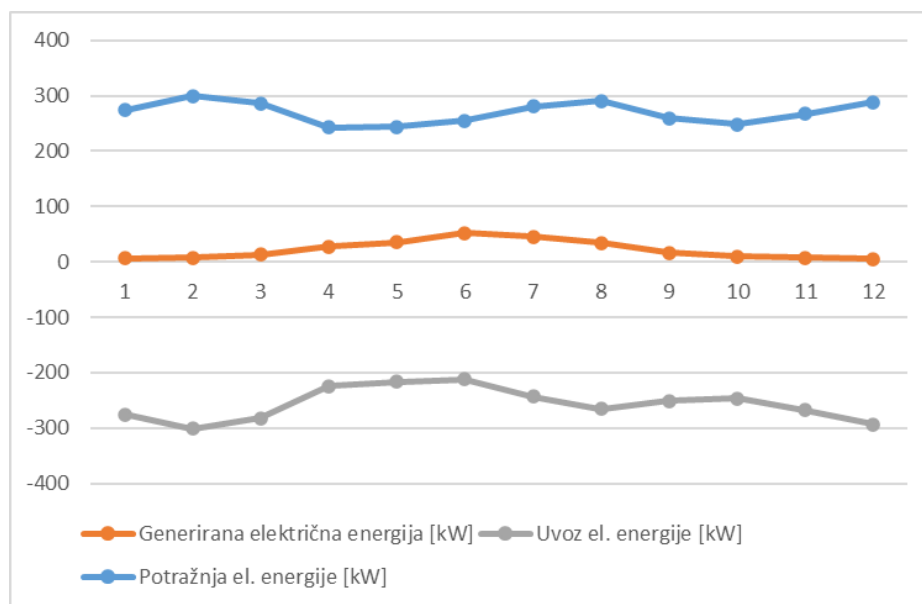
4.2.4 Rezultati simulacije i ekonomska analiza

Nakon što se sve predstavljene mjere unaprjeđenja energetskeg sustava unesu u programski alat EnergyPLAN kao nadogradnja sustava definiranog u prvoj simulaciji, moguće je utvrditi rezultate simulacije. Za drugu simulaciju odabrani su fotonaponski sustavi bez pohrane energije jer pohrana energije prema rezultatima simulacije nije potrebna. Prema izvješću simulacije „2simulacija“ iz priloga ovog rada, proizvedena električna energija puno je manjih vrijednosti od potrebne energije, tako da se sva proizvedena energija iskorištava i nema potrebe za pohranom energije.

Energetskom obnovom 10% privatnih (obiteljskih) kuća i zamjenom kotlova za loživo ulje promijenjena je potrošnja toplinske energije, a uvođenjem 46 električnih automobila u transportni sektor smanjen je ukupan broj automobila koji koriste konvencionalna goriva. Rezultat ovih mjera je smanjenje potrošnje toplinske energije u sektoru kućanstva za 6,5% i emisija ugljikovog dioksida za 20%. Također, sva toplinska energija generira se iz obnovljivih izvora energije prestankom korištenja loživog ulja.

Potražnja za električnom energijom raste zbog previđenog korištenja električnih automobila s 2,37 GWh godišnje na 2,45 GWh godišnje. Proizvedena godišnja električna energija fotonaponskim elektranama jednaka je 0,19 GWh godišnje što je relativno niska vrijednost u odnosu na potrošnju, no rezultati pokazuju da sustav ne izvozi energiju, što znači da se sva proizvedena energija iskoristi na prostoru Općine. Boljem iskorištavanju proizvedene energije doprinosi i pohrana energije pomoću pametnog punjenja električnih automobila.

Slika 4.6 prikazuje krivulju prosječne mjesečne potražnje za električnom energijom, krivulju generirane energije kao i krivulju ukupno uvezene energije tijekom godine. Može se zaključiti da je, očekivano, generiranje električne energije najveće tijekom ljetnih mjeseci i da proizvedena energija nije dovoljna za potrebe cijele Općine. Generirana električna energija donijet će godišnje uštede zbog manjeg uvoza električne energije.



Slika 4.6 Stanje električne energije za drugu simulaciju

Potrebno je izračunati nove troškove električne energije i energenata korištenih za grijanje prostora i pripremu PTV-a i energenata korištenih u transportu.

Troškovi električne energije računati su kao i u slučaju simulacije postojećeg energetskeg sustava. Novonastala potrošnja električne energije zbog električnih automobila pribrojena je ukupnoj potrošnji električne energije u sektoru kućanstava. Generiranjem električne energije na lokaciji, potreba za njezinim uvozom (preuzimanjem iz javne elektroenergetske mreže) smanjena je za 8%. Prema smanjenju uvoza električne energije od 8%, proporcionalno je smanjena uvezena energija u pojedinom sektoru kao što je prikazano u tablici 4.12. U tablici 4.13 navedeni su troškovi uvezene električne energije za slučaj druge simulacije. Prema tablici 4.13 moguće je zaključiti da se uvođenjem fotonaponskih elektrana u sustav smanjuje uvoz električne energije i ostvaruje ušteda od 39.649,31 €.

Tablica 4.12 Potražnja za električnom energijom i uvezena električna energija za slučaj druge simulacije

| | Potražnja el energije [kWh] | Uvezena el. energija [kWh] |
|----------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| Kućanstvo | 1.753.584,52 | 1.613.982,05 |
| Zgrade u vlasništvu općine | 106.578,95 | 98.094,22 |
| Javna rasvjeta | 150.497,37 | 138.516,31 |
| Privatnici | 444.819,38 | 409.407,41 |
| Ukupno | 2.455.480,22 | 2.260.000,00 |

Tablica 4.13 Troškovi uvezene električne energije za slučaj druge simulacije

| | Trošak [€] |
|--|------------|
| Kućanstva | 133.224,10 |
| Zgrade komercijalnog i uslužnog sektora, zgrade u vlasništvu Općine i Županije | 359.201,20 |
| Javna rasvjeta | 68.772,61 |
| Ukupni troškovi električne energije | 561.197,91 |

U tablici 4.14 prikazani su troškovi energenata za slučaj druge simulacije. U tablicu su unesene nove vrijednosti potrošnje energenata zajedno s pripadajućim troškovima. Potrošnja energenata smanjena je zbog uvedenih mjera energetske obnove zgrada, proizvodnje električne energije fotonaponskim elektranama i uvođenjem električnih automobila u energetske sustav. Potrošnja drvnih peleta porasla je zbog zamjene kotlova na loživo ulje onima loženim peletima.

Ukupni troškovi energenata smanjeni su u odnosu na postojeće stanje energetske sustava za ukupno 113.387,35 €. Taj iznos jednak je zaradi zbog uvođenja novih mjera (Z_{god}).

U tablici 4.15 navedeni su ukupni investicijski troškovi uvedenih mjera.

Tablica 4.14 Troškovi energenata za slučaj druge simulacije

| | Ukupna potrošnja [kWh] | Cijena [€/kWh] | Ukupni trošak [€] |
|---------------------|------------------------|----------------|-------------------|
| Električna energija | 2.260.000,00 | / | 561.197,91 |
| Ogrjevno drvo | 12.992.200,49 | 0,02 | 270.350,51 |
| Peleti | 1.020.273,46 | 0,11 | 117.275,92 |
| Benzin | 1.388.697,47 | 0,16 | 222.191,60 |
| Dizel | 1.579.272,90 | 0,14 | 221.098,21 |
| UNP | 169.434,24 | 0,07 | 12.538,13 |
| | | | |
| | Ukupni trošak: | | 1.404.652,28 |

Tablica 4.15 Investicijski troškovi za slučaj druge simulacije

| Investicijski troškovi | Trošak [€] |
|------------------------------|--------------|
| | |
| Toplinska obnova zgrada | 725.000,00 |
| Zamjena kotlova loživog ulja | 11.150,69 |
| Fotonaponske elektrane | 429.557,00 |
| Električni automobili | 1.412.604,19 |
| Ukupno | 2.578.311,88 |

Za sve stavke navedene u tablici 4.15, osim za energetska obnovu zgrada, potrebno je odrediti godišnje troškove održavanja, koji su procijenjeni na 3% investicijskih troškova, tj.:

$$T_0 = 0,03 \cdot I_{uk,beztop} \quad (4.1.)$$

$$T_0 = 0,03 \cdot 1.853.311,88 = 55.599,36 \text{ €}$$

Godišnja zarada umanjena je za vrijednost troškova održavanja prema jednadžbi (4.2.)

$$Z_{uk,god} = Z_{god} - T_0 \quad (4.2.)$$

$$Z_{uk,god} = 113.387,35 - 55.599,36 = 57.787,99 \text{ €}$$

Ukupni troškovi sadrže troškove Općine i Županije, privatnih osoba i mještana Općine Mrkopalj, ali za potrebe ovog rada svi troškovi su ujedinjeni. Prema [65] i [66], analiza isplativosti ulaganja računa se tako da se ukupni investicijski troškovi promatraju kao da pojedinac snosi troškove.

Prema jednadžbi (4.3) moguće je izračunati jednostavni period povrata investicije, tj. vrijeme koje je potrebno da se budućom zaradom podmire investicijski troškovi, a računa se tako da se ukupni investicijski troškovi podijele s ukupnom zaradom:

$$JPP = \frac{I_{uk}}{Z_{uk, god}} \quad (4.3.)$$

$$JPP = \frac{2.578.311,88}{57.787,99} = 44,61 \text{ god.}$$

Indeks profitabilnosti predstavlja odnos trenutne vrijednosti neto novčanih tokova i investicijskih troškova i prikazan je jednadžbom (4.4). Zarada je definirana kao neto vrijednost zbog toga što se prihod ostvaruje uštedama, tj. ne uzima se u obzir porez na dobitak. Projekt je prihvatljiv ako je indeks profitabilnosti veći od 1.

$$IP = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{Z_{uk, god}}{(1+k)^t}}{I_{uk}} \quad (4.4.)$$

$$IP = \frac{\sum_{t=1}^{25} \frac{57.787,99}{(1+0,06)^t}}{2.578.311,88} = 0,28$$

gdje je:

T = 25 godina, ekonomski životni vijek projekta

k = 6%, kamatna stopa prema [67].

Neto sadašnja vrijednost definirana je kao razlika između sadašnje vrijednosti novčanih primitaka i sadašnje vrijednosti novčanih izdanaka a izračunava se prema jednadžbi 4.5. Projekt je isplativ ako je vrijednost „NSV“ veća od nule.

$$NSV = \sum_{t=1}^T \frac{Z_{uk, god}}{(1+k)^t} - I_{uk} \quad (4.5)$$

$$NSV = \sum_{t=1}^{25} \frac{57.787,99}{(1+0,06)^t} - 2.578.311,88 = -1.839.587,42 \text{ €}$$

Indeks profitabilnosti manji je od 1, a neto sadašnja vrijednost je negativna, što ukazuje da projekt nije ekonomski isplativ. Potrebno je pronaći dodatni način zarade što bi bilo moguće ostvariti većim energetske projektom ili pomoću Europskih fondova.

4.3. Treća simulacija

Za daljnji napredak i isplativost energetske sustava potrebno je ostvariti dodatne prihode zbog neisplativosti energetske sustava prošle simulacije. Daljnjom primjenom istih mjera isplativost sustava dalje pada. Iz tog razloga, energetske slučaj prikazan trećom simulacijom uz dodatne mjere obuhvaća i vjetroelektranu opisanu u potpoglavlju 3.4.4.

4.3.1 Toplinska energija

Za daljnje unaprjeđenje i povećanje isplativosti ulaganja u energetske sustav potrebno je ostvariti dodatne prihode. Daljnjom primjenom istih mjera isplativost sustava dalje pada. Iz tog razloga, odlučeno je u energetske sustav implementirati i vjetroelektranu opisanu u potpoglavlju 3.4.4, te neke dodatne mjere, što je obuhvaćeno trećom simulacijom, čiji su rezultati prikazani u nastavku.

Energetska obnova privatnih (obiteljskih) kuća

Za potrebe provedbe druge simulacije pretpostavljena je energetska obnova 50 kuća. Sada se taj broj povećava na 100 zgrada. Prosječna godišnja potrošnja toplinske energije u jednoj kući iznosi, kao i ranije, $Q_{\text{god,pot,Mrk}} = 27.908,52$ kWh. Izračunom godišnje potrošnje energije za jedno kućanstvo uz primjenu predviđenih mjera energetske obnove, potrebna energija se smanjuje. Energetska obnova odnosi se na toplinski neizolirane kuće.

Primjenom rezultata proračuna energetske obnove ukupno 100 kuća, potrošnja toplinske energije smanjuje se za dodatnih 865.164,00 kWh, što rezultira novom ukupnom potrošnjom toplinske energije od $Q_{\text{uk,god}} = 13.147.309,94$ kWh i novom ukupnom potrošnjom toplinske energije u sektoru kućanstava od $Q_{\text{kuć,uk,god}} = 11.637.851,28$ kWh.

Ukoliko se ukupni trošak energetske obnove jedne kuće od 14.500,00 € primijeni na 100 kućanstava, ukupni troškovi energetske obnove za slučaj treće simulacije iznose 1.450.000,00 €.

Dizalice topline

Kao što je spomenuto ranije u radu, sva generirana toplinska energija može se smatrati obnovljivom energijom zbog korištenja biomase kao goriva. Zbog velikog udjela ogrjevnog drva u ukupnoj potrošnji energenata, predviđeno je da se jedan dio toplinske energije generira dizalicama topline.

Zamišljena je ugradnja dizalica topline u kuće na koje su u prošloj simulaciji instalirane fotonaponske elektrane i koje su energetske obnovljene. Korištenjem kombinacije fotonaponskih elektrana i dizalica topline, proizvedena električna energija koristi se dizalicama topline veoma učinkovito za proizvodnju toplinske energije. Investicija u instalacije s dizalicama topline i fotonaponskim elektranama zbog velikih troškova investicije pretpostavljena je u imućnijim kućanstvima u Općini Mrkopalj.

Potrebna snaga dizalica topline računa se slično kao u prošlom poglavlju pri zamjeni kotlova koji koriste loživog ulja kao gorivo onima koji koriste drvene pelete. Pomoću razlika vanjskih temperatura i referentne temperature grijanog prostora, moguće je odrediti potrebnu snagu dizalice topline za svaki sat u godini i prema maksimalnoj snazi odabrati određenu dizalicu topline koja se postavlja u definirani broj domova.

Za proračun je korištena godišnje potrebna toplinska energija za jedno energetske obnovljeno kućanstvo ($Q_{\text{god,pot,izo,Mrk}} = 10.685,82 \text{ kWh}$) a razlika u odnosu na proračun potrebne snage kotlova loživog ulja je ta što se proračunom snage dizalica topline uzima u obzir i potrebna toplinska energija za pripremu PTV-a.

Prema proračunu, usvojena je dizalica topline vršne snage 12 kW. Odabrana dizalica topline je „Fuji SET 12 kW“ prema [68] prikazana slikom 4.7.

Cijena odabrane dizalice topline iznosi 2.500 €, a uzimajući u obzir i troškove postavljanja dizalice topline i prenamjene postojećeg sustava grijanja i pripreme potrošne tople vode u kućanstvu pretpostavljen je dvostruko veći ukupan trošak od 5.000 €.

Pod uvjetom dobivanja državne subvencije od 60% prema [40], troškovi ugradnje jedne dizalice topline iznose 2.000 €, a ukupni troškovi ugradnje dizalica topline u pretpostavljenih 50 kućanstava iznose 100.000 €. Potrebno je napomenuti da će planirana ugradnja dizalice topline uzrokovati porast potražnje za električnom energijom u kućanstvu. Usvojena vrijednost faktora grijanja za potrebe programa EnergyPLAN iznosi 2,5.



Slika 4.7 Dizalica topline "Fuji Air 12 kW" [68]

4.3.2 Električna energija

Energija vjetra

Najveća promjena u energetsom sustavu u odnosu na prethodnu simulaciju je pretpostavljena gradnja vjetroelektrane opisane u potpoglavlju 3.4.4. Zamišljena snaga vjetroelektrane „Poljička kosa“ iznosi 19,8 MW, a Općina Mrkopalj kao investitor raspolagala bi s 9,9 MW snage. Ukupni investicijski troškovi izračunati su na temelju usporedbe s vjetroelektranom „Korlat“ i iznose 11.330.000,00 €. Satna raspodjela potrebna za program EnergyPLAN definirana je za 1 kW snage odabranih vjetroturbina.

Predviđena snaga vjetroelektrane rezultirat će većom proizvodnjom električne energije u odnosu na potražnju cjelokupne Općine. Prodajom viška proizvedene električne energije, Općina Mrkopalj može steći dodatnu zaradu kojom može poticati ostale energetske projekte na svom teritoriju. Također, smanjuje se potreba za uvozom električne energije iz mreže pa se smanjuju i troškovi, što rezultira dodatnim ekonomskim uštedama.

Fotonaponske elektrane

U odnosu na prethodnu simulaciju, kada je pretpostavljena implementacija određenog broja fotonaponskih elektrana postavljenih na krovove privatnih kuća, općinskih i županijskih zgrada, kao i komercijalnih zgrada, u energetske sustav, za potrebe treće simulacije planirana je dodatna izgradnja još 50 fotonaponskih elektrana na krovovima privatnih kuća i 11 elektrana za potrebe zgrada javnog i uslužnog sektora prema proračunima prikazanim u potpoglavlju 4.2. Energija proizvedena fotonaponskim elektranama služi za uravnoteženje energetske mreže i, prema potrebi, određeni broj njih može se opremiti i odgovarajućom pohranom energije u svrhu dodatnog smanjenja uvoza energije, što je razmotreno u sljedećoj simulaciji.

Ukupno instalirana snaga i ukupni trošak izgradnje fotonaponskih elektrana za potrebe treće simulacije prikazani su u tablici 4.16.

Tablica 4.16 Snaga i troškovi fotonaponskih elektrana za potrebe treće simulacije

| | Ukupno instalirana snaga [kW] | Ukupni troškovi bez pohrane energije [€] | Ukupni troškovi s pohranom energije [€] |
|---|-------------------------------|--|---|
| Zgrade u vlasništvu općine i županije | 80,85 | 110.008,50 | 256.797,45 |
| Zgrade komercijalnog i uslužnog sektora | 84,70 | 115.247,00 | 269.025,90 |
| Zgrade kućanstava | 385,00 | 523.850,00 | 1.222.845,00 |
| Ukupno | 550,55 | 749.105,50 | 1.748.668,35 |

4.3.3 Transport

U sektoru transporta, u ovoj simulaciji je pretpostavljena zamjena dodatnih 42 automobila s motorom s unutrašnjim izgaranjem električnim automobilima. Ukupan broj električnih automobila na cestama Općine Mrkopalj prema proračunima za potrebe treće simulacije iznosi 88. Pretpostavljena je zamjena 23 benzinska i 23 dizelska automobila, što rezultira novim potražnjama energije definiranih goriva. Nova potražnja dizelskog goriva iznosi 1.386.843,81 kWh, a nova potražnja benzinskog goriva iznosi 1.253.215,97 kWh.

Ukupna snaga svih punjača električnih automobila iznosi 968 kW a ukupni kapacitet baterije iznosi 5.280 kWh. Potrošnja električne energije električnih automobila iznosi 163.020,00 kWh a ukupni troškovi investicije u 88 električnih automobila iznosi 2.702.373,24 €.

4.3.4 Rezultati simulacije i ekonomska analiza

Svi prethodno opisani podaci unijeti su u programski alat EnergyPLAN kako bi se provela treća simulacija. Rezultati simulacije detaljno su prikazani u izvješću „3.simulacija“ u prilogu.

Treća simulacija obuhvaća energetska obnovu ukupno 100 zgrada, zamjenu kotlova na loživo ulje i ugradnju dizalica topline u svih 50 kuća za koje je predviđena i izgradnja fotonaponske elektrane. Rezultat tih mjera je smanjenje potrošnje toplinske energije u sektoru kućanstava za 13%. Također, emisije ugljikovog dioksida smanjene su za 29% u odnosu na početno stanje, tj. u odnosu na postojeće stanje energetskog sustava. Smanjenje emisija u odnosu na prethodnu simulaciju je nešto manje zbog toga što se uzima u obzir samo smanjenje emisija zbog promjena u transportnom sektoru.

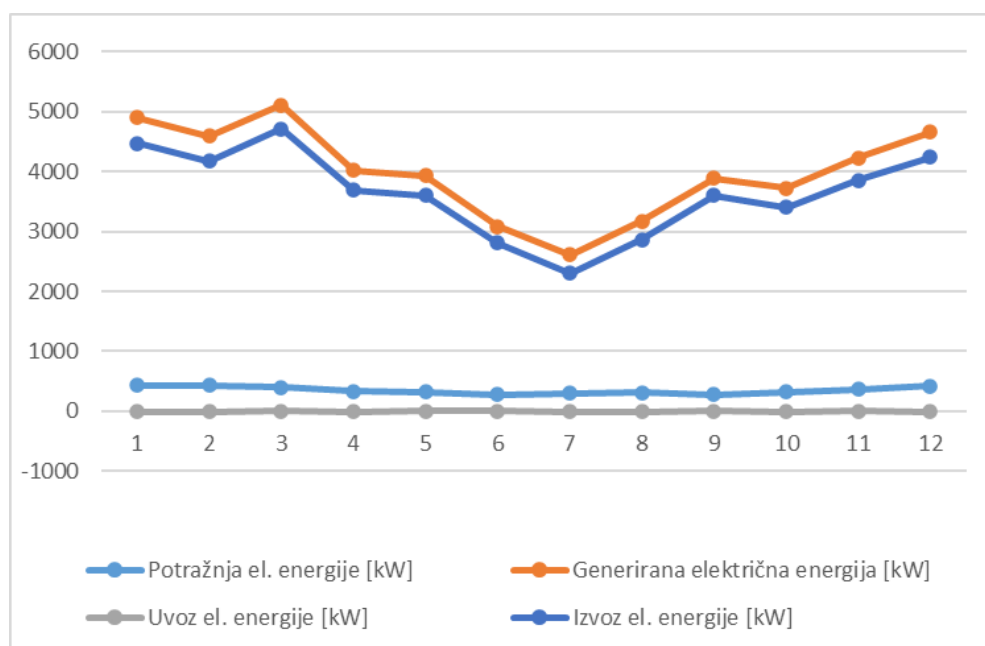
Ukupna potražnja za električnom energijom porasla je s 2,37 GWh na 2,74 GWh godišnje zbog uvođenja električnih automobila i dizalica topline. Zbog uvođenja vjetroelektrane, samo 0,02 GWh električne energije godišnje se uvozi, a izvozi se čak 32,32 GWh. Usporedbom s vjetroelektranom „Korlat“ moguće je zaključiti da je dobivena realna vrijednost generirane električne energije.

Pohrana energije u baterijama električnih automobila dodatno smanjuje uvoz energije. Izvoz električne energije generirane vjetroelektranom donosi određene prihode što je detaljnije utvrđeno ekonomskom analizom.

Slika 4.8 prikazuje uvezenu i izvezenu električnu energiju kao i ukupnu potražnju za električnom energijom.

Prema slici je moguće zaključiti da je generirana energija mnogo većih vrijednosti nego potražnja električne energije, što rezultira velikim količinama izvezene energije.

Uvoz električne energije gotovo da se može zanemariti. U sljedećoj simulaciji, integriranjem pohrane energije u sustav pokušat će se uvoz energije dovesti do minimalne vrijednosti.



Slika 4.8 Stanje električne energije za treću simulaciju

U tablici 4.17 prikazana je uvezena električna energija prema pojedinom sektoru koja se dijeli prema definiranim odnosima prvom simulacijom. Uvezena električna energija jednaka je 0,02 GWh godišnje koja se dijeli po pojedinom sektoru.

Tablica 4.17 Potražnja električne energije i uvezena električna energija za slučaj treće simulacije

| | Potražnja el energije [kWh] | Uvezena el. energija [kWh] |
|----------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| Kućanstvo | 1.668.369,52 | 14.077,49 |
| Zgrade u vlasništvu općine | 106.578,95 | 899,30 |
| Javna rasvjeta | 150.497,37 | 1.269,88 |
| Privatnici | 444.819,38 | 3.753,33 |
| Ukupno | 2.370.265,22 | 20.000,00 |

U tablici 4.18. dan je pregled izračunatih troškova uvezene električne energije prema pojedinom sektoru kao i troškova ukupne uvezene električne energije, koji su mnogo manji nego kod prve i druge simulacije.

Tablica 4.18 Troškovi uvezene električne energije za slučaj treće simulacije

| | Trošak [€] |
|---|------------|
| Kućanstva | 1.195,91 |
| Zgrade komercijalnog i uslužnog sektora, zgrade u vlasništvu Općine i Županije | 3.413,75 |
| Javna rasvjeta | 654,91 |
| Ukupni troškovi električne energije | 5.264,57 |

Tablica 4.19 prikazuje ukupne troškove pojedinog energenta. U tablici je prikazana i ukupna proizvedena toplinska energija dizalicama topline samo radi usporedbe udjela toplinske energije proizvedene dizalicama topline prema toplinskoj energije drvnih peleta i ogrjevnog drva. Potrošnja ogrjevnog drva smanjila se uvođenjem dizalica topline, dok se potrošnja benzinskog i dizelskog goriva smanjila zbog uvođenja električnih automobila u energetske sustav.

Ukupni troškovi energenata smanjeni su za 752.904,84 € u odnosu na postojeći energetske sustav prikazan prvom simulacijom najvećim dijelom zbog smanjenja uvoza električne energije.

Tablica 4.19 Troškovi energenata za slučaj treće simulacije

| | Ukupna potrošnja [kWh] | Cijena [€/kWh] | Ukupni trošak [€] |
|---------------------|------------------------|----------------|-------------------|
| Električna energija | 20.000,00 | / | 5.264,57 |
| Ogrjevno drvo | 11.659.768,82 | 0,02 | 242.624,37 |
| Dizalice topline | 530.261,81 | / | / |
| Peleti | 957.279,31 | 0,11 | 110.035,03 |
| Benzin | 1.253.215,97 | 0,16 | 200.514,56 |
| Dizel | 1.386.843,81 | 0,14 | 194.158,13 |
| UNP | 169.434,24 | 0,07 | 12.538,13 |
| Ukupni trošak: | | 765.134,78 | € |

Ukupni investicijski troškovi veći su u odnosu na slučaj druge simulacije za čak 14.937.977,15 € zbog uvođenja dizalica topline, dodatne toplinske obnove zgrada kućanstva, dodatnih električnih automobila i fotonaponskih elektrana a najvećim dijelom zbog uvođenja vjetroelektrane u postojeći energetska sustav. Investicijski troškovi prikazani su tablicom 4.20. Potrebno je izračunati isplativost ovog sustava.

Tablica 4.20 Investicijski troškovi za slučaj treće simulacije

| Investicijski troškovi | Trošak [€] |
|------------------------------|---------------|
| Toplinska obnova zgrada | 1.450.000,00 |
| Zamjena kotlova loživog ulja | 11.150,69 |
| Fotonaponske elektrane | 749.105,50 |
| Električni automobili | 2.702.373,24 |
| Dizalice topline | 100.000,00 |
| Vjetroelektrana | 11.330.000,00 |
| Ukupno | 16.342.629,43 |

Isplativost sustava računa se kao kod prethodne simulacije. Prvo je potrebno izračunati troškove održavanja sustava koji iznose 3% troškova ukupne investicije:

$$T_0 = 0,03 \cdot I_{uk,beztop} \quad (4.6.)$$

$$T_0 = 0,03 \cdot 14.892.629,43 = 446.778,88 \text{ €}$$

Godišnja zarada zbog smanjenja troškova energenata za slučaj treće simulacije iznosi: $Z_{god,en} = 752.904,84 \text{ €}$.

Godišnja zarada izvezeno proizvedene električne energije vjetroelektranom računata je prema pretpostavljenoj prodajnoj cijeni od 0,023 € po kWh izvezeno energije. Cijena je usvojena prema radu [69]. Zbog pretpostavljene cijene, provedena je analiza osjetljivosti utjecaja prodajne cijene električne energije na isplativost sustava.

Zarada zbog prodaje električne energije vjetroelektrana prikazana je jednadžbom 4.7.

$$Z_{god,prod,bruto} = E_{iz} \cdot C_{prod} \quad (4.7.)$$

$$Z_{god,prod,bruto} = 32.320.000,00 \cdot 0,023 = 750.730,02 \text{ €}$$

gdje je:

E_{iz} – ukupna izvezena električna energija [kWh]

C_{prod} – pretpostavljena prodajna cijena proizvedene električne energije vjetroelektranom [€/kWh]

Godišnja neto zarada računa se umanjivanjem godišnje bruto zarade za vrijednost poreza na dobit koji iznosi 10% prema [70] prema jednadžbi (4.8.):

$$Z_{god,prod,neto} = Z_{god,prod,bruto} - 0,1 \cdot Z_{god,prod,bruto} \quad (4.8.)$$

$$Z_{god,prod,neto} = 750.730,02 - 0,1 \cdot 750.730,02 = 675.657,02 \text{ €}$$

Ukupna godišnja neto zarada jednaka je zbroju neto zarade prodane električne energije i zarade zbog smanjenja potrošnje energenata umanjениh za vrijednost godišnjih troškova održavanja što je prikazano jednadžbom (4.9.):

$$Z_{uk,god,prod,neto} = Z_{god,prod,neto} + Z_{god,en} - T_0 \quad (4.9.)$$

$$Z_{uk,god,neto} = 675.657,02 + 752.904,84 - 446.660,73 = 981.782,98 \text{ €}$$

Jednadžbom (4.10.) prikazan je jednostavni period povrata, odnos ukupnih troškova investicije i godišnje neto zarade:

$$JPP = \frac{I_{uk}}{Z_{uk,god,neto}} \quad (4.10.)$$

$$JPP = \frac{16.342.629,43,94}{981.782,98} = 16,64 \text{ god.}$$

Indeks profitabilnosti za slučaj treće simulacije prikazan je jednadžbom (4.11.) a neto sadašnja vrijednost jednadžbom (4.12.):

$$IP = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{Z_{uk,god,neto}}{(1+k)^t}}{I_{uk}} \quad (4.11.)$$

$$IP = \frac{\sum_{t=1}^{25} \frac{981.782,98}{(1+0,06)^t}}{16.342.629,43,94} = 0,77$$

$$NSV = \sum_{t=1}^T \frac{Zuk, god, neto}{(1+k)^t} - I_{uk} \quad (4.12)$$

$$NSV = \sum_{t=1}^{25} \frac{981.782,98}{(1 + 0,06)^t} - 16.342.629,94$$

$$NSV = -3.792.147,91 \text{ €}$$

Moguće je zaključiti da je indeks profitabilnosti manji od 1, a neto sadašnja vrijednost negativne je vrijednosti što ukazuje na to da projekt nije prihvatljiv. Tablicom 4.21 prikazana je analiza osjetljivosti promjene prodajne cijene električne energije generirane vjetroelektranom. Tablica prikazuje kako se mijenjaju vrijednosti ukupne godišnje neto zarade, jednostavnog perioda povrata, indeksa profitabilnosti i neto sadašnje vrijednosti s obzirom na promjenu prodajne cijene električne energije. Analiza obuhvaća promjene širokog spektra zbog pretpostavljene prodajne cijene električne energije. Moguće je zaključiti da bi projekt bio isplativ pri prodajnoj cijeni električne energije od 0,0302 €/kWh. Potrebno je još jednom napomenuti kako su u ukupne investicijske troškove uključeni svi troškovi na području Općine te ukoliko bi se računali samo troškovi koje podmiruje Općina, bilo bi potrebno ponoviti proračun.

Tablica 4.21 Analiza osjetljivosti promjene prodajne cijene električne energije

| % | C _{prod} [€/kWh] | Zuk, god, neto [€] | JPP [god] | IP | NSV [€] |
|------|---------------------------|--------------------|-----------|--------|---------------|
| -50% | 0,0116 | 681.490,97 | 23,98 | 0,5331 | -7.630.887,61 |
| -40% | 0,0139 | 756.563,97 | 21,60 | 0,5918 | -6.671.202,69 |
| -30% | 0,0163 | 831.636,98 | 19,65 | 0,6505 | -5.711.517,76 |
| -20% | 0,0186 | 906.709,98 | 18,02 | 0,7092 | -4.751.832,83 |
| -10% | 0,0209 | 981.782,98 | 16,65 | 0,7680 | -3.792.147,91 |
| 0% | 0,0232 | 981.782,98 | 16,65 | 0,768 | -3.792.147,91 |
| 10% | 0,0256 | 1.131.928,99 | 14,44 | 0,8854 | -1.872.778,05 |
| 20% | 0,0279 | 1.207.001,99 | 13,54 | 0,9441 | -913.093,12 |
| 30% | 0,0302 | 1.282.074,99 | 12,75 | 1,0029 | 46.591,80 |

4.4. Četvrta simulacija

Četvrtom i finalnom simulacijom obuhvaćena je još jedna opcija modeliranja energetske sustava Općine Mrkopalj. Fokus ove simulacije je daljnje optimiziranje energetske sustava s ciljem energetske neovisnosti, tj. uvezena električna energija dovedena je na nultu vrijednost. Dodatnim uvođenjem svih definiranih mjera energetske sustav je dodatno unaprijeđen s ekološkog pogleda.

4.4.1 Toplinska energija

Energetska obnova kuća

Za potrebe treće simulacije predviđena je energetska obnova ukupno 100 kuća. Sada se pretpostavlja obnova još 60 kuća, čime ukupan broj energetske obnovljenih kućanstava raste na 160, što predstavlja jednu trećinu kuća na području Općine Mrkopalj.

Smanjenjem toplinskih gubitaka za ukupno 62% i prema prosječnoj godišnjoj potrošnji toplinske energije za jedno kućanstvo od : $Q_{\text{god,pot,Mrk}} = 27.908,52 \text{ kWh}$, nova potražnja za toplinskom energijom u sektoru kućanstva iznosi $Q_{\text{kuć,uk,god}} = 10.599.654,47 \text{ kWh}$, dok je nova ukupna godišnja potražnja za toplinskom energijom jednaka $Q_{\text{uk,god}} = 12.109.113,13 \text{ kWh}$.

Troškovi energetske obnove trećine kućanstava na području Općine iznose 2.320.000,00 €.

Dizalice topline

U prethodnom proračunu energetske sustava usvojeno je 50 sustava grijanja dizalicama topline u kućanstvima koja imaju instalirane fotonaponske elektrane na krovovima. Za potrebe ove simulacije, pretpostavljena je ugradnja sustava s dizalicom topline u svih 100 kućanstava koja imaju postavljene fotonaponske elektrane. Potrebno je napomenuti da je fotonaponski sustav projektiran za sustav koji ne koristi dizalicu topline tako da se jedan dio električne energije uvozi. Poboljšanje sustava bilo bi projektiranje fotonaponske elektrane prema potražnji električne energije s uračunatom potrošnjom dizalice topline.

Kao što je napomenuto, pretpostavlja se ugradnja fotonaponske elektrane i dizalicom topline u 100 kućanstva. Snaga grijanja jedne dizalice topline jednaka je 12 kW, dok je potražnja za toplinskom

energijom za jedno kućanstvo jednaka: $Q_{\text{god,pot,izo,Mrk}} = 10.685,82$ kWh. Ukupna proizvedena toplinska energija dizalicama topline iznosi $Q_{\text{uk,diz}} = 1.018.650,71$ kWh. Dizalice topline projektirane su u sustave koji koriste ogrjevno drvo kao energent za grijanje prostora i pripremu PTV-a. Ukupni trošak dizalica topline prema proračunu prikazanom u potpoglavlju 5.3. iznosi 200.000,00 €.

4.4.2 Električna energija

Zbog proizvodnje električne energije vjetroelektranom definiranom prošlom simulacijom, nije potrebna dodatna proizvodnja fotonaponskim elektranama. Fotonaponske elektrane definirane su za pojedina kućanstva koja koriste dizalice topline. Za potrebe četvrte simulacije, sva fotonaponska postrojenja definirana su kao umrežena s pohranom energije. Pohrana energije koristi se za smanjenje uvoza električne energije zajedno s „V2G“ pohranom i bolje iskorištenje proizvedene energije u sektoru kućanstva zbog definiranih dizalica topline. Fotonaponski sustavi s pohranom energije iziskuju veća ulaganja zbog visoke cijene pohrane energije što je prikazano u tablici 4.22.

Tablica 4.22 Ukupno instalirana snaga i troškovi fotonaponskih sustava za potrebe četvrte simulacije

| | Ukupno instalirana snaga [kW] | Troškovi [€] |
|---|----------------------------------|--------------|
| Zgrade u vlasništvu općine i županije | 80,85 | 256.797,45 |
| Zgrade komercijalnog i uslužnog sektora | 84,7 | 269.025,90 |
| Zgrade kućanstava | 385 | 1.222.845,00 |
| Ukupno | 550,55 | 1.748.668,35 |

Pohrana električne energije u programu EnergyPLAN definirana je u kategoriji *Balancing and Storage*. Potrebno je unijeti podatke u polja *Electricity storage* u potkategoriji *Electricity*. Podaci koje je potrebno unijeti su snage punjenja i pražnjenja baterija kao i ukupni kapacitet. Također, ova polja odnose se na sve vrste pohrane električne energije. Pretpostavljena je iskoristivost pohrane energije jednaka 90% te snaga punjenja i pražnjenja jednaka 500 kW prema ukupnoj snazi postrojenja. Ukupni kapacitet pohrane energije jednog fotonaponskog sustava jednak je 54 kWh, što rezultira ukupnim kapacitetom svih fotonaponskih sustava od 3.432 kWh ili 3,432 MWh.

4.4.3 Transport

U odnosu na 88 električnih automobila koji su zamijenili automobile na fosilna goriva u prethodnoj simulaciji, sada je pretpostavljena zamjena još 28 automobila. Ukupan broj električnih automobila jednak je 116, što iznosi otprilike četvrtinu od početnih vozila koja koriste benzinsko i dizelsko gorivo. Ovim mjerama značajno su smanjene emisije u transportnom sektoru dok zadržavaju neku realnu vrijednost broja automobila zbog relativno siromašnog stanovništva i visokih cijena električnih automobila.

Nova potražnja benzinskog goriva iznosi 1.162.894,97 kWh, a nova potražnja dizelskog goriva iznosi 1.258.557,75 kWh.

Nova ukupna snaga svih punjača električnih automobila iznosi 1.276 kW a ukupni kapacitet baterija iznosi 6.960 kWh. Potrošnja električne energije električnih automobila u svrhu četvrte simulacije iznosi 214.890,00 kWh a ukupni troškovi investicije svih 116 električnih automobila iznose 3.562.219,27 €.

4.4.4 Rezultati simulacije i ekonomska analiza

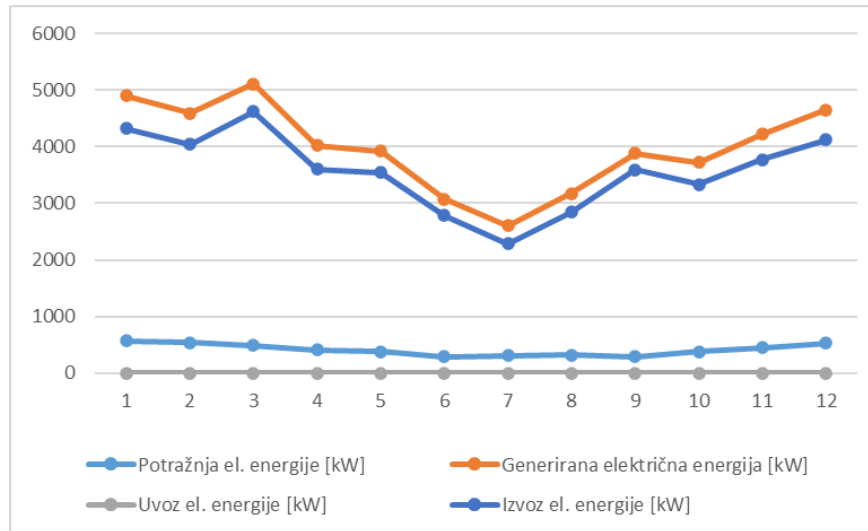
Detaljni rezultati četvrte simulacije prikazani su u izvješću „4.simulacija“ koje se nalazi u prilogu.

Četvrta simulacija obuhvaća energetska obnovu trećine svih kuća, zamjenu kotlova na loživo ulje i ugradnju dizalica topline u svih 100 kuća za koje je predviđena i izgradnja fotonaponske elektrane. Sve fotonaponske elektrane opremljene su i baterijama za pohranu električne energije prema [39].

Implementacijom tih mjera ostvareno je smanjenje potrošnje toplinske energije u sektoru kućanstva za 20%. Emisije ugljikovog dioksida smanjene su za 35% u odnosu na postojeće stanje. Zbog smanjenja potrošnje biomase kao goriva, smanjene su i emisije dimnih plinova.

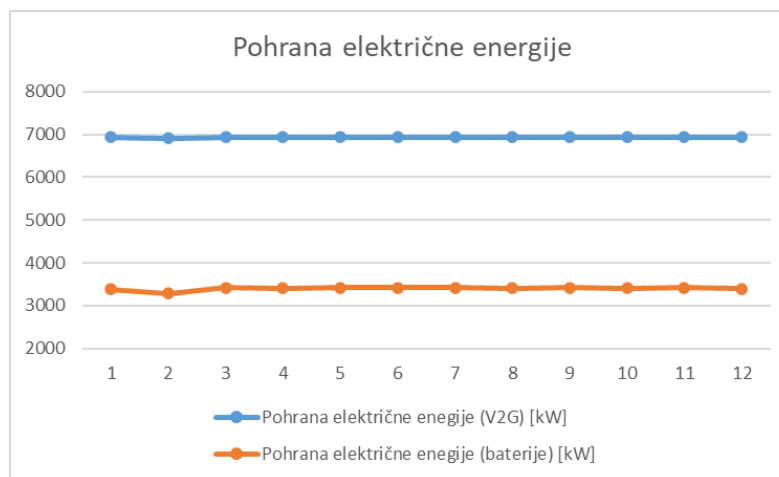
Ukupna potražnja za električnom energijom porasla je s 2,37 GWh na 2,99 GWh godišnje zbog dodatnog uvođenja električnih automobila i dizalica topline. Zbog uvođenja pohrane energije, nema potrebe za dodatnim uvozom električne energije, nego je sva generirana električna energija upravo s područja Općine Mrkopalj. Izvezena električna energija proizvedena vjetroelektranom zbog povećane potražnje energije je nešto manjeg iznosa s obzirom na rezultate prethodne simulacije i iznosi 32,04 GWh godišnje.

Slika 4.9 prikazuje uvezenu i izvezenu električnu energiju kao i ukupnu potražnju električne energije za četvrtu simulaciju. Uvezena električna energija jednaka je nuli što je omogućeno korištenjem dodatne pohrane energije dok je izvezena električna energija nešto manje ukupne vrijednosti zbog povećane potražnje.



Slika 4.9 Stanje električne energije za četvrtu simulaciju

Slika 4.10 prikazuje srednje mjesečne vrijednosti pohrane energije u baterijama fotonaponskih elektrana i baterijama električnih automobila. Zbog velikih vrijednosti proizvedene energije, pohrana je u svakom trenutku pri maksimalnim vrijednostima, tj. ne postoji trenutak u godini kad je pohrana ispražnjena zbog velike potražnje električne energije.



Slika 4.10 Pohrana električne energije za četvrtu simulaciju

Ukupni troškovi prema pojedinom korištenom energentu za četvrtu simulaciju prikazani su u tablici 4.23. Troškovi električne energije jednaki su nuli jer nema potrebe za uvozom električne energije. Toplinska energija generirana dizalicama topline prikazana je samo radi usporedbe, a potrošnja ostalih energenata smanjena je zbog energetske obnove zgrada, primjene dizalica topline i električnih automobila.

Ukupni troškovi energenata za stanje nakon četvrte simulacije smanjeni su za 829.463,14 € u odnosu na trenutno energetske stanje Općine.

Tablica 4.23 Troškovi energenata za slučaj treće simulacije

| | Ukupna potrošnja [kWh] | Cijena [€/kWh] | Ukupni trošak [€] |
|-----------------------|------------------------|----------------|-------------------|
| Električna energija | 0,00 | / | 0,00 |
| Ogrjevno drvo | 10.208.776,10 | 0,02 | 212.431,13 |
| Dizalice topline | 1.018.650,71 | / | / |
| Peleti | 881.686,33 | 0,11 | 101.345,95 |
| Benzin | 1.162.894,97 | 0,16 | 186.063,20 |
| Dizel | 1.258.557,75 | 0,14 | 176.198,08 |
| UNP | 169.434,24 | 0,07 | 12.538,13 |
| Ukupni trošak: | | | |
| | | 688.576,49 | € |

Investicijski troškovi veći su u odnosu na prošlu simulaciju zbog dodanih dizalica topline, električnih automobila i energetske obnove zgrada. Investicijski troškovi fotonaponskih elektrana značajno su veći u odnosu na prošlu simulaciju zbog korištene pohrane energije. Investicijski troškovi prikazani su u tablici 4.24.

Tablica 4.24 Investicijski troškovi za slučaj četvrte simulacije

| Investicijski troškovi | Trošak [€] |
|------------------------------|----------------------|
| Toplinska obnova zgrada | 2.320.000,00 |
| Zamjena kotlova loživog ulja | 11.150,69 |
| Fotonaponske elektrane | 1.748.668,35 |
| Električni automobili | 3.562.219,27 |
| Dizalice topline | 200.000,00 |
| Vjetroelektrana | 11.330.000,00 |
| Ukupno | 19.172.038,31 |

Troškovi održavanja sustava jednaki su 3% troškova ukupne investicije i prikazani jednadžbom (4.13):

$$T_0 = 0,03 \cdot I_{uk,beztop} \quad (4.13.)$$

$$T_0 = 0,03 \cdot 16.848.099,82 = 505.561,15 \text{ €}$$

Zarada zbog prodaje električne energije vjetroelektrane za slučaj četvrte simulacije prikazana je jednadžbom (4.14.):

$$Z_{god,prod,bruto} = E_{iz} \cdot C_{prod} \quad (4.14.)$$

$$Z_{god,prod,bruto} = 32.040.000,00 \cdot 0,023 = 744.226,17 \text{ €}$$

Godišnja neto zarada prodaje električne energije proizvedene vjetroelektranom računa se prema jednadžbi (4.15.)

$$Z_{god,prod,neto} = Z_{god,prod,bruto} - 0,1 \cdot Z_{god,prod,bruto} \quad (4.15.)$$

$$Z_{god,prod,neto} = 744.226,17 - 0,1 \cdot 744.226,17 = 669.803,56 \text{ €}$$

Ukupna godišnja neto zarada prikazana je jednadžbom (4.16.)

$$Z_{uk,god,prod,neto} = Z_{god,prod,neto} + Z_{god,en} - T_0 \quad (4.16.)$$

$$Z_{uk,god,neto} = 669.803,56 + 829.463,14 - 505.561,15 = 993.705,54 \text{ €}$$

Jednadžbom (4.17.) prikazan je jednostavni period povrata za slučaj četvrte simulacije.

$$JPP = \frac{I_{uk}}{Z_{uk,god,neto}} = \frac{19.172.038,31}{993.705,54} = 19,29 \text{ god.} \quad (4.17.)$$

Indeks profitabilnosti za slučaj četvrte simulacije prikazan je jednadžbom (4.18.) a neto sadašnja vrijednost jednadžbom (4.19.)

$$IP = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{Z_{uk,god,neto}}{(1+k)^t}}{I_{uk}} \quad (4.18.)$$

$$IP = \frac{\sum_{t=1}^{25} \frac{993.705,54}{(1+0,06)^t}}{19.172.038,31} = 0,66$$

$$NSV = \sum_{t=1}^T \frac{Z_{uk,god,neto}}{(1+k)^t} - I_{uk} \quad (4.19)$$

$$NSV = \sum_{t=1}^{25} \frac{993.705,54}{(1+0,06)^t} - 19.172.038,31 = -6.469.146,42 \text{ €}$$

Projekt nije ekonomski prihvatljiv zbog negativne neto sadašnje vrijednosti i indeksa profitabilnosti manjeg od 1. Kao i u slučaju prošle simulacije, potrebno je analizirati promjenu ukupne zarade, jednostavnog perioda povrata, indeksa profitabilnosti i neto sadašnje vrijednosti za različite cijene prodajne električne energije proizvedene vjetroelektranom.

Tablica 4.25 prikazuje analizu osjetljivosti prodajne cijene električne energije. Prema tablici je moguće zaključiti da bi projekt bio isplativ s porastom prodajne cijene električne energije od 70%.

Tablica 4.25 Analiza osjetljivosti promjene prodajne cijene električne energije za četvrtu simulaciju

| % | C _{prod} [€/kWh] | Z _{uk,god,neto} [€] | JPP [god] | IP | NSV [€] |
|------|---------------------------|------------------------------|-----------|------|----------------|
| -50% | 0,012 | 613.068,76 | 31,27 | 0,41 | -11.334.961,99 |
| -40% | 0,014 | 687.491,38 | 27,89 | 0,46 | -10.383.591,17 |
| -30% | 0,016 | 761.914,00 | 25,16 | 0,51 | -9.432.220,34 |
| -20% | 0,019 | 836.336,61 | 22,92 | 0,56 | -8.480.849,52 |
| -10% | 0,021 | 910.759,23 | 21,05 | 0,61 | -7.529.478,69 |
| 0% | 0,023 | 993.705,54 | 19,29 | 0,66 | -6.469.146,42 |
| 10% | 0,026 | 1.059.604,47 | 18,09 | 0,71 | -5.626.737,04 |
| 20% | 0,028 | 1.134.027,08 | 16,91 | 0,76 | -4.675.366,22 |
| 30% | 0,030 | 1.208.449,70 | 15,86 | 0,81 | -3.723.995,39 |
| 40% | 0,033 | 1.282.872,32 | 14,94 | 0,86 | -2.772.624,57 |
| 50% | 0,035 | 1.357.294,94 | 14,13 | 0,91 | -1.821.253,74 |
| 60% | 0,037 | 1.431.717,55 | 13,39 | 0,95 | -869.882,92 |
| 70% | 0,039 | 1.462.568,03 | 13,11 | 1,00 | 81.487,91 |

4.5. Usporedba simulacija

Nakon provedene četiri različite simulacije za četiri različite razine energetskeg sustava, potrebno je usporediti rezultate te odabrati optimalno idejno energetske rješenje za Općinu Mrkopalj.

U tablici 4.26 vidljive su razlike između simulacija prema mjerama kojima je definiran svaki energetske sustav. Tablica služi za predodčenje koliko je zapravo energetske sustav unaprijeđen u odnosu na njegovu prethodnu inačicu i postojeće stanje.

Pod energetske obnovljenim kućanstvima smatra se broj energetske obnovljenih kuća.

Dizalice topline usvojene su prema [68]. Pretpostavljena je ugradnja dizalica toplina u energetske obnovljene kuće na koje su ugrađeni i fotonaponske sustavi. Fotonaponske elektrane proračunate su prema [39] i broj fotonaponskih elektrana u tablici 4.26 prikazuje broj referentnih sustava snage 3,85 kW.

Referentni električni automobil usvojen je kao Volkswagen „ID3“ prema [61] i broj u tablici predstavlja broj električnih automobila dodanih za potrebe simulacija.

Kotlovi na loživo ulje zamijenjeni su kotlovima na drvene pelete za općinske zgrade, dok je broj kotlova zamijenjenih u zgradama komercijalnog i uslužnog sektora pretpostavljen kao dva kotla snage 40 kW zbog nedostupnosti podataka.

Tablica 4.26 Usporedba simulacija u odnosu na dodane energetske mjere

| | 1. simulacija | 2. simulacija | 3.simulacija | 4.simulacija |
|---------------------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|
| Energetske obnovljena kućanstva | 0 | 50 | 100 | 160 |
| Dizalice topline | 0 | 0 | 50 | 100 |
| Fotonaponske elektrane | 0 | 82 | 143 | 143 |
| Električni automobili | 0 | 46 | 88 | 116 |
| Kotlovi loživog ulja | 4 | 0 | 0 | 0 |

U tablici 4.27. prikazana je usporedba rezultata simulacija prema raznim čimbenicima.

Ekološki najbitniji parametar je smanjenje emisija plinova nastalih izgaranjem fosilnih goriva. Emisije plinova smanjuju se od prve do četvrte simulacije i u slučaju četvrte simulacije emisije su najmanje. Prema ovom parametru, četvrta simulacija najpogodnija je što se tiče ekologije.

Potražnja za toplinskom energijom smanjuje se svakom simulacijom zbog energetske obnove kuća. Potražnja za toplinskom energijom smanjila bi se u još većoj mjeri energetskom obnovom zgrada u vlasništvu Općine i Županije i zgrada komercijalnog i uslužnog sektora. Zbog nepostojanja podataka, energetska obnova tih zgrada nije razmotrena.

Potražnja za električnom energijom raste od prve do četvrte simulacije zbog predviđene ugradnje dizalica topline i korištenja električnih automobila. Povećanjem proizvodnje električne energije vjetroelektranom u trećoj i četvrtoj simulaciji, potražnja električne energije je zadovoljena proizvodnjom. Dodatnim izvozom proizvedene električne energije ostvaruje se zarada koja povećava isplativost sustava. Zbog pretpostavljene prodajne cijene električne energije, koristi se analiza osjetljivosti za prikaz ovisnosti godišnje zarade i postojećih investicijskih troškova za pojedinu simulaciju.

Korištenjem električnih automobila, kao što je prikazano u tablici 4.26, smanjuje se potražnja za fosilnim gorivima u transportnom sektoru. Nakon zamjene kotlova na loživo ulje, samo smanjenje potražnje za fosilnim gorivima utječe na smanjenje emisija ugljikovog dioksida zbog toga što se kao energent za grijanje prostora i pripremu PTV-a koristi isključivo biomasa.

Tablica 4.27 Usporedba simulacija u odnosu na rezultate pojedine simulacije

| | 1. simulacija | 2. simulacija | 3.simulacija | 4.simulacija |
|--|---------------|---------------|--------------|--------------|
| Emisije CO ₂ [kt] | 1,04 | 0,83 | 0,74 | 0,68 |
| Smanjenje emisija CO ₂ [%] | / | 20,19 | 28,85 | 34,62 |
| Potražnja toplinske energije [GWh/god] | 14,88 | 14,01 | 13,15 | 12,11 |
| Smanjenje potražnje toplinske energije [%] | / | 5,82 | 11,63 | 18,61 |
| Potražnja električne energije [GWh/god] | 2,37 | 2,45 | 2,74 | 2,99 |
| Povećanje potražnje električne energije [%] | / | 3,38 | 15,61 | 26,16 |
| Uvoz električne energije [GWh/god] | 2,37 | 2,26 | 0,02 | 0,00 |
| Izvoz električne energije [GWh/god] | / | 0,00 | 32,32 | 32,04 |
| Potražnja goriva za potrebe transporta [GWh/god] | 3,50 | 3,14 | 2,81 | 2,59 |
| Smanjenje potražnje goriva za potrebe transporta [%] | / | 10,29 | 19,71 | 26,00 |

Zaključno, prema tablicama 4.26 i 4.27, varijante energetske sustava prikazane drugom, trećom i četvrtom simulacijom povoljnije su nego postojeći energetski sustav zbog uvođenja proizvodnje energije obnovljivim izvorima energije, smanjenja potrošnje toplinske energije za grijanje prostora i pripremu PTV-a i korištenja električnih automobila, što uzrokuje smanjenu potrošnju naftnih derivata u transportnom sektoru i smanjene emisije plinova. Također, može se zaključiti da je energetski sustav obuhvaćen četvrtom simulacijom najpovoljniji zbog najmanje emisije plinova, najmanje potražnje za toplinskom energijom, eliminiranja potrebe za uvozom električne energije i značajnog izvoza električne energije proizvedene vjetroelektranom.

Moguće je zaključiti da se sve tri razmatrane izvedbe energetske sustava ne mogu smatrati u potpunosti pametnim energetske sustavima. Pametni energetski sustavi mora biti 100% obnovljiv. Energetski sustavi obuhvaćeni drugom, trećom i četvrtom simulacijom koriste 100% obnovljive sustave toplinske energije zbog korištenja biomase kao goriva ili korištenja dizalica topline. Također, svi definirani energetski sustavi koriste barem jedan oblik pohrane energije, „V2G“ pohranu ili pohranu energije u baterijama. U energetskom sustavu razmatranom četvrtom simulacijom, uz toplinsku energiju i električna energija može se smatrati u potpunosti obnovljivom.

Problem u realizaciji pametnog energetskog sustava predstavlja transportni sektor. Teoretski, sva vozila mogla bi se zamijeniti električnim vozilima ili čak vozilima koja koriste vodik kao gorivo. Električna vozila još uvijek su relativno visoke cijene. Uz dodatnu mogućnost državnih i eventualno općinskih subvencija, nije realno očekivati da će u bližoj budućnosti električni automobili u potpunosti zamijeniti tradicionalne automobile, pogotovo u ruralnom i relativno siromašnom kraju. Također, za 100% obnovljiv sustav bilo bi potrebno zamijeniti i sva teretna vozila na području općine. Iz ekonomskog pogleda, 100% obnovljiv transportni sektor u ruralnoj općini trenutno i u bližoj budućnosti nije prihvatljiv zbog potrebe visokih investicija građanstva.

U tablici 4.28 prikazani su rezultati ekonomske analize sustava.

Investicijski troškovi energetskog sustava treće i četvrte simulacije značajno su većeg iznosa s obzirom na investicijske troškove druge simulacije zbog vjetroelektrane. Investicijski troškovi četvrte simulacije većeg su iznosa od investicijskih troškova treće simulacije zbog dodatnih električnih automobila, energetski obnovljenih zgrada, primjene dizalica topline i najvećim dijelom zbog korištenja fotonaponskih sustava s pohranom energije.

Zarada energetskog sustava prikazanog drugom simulacijom ovisi samo o smanjenju korištenja energenata te je iz tog razloga nadopunjena pripadajućom analizom osjetljivosti. Zarada energetskih sustava obuhvaćenih trećom i četvrtom simulacijom najvećim dijelom ovisi o prodajnoj cijeni proizvedene električne energije a manjim dijelom o smanjenju korištenja energenata. Zarada ovisi i o troškovima održavanja sustava koji su usvojeni kao 3% ukupnih investicijskih troškova.

Tablica 4.28 Ekonomska usporedba energetskih sustava definiranih simulacijama

| | 1. simulacija | 2. simulacija | 3.simulacija | 4.simulacija |
|----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Ukupna godišnja neto zarada [€] | 0 | 57.787,99 | 1.064.883,81 | 1.014.492,30 |
| Investicijski troškovi [€] | 0 | 2.578.311,88 | 16.342.629,43 | 19.172.038,31 |
| Jednostavni period povrata [god] | 0 | 44,62 | 14,56 | 16,91 |
| Indeks profitabilnosti | 0 | 0,29 | 0,83 | 0,68 |
| Neto sadašnja vrijednost [€] | 0 | -1.839.587,42 | -2.729.840,43 | -6.203.421,89 |

Prema tablici 4.28, moguće je zaključiti da je najisplativiji energetski sustav onaj razmatran u trećoj simulaciji zbog najmanje vrijednosti jednostavnog perioda povrata i najveće vrijednosti indeksa profitabilnosti. Energetski sustav prikazan četvrtom simulacijom ne zaostaje mnogo ekonomski za energetskim sustavom treće simulacije dok je energetski sustav druge simulacije ekonomski daleko neisplativ. Potrebno je još jednom napomenuti da su ekonomske analize vršene za cijelo područje općine kao cjeline te da bi odvajanjem općinskih troškova od privatnih troškova isplativost sigurno porasla.

Nakon ekološke i ekonomske analize, moguće je zaključiti da je odabrano energetsko rješenje energetski sustav prikazan četvrtom simulacijom. Razlog odabira tog energetskog rješenja je taj što je sustav najkompleksniji, ima najviše primijenjenih energetskih mjera, dvije vrste pohrane energije, nepostojan uvoz električne energije i značajnu količinu izvezene električne energije, najmanju potražnju toplinske energije i potražnju goriva za potrebe transporta kao i najmanju količinu emisija ugljikova dioksida. Prema ekonomskim pokazateljima, ovaj energetski sustav nešto je lošiji od energetskog sustava treće simulacije, ali je najbliže rješenje istinskom pametnom energetskom sustavu.

5. ZAKLJUČAK

Iz ekoloških razloga, korištenje obnovljive energije u bližoj budućnosti bit će neophodno. Daljnjim istraživanjem i raznim subvencijama i regulativama, obnovljivi izvori energije u bližoj budućnosti trebali bi biti sve isplativiji i sve više korišteni.

Najviša razina obnovljivosti je primjena pametnog energetskeg sustava na razinu ruralne općine, grada, županije, države ili cijelog svijeta. U ovom radu pokušala se približiti ideja pametnog energetskeg sustava i primjene istog na postojeći energetskeg sustav ruralne općine Gorskog kotara.

Korištena su tri idejna rješenja energetskeg sustava i postojeći energetskeg sustav kako bi se prikazala ekološka promjena uz pripadajuću ekonomsku analizu.

Energetskeg sustav prikazan drugom simulacijom je najjednostavniji, obuhvaća korištenje fotonaponskih elektrana na krovovima zgrada i potiče se povezivanje u energetske zajednice radi bolje iskoristivosti proizvedene električne energije, dok se sva toplinska energija na području općine proizvodi pomoću obnovljivih energenata. Također, određena kućanstva prolaze kroz toplinsku obnovu i dodaju se električni automobili na ceste općine koji su povezani s energetskeg mrežom u okviru pametnog punjenja. Energetskeg sustavi treće i četvrte simulacije poboljšavaju postojeće mjere predstavljene drugom simulacijom i dodaju nove energetske ideje u obliku grijanja dizalicama topline kućanstava s postojećim fotonaponskim elektranama. Dodanom vjetroelektranom proizvodi se električna energija čijom se prodajom ostvaruju dodatni prihodi.

Odabrano rješenje je energetskeg sustav prikazan četvrtom simulacijom. Definirani sustav najbliže je rješenje pametnom energetskeg sustavu. Proizvedena električna energija i toplinska energija za potrebe grijanja i pripreme PTV-a u potpunosti su obnovljive i koriste se dvije vrste pohrane energije kao i pametno dijeljenje energije. Zaključeno je da je elektrifikacija transportnog sektora na području ruralne općine trenutno neisplativa što ovaj energetskeg sustav ne čini istinski pametnim. Za potrebe ovog rada, prikazana je elektrifikacija jedne trećine transportnog sektora. Moguća nadopuna rada i daljnje istraživanje moglo bi se vršiti u budućnosti s padom cijena električnih vozila.

Energetskeg sustavi prikazani drugom i trećom simulacijom također nisu odbačeni nego su opcije za projektiranje sustava koji nije definiran kao pametni energetskeg sustav.

Ideja rada je približiti korištenje obnovljive energije svim općinama i gradovima koji bi mogli prema idejnim rješenjima ovog rada projektirati sličan, obnovljiv energetskeg sustav.

LITERATURA

- [1] Fond za zaštitu okoliša i energetska učinkovitost, s interneta, <https://www.fzoeu.hr/hr/obnovljivi-izvori-energije/7573>, 2022.
- [2] Europska agencija za okoliš, s interneta, <https://www.eea.europa.eu/hr/signals/eea-signali-2017-oblikovanje-buducnosti/clanci/energija-u-europi-2013-stanje-stvari>, 2022.
- [3] Nationalgrid.com, s interneta, <https://www.nationalgrid.com/stories/energy-explained/history-of-energy-UK>, 2022.
- [4] Enciklopedija.hr; Globalno zagrijavanje, s interneta, <https://www.enciklopedija.hr/natuknica.aspx?ID=22331>, 2022.
- [5] Vijeće Europske unije; Pariški sporazum, s interneta, <https://www.consilium.europa.eu/hr/policies/climate-change/paris-agreement/>, 2022.
- [6] HUPFAS.hr; EU klimatske ambicije “Fit for 55”, s interneta, <https://www.hupfas.hr/eu-klimatske-ambicije-fit-for-55/>, 2022.
- [7] Vijeće Europske unije; Europski zeleni plan, s interneta, <https://www.consilium.europa.eu/hr/policies/green-deal/>, 2022.
- [8] IEA.org; Europe energy supply, s interneta, <https://www.iea.org/regions/europe>, 2022.
- [9] Euroheat.org, s interneta, <https://www.euroheat.org/policy/dhc-market-outlook.html>, 2022.
- [10] IEA.org; Total final energy consumption in the transport sector in the Net Zero Scenario, 2010-2030, s interneta, <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/total-final-energy-consumption-in-the-transport-sector-in-the-net-zero-scenario-2010-2030>, 2022.
- [11] EnergyPLAN.eu, s interneta, <https://www.energyplan.eu/smartenergysystems/>, 2022.
- [12] Lund, H.: “Renewable Energy Systems. A Smart Energy Systems Approach to the Choice and Modeling of 100% Renewable Solutions“, Academic Press, 2014.
- [13] Electrical-Technology.com, s interneta, <https://www.electrical-technology.com/2019/05/what-is-smart-grid-its-overview-and-advantages.html>, 2022.
- [14] FLEXIS.wales, s interneta, <https://www.flexis.wales/research-item/wp9-smart-thermal-energy-grid-prof-hr-thomas/>, 2022.

- [15] Wolf, I.: „Fotonaponski sustavi“, materijali uz kolegij Obnovljivi Izvori Energije, Tehnički Fakultet u Rijeci, Rijeka, 2022.
- [16] Duić, N., Krajačić, G., Carvalho, M. G.: „RenewIslands methodology for sustainable energy and resource planning for islands“, 2008.
- [17] Ecoportal.me, s interneta, <https://www.ecoportal.me/reverzibilne-hidroelektrane/>, 2022.
- [18] Virta.global, s interneta, <https://www.virta.global/vehicle-to-grid-v2g>, 2022.
- [19] Energy.gov, s interneta, <https://www.energy.gov/oe/activities/technology-development/grid-modernization-and-smart-grid/demand-response>, 2022.
- [20] Krajačić, G.: „The role of energy storage in planning of a 100% renewable energy systems“, Fakultet strojarstva i brodogradnje Zagreb, Sveučilište u Zagrebu, 2012.
- [21] Wolf, I.: „Vodik i gorivni članci“, materijali uz kolegij Obnovljivi Izvori Energije, Tehnički Fakultet u Rijeci, Rijeka, 2022.
- [22] Senčić, T.: „Plinovito gorivo“, materijali uz kolegij Goriva, maziva i voda, Tehnički Fakultet u Rijeci, Rijeka, 2022.
- [23] Službeni list Europske unije: „Direktive o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora“, 11. prosinca 2018.
- [24] Smart Islands Initiative, s interneta, <https://www.smartislandsinitiative.eu/en/declaration.php>, 2022.
- [25] Na sunčanoj strani; Energetske zajednice, s interneta, <https://nasuncanojstrani.hr/gradanska-energija/energetske-zajednice/>, 2022.
- [26] Narodne novine; Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji, s Interneta, https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2021_12_138_2272.html, 2022.
- [27] Lund, H., Thellufsen J. Z., Østergaard, P. A., Nielsen, S., Sperling, K., Djørup, S. R., Sorknæs, P., Remmen, A., Kær, S. K., Rosendahl, L.: „Smart Energy Aalborg“ Aalborg University, 2020.
- [28] Wikipedia.org, s interneta, <https://hr.wikipedia.org/wiki/Aalborg>, 2022.
- [29] Cerinski, V.: „Energetsko planiranje pametnog otoka Cresa“, Sveučilište u Zagrebu, Fakultet strojarstva i brodogradnje, Zagreb, 2019.

- [30] Regionalna energetska agencija Kvarner, s interneta, <http://www.reakvarner.hr/projekti/zupanijski-projekti/edukativni-energetski-info-centar-u-tehnickoj-skoli-za-strojarstvo-i-brodogradnju#>, 2022.
- [31] Regionalna energetska agencija Kvarner: “Akcijski plan energetske održivog razvitka i prilagodbe klimatskim promjenama za općinu Mrkopalj”, Rijeka, 2022.
- [32] EU Reference Scenario 2020., European Commission, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2021.
- [33] Lund, H., Thellufsen J. Z., Østergaard, P. A., Sorknæs, P., Ridjan Skov, I., VadMathiesen, B.: „EnergyPLAN – Advanced analysis of smart energy systems“, 2021.
- [34] EnergyPLAN Introduction, s interneta, <https://www.energyplan.eu/training/introduction/>, 2022.
- [35] ENTSO-E, s interneta, <https://www.entsoe.eu/>, 2022.
- [36] Norma VDI 6002, s interneta, <https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-6002-blatt-1-solar-heating-for-potable-water-basic-principles-system-technology-and-application-in-residential-buildings>, 2022.
- [37] Renewables.ninja, s interneta, <https://www.renewables.ninja/>, 2022.
- [38] Knauf Insulation Expert Plus, s interneta, <https://www.knaufinsulation.hr/preuzmite-dokumente/ki-expert-plus>, 2022.
- [39] Poljančić, D.: „Usporedba različitih izvedbi fotonaponskog sustava za opskrbu obiteljske kuće električnom energijom“, Izborni projekt, Tehnički Fakultet u Rijeci, Rijeka, 2022.
- [40] Fond za zaštitu okoliša i energetske učinkovitost – energetska obnova javnih zgrada, s interneta, <https://www.fzoeu.hr/hr/energetska-obnova-obiteljskih-kuca-7679/7679>, 2022.
- [41] HEP.hr, Vjetroelektrana Korlat, s interneta, <https://www.hep.hr/projekti/obnovljivi-izvori-energije/vjetroelektrana-korlat/3468>, 2022.
- [42] Wind-turbine-models.com; Nordex N131/3300 Delta, s interneta, <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/1284-nordex-n131-3300-delta>, 2022.
- [43] Zavod za prostorno uređenje Primorsko – goranske županije, https://zavod.pgz.hr/PDF/2Adio_poljicka_kosa%20-%20fuzine.pdf, s interneta, 2022.

- [44] Tehnički propis o racionalnoj uporabi energije i toplinskoj zaštiti u zgradama, s interneta, <http://thoriumaplus.com>, 2023.
- [45] Senčić, T., : Materijali uz predavanja i vježbe iz kolegija „Goriva, maziva i voda“, vježbe 1, „Cijena energenata“, Tehnički Fakultet u Rijeci, Rijeka, 2022.
- [46] JUB kalkulacije toplinskih sustava, s interneta, <http://www.jubapp.eu/>, 2022.
- [47] Ikoma.hr hidroizolacija, s interneta, <https://www.ikoma.hr/hr/cijene/hidroizolacija-4261/>, 2022.
- [48] Ikoma.hr geotekstil, s interneta, <https://www.ikoma.hr/hr/betonski-oplocnici/geotekstil/geotekstil-200-g-m2-2-x-50-m-100-m2-poliester-bijeli-11639/>, 2022.
- [49] Bauhaus.hr staklena mineralna vuna, s interneta, <https://www.bauhaus.hr/staklena-vuna/ursa-staklena-vuna-u-rolu-twffono/p/27014444>, 2022.
- [50] Pevex.hr, s interneta, <https://pevex.hr/gradjevina-i-boje/stolarija/prozor/pvc-prozor>, 2022.
- [51] PVCstolarija.eu, s interneta, <https://pvcstolarija.eu/product-category/pvc-stolarija/pvc-prozori>, 2022.
- [52] Bauhaus. hr krovni prozori, s interneta, <https://www.bauhaus.hr/krovni-prozori/c/10000803>, 2022.
- [53] HEP elektra; tarifne stavke (cijene); kućanstvo, s interneta, <https://www.hep.hr/elektra/kucanstvo/tarifne-stavke-cijene/1547>, 2022.
- [54] HEP elektra; tarifne stavke (cijene); poduzetništvo, s interneta, <https://www.hep.hr/elektra/poduzetnistvo/tarifne-stavke-cijene-1578/1578>, 2022.
- [55] Bauhaus. hr; drveni peleti, s interneta, <https://tinyurl.com/2eu3pxyb>, 2022.
- [56] Cijene goriva, s interneta, <https://cijenegoriva.info/CijeneGoriva.aspx>, 2022.
- [57] DW.com, s interneta, <https://www.dw.com/en/carbon-border-tax-co2-eu-europe-global-south/a-59987093>, 2022.
- [58] Exterim.hr, s interneta, <https://exterim.hr/kotao-centrometal-70kw-proizvod-1943/>, 2022.
- [59] Exterim.hr, s interneta, <https://exterim.hr/kotao-centrometal-15-20kw-proizvod-2966/>, 2022.
- [60] Exterim.hr, s interneta, <https://exterim.hr/kotao-centrometal-40kw-proizvod-1463/>, 2022.
- [61] Volkswagen.hr; ID3, s interneta, <https://www.volkswagen.hr/id3>, 2022.

- [62] ZE mobility.hr, s interneta, <https://www.zemobility.hr/5975/Volkswagen-ID3-Golf-novog-doba>, 2022.
- [63] Fond za zaštitu okoliša i energetska učinkovitost; subvencioniranje nabave energetski učinkovitijih vozila, s interneta, <https://www.fzoeu.hr/hr/sufinanciranje-nabave-energetski-ucinkovitijih-vozila/7713>, 2022.
- [64] Hrvatska energetska tranzicija, EnergyPLAN Hrvatska, s interneta, <https://tinyurl.com/ynne3sp8>, 2022.
- [65] Arhiva e-kolegija Sveučilišta u Zagrebu; Analiza financijske isplativosti ulaganja, s interneta, https://elfarchive1516.foi.hr/pluginfile.php/54360/mod_resource/content/0/01_Isplativost-KM_20130131.pdf, 2022.
- [66] dr.sc. Perković, H.: „Kapitalni proračuni“, s interneta, https://www.efzg.unizg.hr/UserDocsImages/RAC/hpercevic/poslovno_planiranje/KAPITALNI%20PRORA%C4%8CUN.pdf, 2022.
- [67] Hrvatska Narodna Banka; Informacije o kamatnim stopama, s interneta, <https://www.hnb.hr/documents/20182/121099/h-informacija-o-kamatnimstopama.pdf/30a3ece8-32d6-82ed-ea76-f3e1b680a2b1?t=1656051106272>, 2022.
- [68] Solarno.hr; Dizalica topline Fuji 12 kW SET, s interneta, <https://www.solarno.hr/katalog/proizvod/MIDEA%2012kW/dizalica-topline-fuji-12kw-set>, 2023.
- [69] Šarić, A: „Analiza isplativosti proizvodnje električne energije“, Fakultet elektrotehnike, računarstva i informacijskih tehnologija Osijek, Osijek, 2017.
- [70] Porezna uprava.hr; Porez na dobit, s interneta, https://www.porezna-uprava.hr/HR_porezni_sustav/Stranice/porez_na_dobit.aspx, 2023.

POPIS SLIKA I TABLICA

Popis slika

| | |
|--|----|
| Slika 2.1 Primjer pametne mreže električne energije [13] | 5 |
| Slika 2.2 Primjer pametne mreže toplinske energije [14] | 5 |
| Slika 2.3 Fotonaponski sustav na krovu kuće [15]..... | 6 |
| Slika 2.4 Shematski prikaz reverzibilne hidroelektrane [17] | 8 |
| Slika 2.5 Skupina aktivnih kupaca stambene zgrade [25]..... | 12 |
| Slika 2.6 Primjer energetske zajednice građana [25] | 13 |
| Slika 2.7 Zajednica obnovljivih izvora energije [25]..... | 14 |
| Slika 2.8 Primjer pametnog energetskog sustava..... | 16 |
| Slika 3.1 Smještaj i teritorij općine Mrkopalj | 21 |
| Slika 3.2 Početno sučelje programa EnergyPLAN [11]..... | 25 |
| Slika 3.3 Raspodjela udjela potrošnje električne energije po satima [35] | 27 |
| Slika 3.4 Satna raspodjela toplinske energije..... | 31 |
| Slika 3.5 Satna raspodjela generirane električne energije fotonaponskim modulima [37]..... | 32 |
| Slika 3.6 Shema klasičnog umreženog (mrežnog) fotonaponskog sustava [39]..... | 33 |
| Slika 3.7 Shema umreženog fotonaponskog sustava s pohranom energije [39] | 33 |
| Slika 3.8 Dijagram snage vjetroturbine Nordex N131 3300 [42] | 35 |
| Slika 3.9 Dimenzije referentne kuće za proračun toplinskih gubitaka (mjere u cm) | 37 |
| Slika 3.10 Smanjenje površine vanjskog zida kuće zbog ukopanosti u zemlju (mjere u cm) | 37 |
| Slika 3.11 Sastav vanjskih zidova | 38 |
| Slika 3.12 Sastav poda iznad podrumskog prostora..... | 39 |
| Slika 3.13 Sastav stropa prema tavanskom prostoru..... | 39 |
| Slika 3.14 Sastav krova | 40 |
| Slika 3.15 Sastav vanjskog zida podrumskog prostora | 40 |
| Slika 3.16 Heterogeni sloj krova | 41 |
| Slika 3.17 Otvori južne i zapadne strane referentne kuće | 41 |
| Slika 3.18 Otvori južne i zapadne strane referentne kuće | 42 |
| Slika 4.1 Programsko stablo EnergyPLAN-a [11] | 47 |

| | |
|--|----|
| Slika 4.2 Trenutno stanje električne energije Općine Mrkopalj..... | 48 |
| Slika 4.3 Unos podataka goriva za toplinsku energiju grijanja i pripreme PTV-a [11]..... | 49 |
| Slika 4.4 Volkswagen ID3 [62]..... | 60 |
| Slika 4.5 Definiranje električnih automobila u programu EnergyPLAN [11] | 61 |
| Slika 4.6 Stanje električne energije za drugu simulaciju | 63 |
| Slika 4.7 Dizalica topline "Fuji Air 12 kW" [68]..... | 69 |
| Slika 4.8 Stanje električne energije za treću simulaciju..... | 72 |
| Slika 4.9 Stanje električne energije za četvrtu simulaciju..... | 80 |
| Slika 4.10 Pohrana električne energije za četvrtu simulaciju..... | 80 |

Popis tablica

| | |
|---|----|
| Tablica 3.1 Potražnja energije u Općini Mrkopalj prema sektorima [31]..... | 23 |
| Tablica 3.2 Promjena potražnje energenata do 2030. godine [31,32]..... | 24 |
| Tablica 3.3 Satni relativni udjeli potrošnje električne energije za prvi dan u godini [35] | 27 |
| Tablica 3.4 Koeficijenti prolaza topline građevnih dijelova za postojeće stanje [38] | 42 |
| Tablica 3.5 Koeficijenti prolaza topline građevnih dijelova s potrebnom toplinskom izolacijom [38] | 44 |
| Tablica 4.1 Godišnji troškovi električne energije za kućanstva [31,53] | 50 |
| Tablica 4.2 Godišnji troškovi električne energije općinskih, županijskih, javnih i komercijalnih zgrada [31,54]..... | 50 |
| Tablica 4.3 Godišnji troškovi električne energije javne rasvjete [31,54]..... | 51 |
| Tablica 4.4 Godišnji troškovi električne energije [31,53,54]..... | 51 |
| Tablica 4.5 Troškovi energenata za slučaj prve simulacije..... | 52 |
| Tablica 4.6 Analiza osjetljivosti cijena energenata korištenih za grijanje prostora i pripremu PTV-a | 52 |
| Tablica 4.7 Analiza osjetljivosti cijena energenata za potrebe transporta | 53 |
| Tablica 4.8 Troškovi zamjene kotlova loživog ulja [58-60] | 55 |
| Tablica 4.9 Ulazni podaci za daljnja razmatranja implementacije fotonaponskih elektrana [39] | 57 |
| Tablica 4.10 Fotonaponski sustavi za zgrade u vlasništvu Općine Mrkopalj [31,39] | 58 |
| Tablica 4.11 Snaga i troškovi fotonaponskih elektrana za potrebe druge simulacije | 59 |

| | |
|---|----|
| Tablica 4.12 Potražnja za električnom energijom i uvezena električna energija | 64 |
| Tablica 4.13 Troškovi uvezene električne energije za slučaj druge simulacije | 64 |
| Tablica 4.14 Troškovi energenata za slučaj druge simulacije..... | 65 |
| Tablica 4.15 Investicijski troškovi za slučaj druge simulacije..... | 65 |
| Tablica 4.16 Snaga i troškovi fotonaponskih elektrana za potrebe treće simulacije..... | 70 |
| Tablica 4.17 Potražnja električne energije i uvezena električna energija za slučaj treće simulacije . | 72 |
| Tablica 4.18 Troškovi uvezene električne energije za slučaj treće simulacije..... | 73 |
| Tablica 4.19 Troškovi energenata za slučaj treće simulacije | 73 |
| Tablica 4.20 Investicijski troškovi za slučaj treće simulacije | 74 |
| Tablica 4.21 Analiza osjetljivosti promjene prodajne cijene električne energije | 76 |
| Tablica 4.22 Ukupno instalirana snaga i troškovi fotonaponskih sustava za potrebe četvrte simulacije | 78 |
| Tablica 4.23 Troškovi energenata za slučaj treće simulacije | 81 |
| Tablica 4.24 Investicijski troškovi za slučaj četvrte simulacije | 81 |
| Tablica 4.25 Analiza osjetljivosti promjene prodajne cijene električne energije za četvrtu simulaciju | 83 |
| Tablica 4.26 Usporedba simulacija u odnosu na dodane energetske mjere | 84 |
| Tablica 4.27 Usporedba simulacija u odnosu na rezultate pojedine simulacije | 86 |
| Tablica 4.28 Ekonomska usporedba energetskih sustava definiranih simulacijama | 87 |

SAŽETAK I KLJUČNE RIJEČI

SAŽETAK

Ovaj rad prikazuje pregled aktualnih istraživanja pametnih energetske sustava i njihove primjene na primjeru pametnih otoka. Na temelju trenutnih i procijenjenih budućih energetske podataka za jednu ruralnu općinu, primjenjuju se lokalno dostupni obnovljivi izvori energije u svrhu manjeg uvoza električne energije, iskorištavanja što više energije generirane obnovljivim izvorima energije i smanjenja emisija dimnih plinova. Vršena je ekonomska i ekološka usporedba različitih scenarija dobivenih simulacijama u programskom paketu EnergyPLAN, a cilj je odrediti najprikladniju opciju energetske sustava.

Ključne riječi: pametni energetske sustavi, obnovljivi izvori energije, pametni otoci, EnergyPLAN, smanjenje emisija, energetska tranzicija

SUMMARY

This paper presents an overview of current research on smart energy systems and their application on the example of smart Islands. Based on current and estimated future energy data for a rural municipality, locally available renewable energy sources are applied. The purpose of this work was reducing electricity imports, using as much energy generated by renewable energy sources as possible and reducing emissions. An economical and ecological comparison of different scenarios obtained by simulations in the EnergyPLAN software package was performed, and the goal was to determine the most suitable energy system option.

Keywords: smart energy systems, renewable energy sources, smart islands, EnergyPLAN, emissions reduction, energy transition

Input 1simulacija.txt

The EnergyPLAN model 16.1

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------|-----------------|----------------|----------|------|----------|--|--|------------|--------------|-------|------------------------|---|----------|------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------------|--|------------------------------|----------------------------------|---------------------------|------------------------------------|--|-----------------------|--|--|--|--|
| Electricity demand (GWh/year): | Flexible demand | 0.00 | | | | | | Capacities | Efficiencies | | | Regulation Strategy: Technical regulation no. 1 | | | | | Fuel Price level: Basic | | | | | | | | | | | |
| Fixed demand | 2.37 | Fixed imp/exp. | 0.00 | | | | | | Group 2: | elec. | Ther | COP | | | CEEP regulation 000000000 | | | | | Capacities Storage Efficiencies | | | | | | | | |
| Electric heating + HP | 0.00 | Transportation | 0.00 | | | | | | CHP | 0 | 0 | 0.40 | 0.50 | | | | Minimum Stabilisation share 0.00 | | | | | Elec. Storage kW-e MWh Elec. Ther. | | | | | | |
| Electric cooling | 0.00 | Total | 2.37 | | | | | | Heat Pump | 0 | 0 | | | | Stabilisation share of CHP 0.00 | | | | | Charge 1: 0 0 0.80 | | | | | | | | |
| District heating (GWh/year) | Gr.1 | Gr.2 | Gr.3 | Sum | | | | | | | Boiler | 0 | | | 0.90 | Minimum CHP gr 3 load 0 kW | | | | | Discharge 1: 0 0 0.90 | | | | | | | |
| District heating demand | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | | | | | | Group 3: | elec. | Ther | COP | | | Minimum PP 0 kW | | | | | Charge 2: 0 0 0.80 | | | | | | |
| Solar Thermal | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | | | | | | CHP | 0 | 0 | 0.40 | 0.50 | | | | Heat Pump maximum share 1.00 | | | | | Discharge 2: 0 0 0.90 | | | | |
| Industrial CHP (CSHP) | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | | | | | | Heat Pump | 0 | 0 | | | | Maximum import/export 0 kW | | | | | Electrolysers: 0 0 0.80 0.00 | | | | | | |
| Demand after solar and CSHP | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | | | | | | Boiler | 0 | | | 0.90 | Distr. Name : Hour_nordpool.txt | | | | | Rockbed Storage: 0 0 1.00 | | | | | | | |
| Wind | 0 kW | 0.00 | GWh/year | 0.00 | Grid | | | | | | Heatstorage: gr.2: | 0 MWh | gr.3: | 0 MWh | Addition factor 0.00 EUR/MWh | | | | | (GWh/year) Coal Oil Ngas Biomass | | | | | | | | |
| Photo Voltaic | 0 kW | 0 | GWh/year | 0.00 | stabili- | | | | | | Fixed Boiler: gr.2: | 0.0 | Per cent | gr.3: | 0.0 | Per cent | Multiplication factor 2.00 | | | | | Transport 0.00 3.33 0.00 0.00 | | | | | | |
| Wave Power | 0 kW | 0 | GWh/year | 0.00 | sation | | | | | | Electricity prod. from | CSHP | Waste | (GWh/year) | | | Dependency factor 0.00 EUR/MWh pr. MW | | | | | Household 0.00 0.38 0.00 14.50 | | | | | | |
| River Hydro | 0 kW | 0 | GWh/year | 0.00 | share | | | | | | Gr.1: | 0.00 | 0.00 | | | | Average Market Price 227 EUR/MWh | | | | | Industry 0.00 0.00 0.00 0.00 | | | | | | |
| Hydro Power | 0 kW | 0 | GWh/year | | | | | | Gr.2: | 0.00 | 0.00 | | | | Gas Storage 0 MWh | | | | | Various 0.00 0.00 0.00 0.00 | | | | | | | | |
| Geothermal/Nuclear | 0 kW | 0 | GWh/year | | | | | | Gr.3: | 0.00 | 0.00 | | | | Syngas capacity 0 kW | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | Gr.3: | 0.00 | 0.00 | | | | Biogas max to grid 0 kW | | | | | | | | | | | | |

Output WARNING!!: (3) PP/Import problem

| District Heating | | | | | | | | | | Electricity | | | | | | | | | | | | | | | Exchange | | | | | | | | | | | |
|-------------------|----------|---------|--------|--------|-------|--------|-----------|-------|-------------|-----------------|-------------------|-------|------------------|-------|---------------|-------------|--------|-----------|----------------|----------------|--------|-------|-------------|--------|------------|---------|--------|-------------------------|-----|---------|--|--|--|--|---------|--|
| Demand | | | | | | | | | | Production | | | | | | | | | | Consumption | | | | | Production | | | | | Balance | | | | | Payment | |
| Distr. heating kW | Solar kW | CSHP kW | DHP kW | CHP kW | HP kW | ELT kW | Boiler kW | EH kW | Ba-lance kW | Elec. demand kW | Flex.& Transp. kW | HP kW | Elec-trolyser kW | EH kW | Hydro Pump kW | Tur-bine kW | RES kW | Hy-dro kW | Geo-thermal kW | Waste+ CSHP kW | CHP kW | PP kW | Stab-Load % | Imp kW | Exp kW | CEEP kW | EEP kW | Imp 1000 EUR | Exp | | | | | | | |
| January | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 274 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 274 | 0 | 0 | 0 | 56 | 0 | | | | | | | |
| February | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 300 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 300 | 0 | 0 | 0 | 46 | 0 | | | | | | | |
| March | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 286 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 286 | 0 | 0 | 0 | 47 | 0 | | | | | | | |
| April | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 243 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 243 | 0 | 0 | 0 | 43 | 0 | | | | | | | |
| May | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 244 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 244 | 0 | 0 | 0 | 47 | 0 | | | | | | | |
| June | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 255 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 255 | 0 | 0 | 0 | 41 | 0 | | | | | | | |
| July | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 281 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 281 | 0 | 0 | 0 | 33 | 0 | | | | | | | |
| August | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 291 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 291 | 0 | 0 | 0 | 47 | 0 | | | | | | | |
| September | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 260 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 260 | 0 | 0 | 0 | 46 | 0 | | | | | | | |
| October | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 248 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 248 | 0 | 0 | 0 | 45 | 0 | | | | | | | |
| November | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 267 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 267 | 0 | 0 | 0 | 44 | 0 | | | | | | | |
| December | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 289 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 289 | 0 | 0 | 0 | 53 | 0 | | | | | | | |
| Average | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 270 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 270 | 0 | 0 | 0 | Average price (EUR/MWh) | | | | | | | | |
| Maximum | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 409 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 409 | 0 | 0 | 0 | 231 | - | | | | | | | |
| Minimum | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 161 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 161 | 0 | 0 | 0 | - | - | | | | | | | |
| GWh/year | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.37 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.37 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 5480 | 0 | 0 | | | | | | | |

| FUEL BALANCE (GWh/year): | | | | | | | | | | Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off | | | | | | | | | | Industry | | | Imp/Exp Corrected | | | CO2 emission (kt): | | |
|--------------------------|------|------|---------|---------|----|---------|-------|-----|-----|--|---------|------|------|-----|------|-------|----------|---------|---------|----------|-------|---------|-------------------|-------|------|--------------------|------|------|
| DHP | CHP2 | CHP3 | Boiler2 | Boiler3 | PP | Geo/Nu. | Hydro | HTL | HTL | Elc.ly. | version | Fuel | Wind | CSP | Wave | Hydro | Solar.Th | Transp. | househ. | Various | Total | Imp/Exp | Corrected Net | Total | Net | | | |
| Coal | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | | |
| Oil | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 3.71 | 0.00 | 3.71 | 0.99 | 0.99 | | | |
| N.Gas | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.17 | 0.00 | 0.17 | 0.04 | 0.07 | | | |
| Biomass | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 14.50 | 0.00 | 14.50 | 0.00 | 0.00 | | | |
| Renewable | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | | |
| H2 etc. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | | |
| Biofuel | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | | |
| Nuclear/CCS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | | |
| Total | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 3.50 | 14.88 | - | 18.38 | 5.27 | 23.64 | 1.02 | 1.06 |



| District Heating Production | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------|----------|---------|--------|------|---------------------|----------|---------|--------|-------|--------|-----------|-------|------------|------------|---------------------|----------|---------|--------|-------|--------|-----------|-------|------------|------------|-------------------|---------------|--------------|--------------|----------|---|
| Gr.1 | | | | | Gr.2 | | | | | | | | | | Gr.3 | | | | | | | | | | RES specification | | | | | |
| District heating kW | Solar kW | CSHP kW | DHP kW | | District heating kW | Solar kW | CSHP kW | CHP kW | HP kW | ELT kW | Boiler kW | EH kW | Storage kW | Balance kW | District heating kW | Solar kW | CSHP kW | CHP kW | HP kW | ELT kW | Boiler kW | EH kW | Storage kW | Balance kW | RES1 Wind kW | RES2 Photo kW | RES3 Wave kW | RES4-7 ɣr kW | Total kW | |
| January | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| February | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| March | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| April | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| May | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| June | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| July | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| August | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| September | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| October | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| November | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| December | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Average | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Maximum | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Minimum | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total for the whole year | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| GWh/year | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |

Own use of heat from industrial CHP: 0.00 GWh/year

| ANNUAL COSTS (1000 EUR) | | | | | | | | | | | | | | | | | NATURAL GAS EXCHANGE | | | | | | | | | |
|----------------------------|---------------|-----|---|--------------------------|--------------|------------|---------------|---------------|---------------|---------------|------------|------------|--------------|--------------|--------------|------------|----------------------|-------------|-------------|------|------|--|--|--|--|--|
| Total Fuel ex | Ngas exchange | = | 0 | DHP & Boilers kW | CHP2 CHP3 kW | PP CAES kW | Individual kW | Trans port kW | Indu. Var. kW | Demand Sum kW | Bio-gas kW | Syn-gas kW | CO2Hy gas kW | SynHy gas kW | SynHy gas kW | Storage kW | Sum kW | Imp-port kW | Exp-port kW | | | | | | | |
| Uranium | = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Coal | = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| FuelOil | = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gasoil/Diesel | = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Petrol/JP | = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gas handling | = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Biomass | = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Food income | = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Waste | = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Total Ngas Exchange costs | = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Marginal operation costs | = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Total Electricity exchange | = | 548 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Import | = | 548 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Export | = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bottleneck | = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Fixed imp/ex | = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Total CO2 emission costs | = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Total variable costs | = | 548 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Fixed operation costs | = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Annual Investment costs | = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOTAL ANNUAL COSTS | = | 548 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | Total for the whole year | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | GWh/year | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | | | | |

Input 2simulacija.txt

The EnergyPLAN model 16.1

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------|-----------------|----------------|----------|------|----------|--|------------|--------------|------|--|---|--------------------|----------------------------------|---------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------|------------------------------|--|--|--|--|
| Electricity demand (GWh/year): | Flexible demand | 0.00 | | | | | Capacities | Efficiencies | | | Regulation Strategy: Technical regulation no. 1 | | | | | Fuel Price level: Basic | | | | | | |
| Fixed demand | 2.37 | Fixed imp/exp. | 0.00 | | | | | Group 2: | kW-e | kJ/s | elec. | Ther | COP | | | CEEP regulation 000000000 | | | | | | |
| Electric heating + HP | 0.00 | Transportation | 0.08 | | | | | CHP | 0 | 0 | 0.40 | 0.50 | | | | Minimum Stabilisation share 0.00 | | | | | | |
| Electric cooling | 0.00 | Total | 2.45 | | | | | Heat Pump | 0 | 0 | | | | 3.00 | Stabilisation share of CHP 0.00 | | | | | | | |
| District heating (GWh/year) | Gr.1 | Gr.2 | Gr.3 | Sum | | | | | | Boiler | 0.90 | | | Minimum CHP gr 3 load 0 kW | | | | | | | | |
| District heating demand | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | | | | | Group 3: | | | | Minimum PP 0 kW | | | | | | | | |
| Solar Thermal | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | | | | | CHP | 0 | 0 | 0.40 | 0.50 | | | | Heat Pump maximum share 1.00 | | | | |
| Industrial CHP (CSHP) | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | | | | | Heat Pump | 0 | 0 | | | | 3.00 | Maximum import/export 0 kW | | | | | |
| Demand after solar and CSHP | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | | | | | Boiler | 0.90 | | | Distr. Name : Hour_nordpool.txt | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | Condensing | 0 | 0.45 | | | Addition factor 0.00 EUR/MWh | | | | | | | |
| Wind | 0 kW | 0.00 | GWh/year | 0.00 | Grid | | | | | Heatstorage: gr.2: 0 MWh | | gr.3: 0 MWh | | Multiplication factor 2.00 | | | | | | | | |
| Photo Voltaic | 316 kW | 0.19 | GWh/year | 0.00 | stabili- | | | | | Fixed Boiler: gr.2: 0.0 Per cent | | gr.3: 0.0 Per cent | | Dependency factor 0.00 EUR/MWh pr. MW | | | | | | | | |
| Wave Power | 0 kW | 0 | GWh/year | 0.00 | sation | | | | | Electricity prod. from CSHP Waste (GWh/year) | | | | | (GWh/year) Coal Oil Ngas Biomass | | | | | | | |
| River Hydro | 0 kW | 0 | GWh/year | 0.00 | share | | | | | Gr.1: | 0.00 | 0.00 | Average Market Price 227 EUR/MWh | | | | | | | | | |
| Hydro Power | 0 kW | 0 | GWh/year | | | | | | | Gr.2: | 0.00 | 0.00 | Gas Storage 0 MWh | | | | | | | | | |
| Geothermal/Nuclear | 0 kW | 0 | GWh/year | | | | | | | Gr.3: | 0.00 | 0.00 | Syngas capacity 0 kW | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | Biogas max to grid 0 kW | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | CAES fuel ratio: 0.000 | | | | | | | |

Output WARNING!!: (3) PP/Import problem

| District Heating | | | | | | | | | | Electricity | | | | | | | | | | | | | | | Exchange | | | | |
|-------------------|----------|----------------|--------|--------|-------|--------|-----------|-------|-------------|-----------------|-------------------|-------|------------------|-------|---------------|-------------|--------|-----------|----------------|----------------|--------|-------|-------------|--------|----------|---------|------------|-------------------------|-----|
| Demand | | Production | | | | | | | | Consumption | | | | | Production | | | | | Balance | | | | | Payment | | | | |
| Distr. heating kW | Solar kW | Waste+ CSHP kW | DHP kW | CHP kW | HP kW | ELT kW | Boiler kW | EH kW | Ba-lance kW | Elec. demand kW | Flex.& Transp. kW | HP kW | Elec-trolyser kW | EH kW | Hydro Pump kW | Tur-bine kW | RES kW | Hy-dro kW | Geo-thermal kW | Waste+ CSHP kW | CHP kW | PP kW | Stab-Load % | Imp kW | Exp kW | CEEP kW | EPP kW | Imp 1000 EUR | Exp |
| January | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 274 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 276 | 0 | 0 | 0 | 56 | 0 |
| February | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 300 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 301 | 0 | 0 | 0 | 46 | 0 |
| March | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 286 | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 282 | 0 | 0 | 0 | 46 | 0 |
| April | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 243 | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 28 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 224 | 0 | 0 | 0 | 39 | 0 |
| May | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 244 | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 36 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 217 | 0 | 0 | 0 | 40 | 0 |
| June | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 255 | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 212 | 0 | 0 | 0 | 33 | 0 |
| July | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 281 | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 46 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 243 | 0 | 0 | 0 | 28 | 0 |
| August | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 291 | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 266 | 0 | 0 | 0 | 43 | 0 |
| September | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 260 | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 251 | 0 | 0 | 0 | 44 | 0 |
| October | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 248 | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 247 | 0 | 0 | 0 | 45 | 0 |
| November | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 267 | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 268 | 0 | 0 | 0 | 44 | 0 |
| December | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 289 | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 293 | 0 | 0 | 0 | 54 | 0 |
| Average | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 270 | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 257 | 0 | 0 | 0 | Average price (EUR/MWh) | |
| Maximum | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 409 | 14 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 119 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 419 | 0 | 0 | 0 | 229 - | |
| Minimum | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 161 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 121 | 0 | 0 | 0 | - | |
| GWh/year | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.37 | 0.08 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.19 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.26 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 5170 EUR 0 | | |

| FUEL BALANCE (GWh/year): | | | | | | | | | | Waste/ CAES BioCon- Electro- | | | | | PV and Wind off | | | | | Industry | | | | | Imp/Exp Corrected | | | CO2 emission (kt): | |
|--------------------------|------|------|---------|---------|----|---------|-------|-----|-----|------------------------------|---------|------|------|------|-----------------|-------|----------|---------|---------|----------|-------|---------|-----------|-------|-------------------|-------|------|--------------------|--|
| DHP | CHP2 | CHP3 | Boiler2 | Boiler3 | PP | Geo/Nu. | Hydro | HTL | HTL | Elc.ly. | version | Fuel | Wind | CSP | Wave | Hydro | Solar.Th | Transp. | househ. | Various | Total | Imp/Exp | Corrected | Net | Total | Net | | | |
| Coal | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.00 | 0.00 | 0.00 | - | 0.00 | 0.00 | | | |
| Oil | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2.97 | 0.00 | 2.97 | - | 0.79 | 0.79 | | | |
| N.Gas | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.17 | 0.00 | 0.17 | - | 0.04 | 0.07 | | | |
| Biomass | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 14.09 | 0.00 | 14.09 | - | 0.00 | 0.00 | | | |
| Renewable | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.19 | - | - | - | - | - | - | - | 0.19 | 0.00 | 0.19 | - | 0.00 | 0.00 | | |
| H2 etc. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.00 | 0.00 | 0.00 | - | 0.00 | 0.00 | | |
| Biofuel | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.00 | 0.00 | 0.00 | - | 0.00 | 0.00 | | |
| Nuclear/CCS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.00 | 0.00 | 0.00 | - | 0.00 | 0.00 | | |
| Total | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.19 | - | - | - | - | - | - | 3.14 | 14.09 | - | 17.43 | 5.01 | 22.44 | 0.83 | 0.86 | |



District Heating Production

| | Gr.1 | | | | Gr.2 | | | | | | | | Gr.3 | | | | | | | | RES specification | | | | | | | | | |
|--------------------------|---------------------|----------|---------|--------|---------------------|----------|---------|--------|-------|--------|-----------|-------|------------|------------|---------------------|----------|---------|--------|-------|--------|-------------------|-------|------------|------------|--------------|---------------|--------------|--------------|----------|---|
| | District heating kW | Solar kW | CSHP kW | DHP kW | District heating kW | Solar kW | CSHP kW | CHP kW | HP kW | ELT kW | Boiler kW | EH kW | Storage kW | Balance kW | District heating kW | Solar kW | CSHP kW | CHP kW | HP kW | ELT kW | Boiler kW | EH kW | Storage kW | Balance kW | RES1 Wind kW | RES2 Photo kW | RES3 Wave kW | RES4-7 ȳr kW | Total kW | |
| January | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | 0 | 0 | 7 |
| February | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 0 | 0 | 8 |
| March | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 13 | 0 | 0 | 13 | |
| April | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 28 | 0 | 0 | 28 | |
| May | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 36 | 0 | 0 | 36 | |
| June | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 52 | 0 | 0 | 52 | |
| July | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 46 | 0 | 0 | 46 | |
| August | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 34 | 0 | 0 | 34 | |
| September | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 17 | 0 | 0 | 17 | |
| October | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 0 | 0 | 10 | |
| November | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 0 | 0 | 8 | |
| December | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 0 | 5 | |
| Average | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 0 | 0 | 22 | |
| Maximum | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 119 | 0 | 0 | 119 | |
| Minimum | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Total for the whole year | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| GWh/year | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.19 | 0.00 | 0.00 | 0.19 | |

Own use of heat from industrial CHP: 0.00 GWh/year

NATURAL GAS EXCHANGE

| ANNUAL COSTS (1000 EUR) | DHP & Boilers kW | CHP2 CHP3 kW | PP CAES kW | Individual kW | Trans port kW | Indu. Var. kW | Demand Sum kW | Bio-gas kW | Syn-gas kW | CO2Hy gas kW | SynHy gas kW | SynHy gas kW | Storage kW | Sum kW | Imp-port kW | Exp-port kW |
|------------------------------|------------------|--------------|------------|---------------|---------------|---------------|---------------|------------|------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------|-------------|-------------|
| Total Fuel ex | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ngas exchange = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Uranium = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Coal = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| FuelOil = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gasoil/Diesel= | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Petrol/JP = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gas handling = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Biomass = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Food income = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Waste = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Total Ngas Exchange costs = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Marginal operation costs = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Total Electricity exchange = | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Import = | 517 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Export = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bottleneck = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Fixed imp/ex= | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Total CO2 emission costs = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Total variable costs = | 517 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Fixed operation costs = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Annual Investment costs = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOTAL ANNUAL COSTS = | 517 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Total for the whole year | | | | | | | | | | | | | | | | |
| GWh/year | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

Input 3simulacija.txt

The EnergyPLAN model 16.1

| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------|-----------------|----------------|----------|------|----------|--|------------|---|---|------------|---------------------------------|---------------------------------------|----------------------------------|------------------------------|------|------|---------|
| Electricity demand (GWh/year): | Flexible demand | 0.00 | | | | | Capacities | Efficiencies | Regulation Strategy: Technical regulation no. 1 | | | | Fuel Price level: | | | | |
| Fixed demand | 2.37 | Fixed imp/exp. | 0.00 | | | | | Group 2: | kW-e | kJ/s | elec. | Ther | COP | CEEP regulation 000000000 | | | |
| Electric heating + HP | 0.21 | Transportation | 0.16 | | | | | CHP | 0 | 0 | 0.40 | 0.50 | Minimum Stabilisation share 0.00 | | | | |
| Electric cooling | 0.00 | Total | 2.74 | | | | | Heat Pump | 0 | 0 | Stabilisation share of CHP 0.00 | | | | | | |
| | | | | | | | | Boiler | | | | | Minimum CHP gr 3 load 0 kW | | | | |
| | | | | | | | | Group 3: | | | | | Minimum PP 0 kW | | | | |
| | | | | | | | | CHP | 0 | 0 | 0.40 | 0.50 | Heat Pump maximum share 1.00 | | | | |
| | | | | | | | | Heat Pump | 0 | 0 | Maximum import/export 0 kW | | | | | | |
| | | | | | | | | Boiler | | | | | Distr. Name : Hour_nordpool.txt | | | | |
| | | | | | | | | Condensing | 0 | 0.45 | | | | Addition factor 0.00 EUR/MWh | | | |
| | | | | | | | | Heatsstorage: gr.2: 0 MWh gr.3: 0 MWh | | | | Multiplication factor 2.00 | | | | | |
| | | | | | | | | Fixed Boiler: gr.2: 0.0 Per cent gr.3: 0.0 Per cent | | | | Dependency factor 0.00 EUR/MWh pr. MW | | | | | |
| | | | | | | | | Electricity prod. from CSHP Waste (GWh/year) | | | | Average Market Price 227 EUR/MWh | | | | | |
| | | | | | | | | Gr.1: 0.00 0.00 | | | | Gas Storage 0 MWh | | | | | |
| | | | | | | | | Gr.2: 0.00 0.00 | | | | Syngas capacity 0 kW | | | | | |
| | | | | | | | | Gr.3: 0.00 0.00 | | | | Biogas max to grid 0 kW | | | | | |
| Wind | 9900 kW | 34.70 | GWh/year | 0.00 | Grid | | | | | (GWh/year) | | | | Coal | Oil | Ngas | Biomass |
| Photo Voltaic | 551 kW | 0.34 | GWh/year | 0.00 | stabili- | | | | | Transport | | | | 0.00 | 2.64 | 0.00 | 0.00 |
| Wave Power | 0 kW | 0 | GWh/year | 0.00 | sation | | | | | Household | | | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 12.61 |
| River Hydro | 0 kW | 0 | GWh/year | 0.00 | share | | | | | Industry | | | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Hydro Power | 0 kW | 0 | GWh/year | | | | | | | Various | | | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Geothermal/Nuclear | 0 kW | 0 | GWh/year | | | | | | | | | | | | | | |

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem

| District Heating | | | | | | | | | | | Electricity | | | | | | | | | | | Exchange | | | | | | | | |
|-------------------|------|------------|----------------|--------|--------|-------|--------|-----------|-------|-------------|-----------------|-------------------|-------|------------------|-------|---------------|-------------|--------|-----------|----------------|----------------|----------|-------|-------------|--------|---------|---------|--------|--------------|---------------|
| Demand | | Production | | | | | | | | | Consumption | | | | | | Production | | | | | Balance | | | | Payment | | | | |
| Distr. heating kW | | Solar kW | Waste+ CSHP kW | DHP kW | CHP kW | HP kW | ELT kW | Boiler kW | EH kW | Ba-lance kW | Elec. demand kW | Flex.& Transp. kW | HP kW | Elec-trolyser kW | EH kW | Hydro Pump kW | Tur-bine kW | RES kW | Hy-dro kW | Geo-thermal kW | Waste+ CSHP kW | CHP kW | PP kW | Stab-Load % | Imp kW | Exp kW | CEEP kW | EEP kW | Imp 1000 EUR | Exp 1000 EUR |
| January | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 274 | 19 | 54 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4899 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 2 | 4555 | 4555 | 0 | 0 | 1057 |
| February | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 300 | 19 | 44 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4592 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 6 | 4234 | 4234 | 0 | 1 | 596 |
| March | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 286 | 19 | 36 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 1 | 4770 | 4770 | 0 | 0 | 753 |
| April | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 243 | 18 | 29 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4019 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 2 | 3731 | 3731 | 0 | 0 | 673 |
| May | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 244 | 18 | 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3927 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 1 | 3642 | 3642 | 0 | 0 | 686 |
| June | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 255 | 18 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3079 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 2 | 2806 | 2806 | 0 | 0 | 424 |
| July | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 281 | 17 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2605 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 3 | 2309 | 2309 | 0 | 0 | 274 |
| August | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 291 | 17 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3171 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 3 | 2864 | 2864 | 0 | 1 | 465 |
| September | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 260 | 17 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3884 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 2 | 3607 | 3607 | 0 | 0 | 627 |
| October | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 248 | 18 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3723 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 3 | 3437 | 3437 | 0 | 1 | 615 |
| November | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 267 | 18 | 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4225 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 1 | 3909 | 3909 | 0 | 0 | 642 |
| December | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 289 | 19 | 43 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4654 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 2 | 4305 | 4305 | 0 | 0 | 794 |
| Average | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 270 | 18 | 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3989 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 2 | 3680 | 3680 | 0 | | Average price |
| Maximum | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 409 | 226 | 76 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9736 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 284 | 9403 | 9403 | 0 | | (EUR/MWh) |
| Minimum | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 161 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 230 235 |
| GWh/year | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.37 | 0.16 | 0.21 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 35.04 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | 0.02 | 32.32 | 32.32 | 0.00 | | 1(5) EL7607 |

| FUEL BALANCE (GWh/year): | | | | | | | | | | Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off | | | | | | | | | | Industry | | | Imp/Exp Corrected | | CO2 emission (kt): | | | |
|--------------------------|------|------|---------|---------|----|---------|-------|-----|------|--|----------|-------|------|------|-------|----------|---------|---------|---------|----------|---------|-----------|-------------------|-------|--------------------|-------|------|------|
| DHP | CHP2 | CHP3 | Boiler2 | Boiler3 | PP | Geo/Nu. | Hydro | HTL | CAES | BioCon- | Electro- | Wind | CSP | Wave | Hydro | Solar.Th | Transp. | househ. | Various | Total | Imp/Exp | Corrected | Total | Net | Total | Net | | |
| Coal | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | |
| Oil | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2.64 | - | - | 2.64 | 0.00 | 2.64 | 0.70 | 0.70 |
| N.Gas | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.17 | - | - | 0.17 | 0.00 | 0.17 | 0.04 | 0.07 |
| Biomass | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 12.61 | - | 12.61 | 0.00 | 12.61 | 0.00 | 0.00 |
| Renewable | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 34.70 | 0.34 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 35.04 | 0.00 | 35.04 | 0.00 | 0.00 |
| H2 etc. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Biofuel | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Nuclear/CCS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Total | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2.81 | 12.61 | - | 50.46 | -71.78 | -21.32 | 0.74 | 0.77 | | | |



| | District Heating Production | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | RES specification | | | | | |
|--------------------------|-----------------------------|----------|---------|--------|---------------------|----------|---------|--------|-------|--------|-----------|-------|------------|---------------|---------------------|----------|---------|--------|-------|--------|-----------|-------|------------|---------------|-------------------|------|------|------|-------|---------|
| | Gr.1 | | | | Gr.2 | | | | | | | | | | Gr.3 | | | | | | | | | | RES1 | RES2 | RES3 | RES | Total | |
| | District heating kW | Solar kW | CSHP kW | DHP kW | District heating kW | Solar kW | CSHP kW | CHP kW | HP kW | ELT kW | Boiler kW | EH kW | Storage kW | Bal- lence kW | District heating kW | Solar kW | CSHP kW | CHP kW | HP kW | ELT kW | Boiler kW | EH kW | Storage kW | Bal- lence kW | | | | | | Wind kW |
| January | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4886 | 13 | 0 | 0 | 4899 | |
| February | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4577 | 15 | 0 | 0 | 4592 | |
| March | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5086 | 24 | 0 | 0 | 5110 | |
| April | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3970 | 49 | 0 | 0 | 4019 | |
| May | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3865 | 62 | 0 | 0 | 3927 | |
| June | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2987 | 92 | 0 | 0 | 3079 | |
| July | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2525 | 81 | 0 | 0 | 2605 | |
| August | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3112 | 59 | 0 | 0 | 3171 | |
| September | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3855 | 30 | 0 | 0 | 3884 | |
| October | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3706 | 17 | 0 | 0 | 3723 | |
| November | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4211 | 14 | 0 | 0 | 4225 | |
| December | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4644 | 10 | 0 | 0 | 4654 | |
| Average | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3951 | 39 | 0 | 0 | 3989 | |
| Maximum | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9554 | 208 | 0 | 0 | 9736 | |
| Minimum | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 0 | 0 | 0 | 50 | |
| Total for the whole year | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| GWh/year | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 34.70 | 0.34 | 0.00 | 0.00 | 35.04 | |

Own use of heat from industrial CHP: 0.00 GWh/year

| NATURAL GAS EXCHANGE | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------|------------------|--------------------------|------------|---------------|---------------|---------------|---------------|------------|-------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------|--------------|--------------|
| ANNUAL COSTS (1000 EUR) | DHP & Boilers kW | CHP2 CHP3 kW | PP CAES kW | Individual kW | Trans port kW | Indu. Var. kW | Demand Sum kW | Bio-gas kW | Syn- gas kW | CO2Hy gas kW | SynHy gas kW | SynHy gas kW | Storage kW | Sum kW | Imp- port kW | Exp- port kW |
| Total Fuel ex | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Uranium = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Coal = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| FuelOil = | 0 | January | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Gasoil/Diesel= | 0 | February | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Petrol/JP = | 0 | March | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Gas handling = | 0 | April | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Biomass = | 0 | May | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Food income = | 0 | June | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Waste = | 0 | July | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | August | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Ngas Exchange costs = | 0 | September | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Marginal operation costs = | 0 | October | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Electricity exchange = | 5 | November | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Import = | 5 | December | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Export = | -7607 | Average | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Bottleneck = | 7607 | Maximum | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fixed imp/ex= | 0 | Minimum | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total CO2 emission costs = | 0 | Total for the whole year | | | | | | | | | | | | | | |
| | | GWh/year | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Total variable costs = | 5 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Fixed operation costs = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Annual Investment costs = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOTAL ANNUAL COSTS = | 5 | | | | | | | | | | | | | | | |

RES Share: 94.4 Percent of Primary Energy 1278.0 Percent of Electricity

35.0 GWh electricity from RES

04-March-2023 [17:04]

Input 4simulacija.txt

The EnergyPLAN model 16.1

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------|-----------------|----------------|---------|-------|----------|------|------------------------|-----------|--------------|-------|---|------|------------|------|---------------------------------------|---------------------------|----------|----------------------------------|------------------------------|--|--|--|--|
| Electricity demand (GWh/year): | Flexible demand | 0.00 | | | | | Capacities | | Efficiencies | | Regulation Strategy: Technical regulation no. 1 | | | | | Fuel Price level: Basic | | | | | | | |
| Fixed demand | 2.37 | Fixed imp/exp. | 0.00 | | | | | Group 2: | | elec. | | Ther | | COP | | CEEP regulation 000000000 | | | | | | | |
| Electric heating + HP | 0.41 | Transportation | 0.21 | | | | | CHP | | 0 | | 0 | | 0.40 | | 0.50 | | Minimum Stabilisation share 0.00 | | | | | |
| Electric cooling | 0.00 | Total | 2.99 | | | | | Heat Pump | | 0 | | 0 | | | | | | Stabilisation share of CHP 0.00 | | | | | |
| District heating (GWh/year) | | | Gr.1 | Gr.2 | Gr.3 | Sum | Boiler | | 0 | | 0 | | 0.90 | | Minimum CHP gr 3 load 0 kW | | | | | | | | |
| District heating demand | | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | Group 3: | | CHP | | 0 | | 0 | | 0.40 | | 0.50 | | Minimum PP 0 kW | | | | |
| Solar Thermal | | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | Heat Pump | | 0 | | 0 | | | | | | | | Heat Pump maximum share 1.00 | | | | |
| Industrial CHP (CSHP) | | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | Boiler | | 0 | | 0 | | 0.90 | | Maximum import/export 0 kW | | | | | | | | |
| Demand after solar and CSHP | | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | Condensing | | 0 | | 0 | | 0.45 | | Distr. Name : Hour_nordpool.txt | | | | | | | | |
| Wind | | | 9900 kW | 34.70 | GWh/year | 0.00 | Heatsstorage: gr.2: | | 0 MWh | | gr.3: | | 0 MWh | | Addition factor 0.00 EUR/MWh | | | | | | | | |
| Photo Voltaic | | | 551 kW | 0.34 | GWh/year | 0.00 | Fixed Boiler: gr.2: | | 0.0 | | Per cent | | gr.3: | | 0.0 | | Per cent | | Multiplication factor 2.00 | | | | |
| Wave Power | | | 0 kW | 0 | GWh/year | 0.00 | Electricity prod. from | | CSHP | | Waste | | (GWh/year) | | Dependency factor 0.00 EUR/MWh pr. MW | | | | | | | | |
| River Hydro | | | 0 kW | 0 | GWh/year | 0.00 | Gr.1: | | 0.00 | | 0.00 | | | | Average Market Price 227 EUR/MWh | | | | | | | | |
| Hydro Power | | | 0 kW | 0 | GWh/year | | Gr.2: | | 0.00 | | 0.00 | | | | Gas Storage 0 MWh | | | | | | | | |
| Geothermal/Nuclear | | | 0 kW | 0 | GWh/year | | Gr.3: | | 0.00 | | 0.00 | | | | Syngas capacity 0 kW | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | Biogas max to grid 0 kW | | | | | | | | |

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

| District Heating | | | | | | | | | | Electricity | | | | | | | | | | | | | | | Exchange | | | | | |
|-------------------|------|------------|---------|--------|--------|-------|--------|-----------|-------|-------------|-----------------|-------------------|-------|------------------|------------|---------------|-------------|--------|-----------|----------------|----------------|--------|-------|-------------|----------|--------|---------|--------|--------------|---------------|
| Demand | | Production | | | | | | | | Consumption | | | | | Production | | | | | Balance | | | | | Payment | | | | | |
| Distr. heating kW | | Solar kW | CSHP kW | DHP kW | CHP kW | HP kW | ELT kW | Boiler kW | EH kW | Ba-lance kW | Elec. demand kW | Flex.& Transp. kW | HP kW | Elec-trolyser kW | EH kW | Hydro Pump kW | Tur-bine kW | RES kW | Hy-dro kW | Geo-thermal kW | Waste+ CSHP kW | CHP kW | PP kW | Stab-Load % | Imp kW | Exp kW | CEEP kW | EPP kW | Imp 1000 EUR | Exp 1000 EUR |
| January | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 274 | 26 | 103 | 0 | 0 | 5 | 4 | 4899 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 | 4495 | 4495 | 0 | 0 | 1045 |
| February | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 300 | 26 | 84 | 0 | 0 | 9 | 7 | 4592 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 | 4180 | 4180 | 0 | 0 | 588 |
| March | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 286 | 26 | 69 | 0 | 0 | 2 | 1 | 5110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 | 4729 | 4729 | 0 | 0 | 746 |
| April | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 243 | 24 | 55 | 0 | 0 | 3 | 2 | 4019 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 | 3696 | 3696 | 0 | 0 | 667 |
| May | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 244 | 24 | 46 | 0 | 0 | 2 | 1 | 3927 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 | 3613 | 3613 | 0 | 0 | 681 |
| June | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 255 | 24 | 4 | 0 | 0 | 3 | 2 | 3079 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 | 2795 | 2795 | 0 | 0 | 422 |
| July | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 281 | 23 | 4 | 0 | 0 | 4 | 3 | 2605 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 | 2297 | 2297 | 0 | 0 | 273 |
| August | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 291 | 23 | 4 | 0 | 0 | 4 | 3 | 3171 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 | 2852 | 2852 | 0 | 0 | 463 |
| September | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 260 | 23 | 4 | 0 | 0 | 2 | 2 | 3884 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 | 3597 | 3597 | 0 | 0 | 625 |
| October | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 248 | 24 | 42 | 0 | 0 | 4 | 3 | 3723 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 | 3407 | 3407 | 0 | 0 | 610 |
| November | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 267 | 24 | 62 | 0 | 0 | 2 | 2 | 4225 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 | 3872 | 3872 | 0 | 0 | 636 |
| December | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 289 | 25 | 83 | 0 | 0 | 3 | 2 | 4654 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 | 4257 | 4257 | 0 | 0 | 785 |
| Average | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 270 | 24 | 46 | 0 | 0 | 3 | 3 | 3989 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 | 3648 | 3648 | 0 | 0 | Average price |
| Maximum | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 409 | 313 | 147 | 0 | 0 | 500 | 317 | 9736 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 | 9369 | 9369 | 0 | 0 | (EUR/MWh) |
| Minimum | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 161 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 283 |
| GWh/year | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.37 | 0.21 | 0.41 | 0.00 | 0.00 | 0.03 | 0.02 | 35.04 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 32.04 | 32.04 | 0.00 | 0.00 | 1(0) EL7542 |

| FUEL BALANCE (GWh/year): | | | | | | | | | | Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off | | | | | | | | | | Industry | | | Imp/Exp Corrected | | CO2 emission (kt): | |
|--------------------------|------|------|---------|---------|----|---------|-------|-----|-----|--|---------|------|-------|------|------|-------|----------|---------|---------|----------|-------|---------|-------------------|--------|--------------------|------|
| DHP | CHP2 | CHP3 | Boiler2 | Boiler3 | PP | Geo/Nu. | Hydro | HTL | HTL | Elc.ly. | version | Fuel | Wind | CSP | Wave | Hydro | Solar.Th | Transp. | househ. | Various | Total | Imp/Exp | Corrected Net | Total | Net | |
| Coal | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| Oil | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2.42 | 0.00 | 2.42 | 0.64 | 0.64 |
| N.Gas | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.17 | 0.00 | 0.17 | 0.04 | 0.07 |
| Biomass | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 11.09 | 0.00 | 11.09 | 0.00 | 0.00 |
| Renewable | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 34.70 | 0.34 | - | - | - | - | - | - | - | 35.04 | 0.00 | 35.04 | 0.00 | 0.00 |
| H2 etc. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Biofuel | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Nuclear/CCS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Total | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 34.70 | 0.34 | - | - | - | - | 2.59 | 11.09 | - | 48.72 | -71.21 | -22.49 | 0.68 | 0.72 |



District Heating Production

| | Gr.1 | | | | Gr.2 | | | | | | | | | | Gr.3 | | | | | | | | | | RES specification | | | | | |
|--------------------------|------------------|-------|------|------|------------------|-------|------|------|------|------|--------|------|---------|---------|------------------|-------|------|------|------|------|--------|------|---------|---------|-------------------|------------|-----------|-----------|-------|--|
| | District heating | Solar | CSHP | DHP | District heating | Solar | CSHP | CHP | HP | ELT | Boiler | EH | Storage | Balance | District heating | Solar | CSHP | CHP | HP | ELT | Boiler | EH | Storage | Balance | RES1 Wind | RES2 Photo | RES3 Wave | RES4-7 yr | Total | |
| | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | |
| January | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4886 | 13 | 0 | 0 | 4899 | |
| February | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4577 | 15 | 0 | 0 | 4592 | |
| March | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5086 | 24 | 0 | 0 | 5110 | |
| April | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3970 | 49 | 0 | 0 | 4019 | |
| May | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3865 | 62 | 0 | 0 | 3927 | |
| June | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2987 | 92 | 0 | 0 | 3079 | |
| July | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2525 | 81 | 0 | 0 | 2605 | |
| August | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3112 | 59 | 0 | 0 | 3171 | |
| September | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3855 | 30 | 0 | 0 | 3884 | |
| October | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3706 | 17 | 0 | 0 | 3723 | |
| November | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4211 | 14 | 0 | 0 | 4225 | |
| December | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4644 | 10 | 0 | 0 | 4654 | |
| Average | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3951 | 39 | 0 | 0 | 3989 | |
| Maximum | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9554 | 208 | 0 | 0 | 9736 | |
| Minimum | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 0 | 0 | 0 | 50 | |
| Total for the whole year | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| GWh/year | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 34.70 | 0.34 | 0.00 | 0.00 | 35.04 | |

Own use of heat from industrial CHP: 0.00 GWh/year

NATURAL GAS EXCHANGE

| ANNUAL COSTS (1000 EUR) | DHP & Boilers | CHP2 | PP | Individual | Trans port | Indu. Var. | Demand Sum | Bio-gas | Syn-gas | CO2Hy gas | SynHy gas | SynHy gas | Storage | Sum | Imp-port | Exp-port |
|-------------------------------|---------------|------|------|------------|------------|------------|------------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|---------|------|----------|----------|
| | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW |
| Total Fuel ex Ngas exchange = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Uranium = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Coal = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| FuelOil = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gasoil/Diesel= | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Petrol/JP = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gas handling = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Biomass = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Food income = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Waste = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Total Ngas Exchange costs = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Marginal operation costs = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Total Electricity exchange = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Import = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Export = | -7542 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bottleneck = | 7542 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Fixed imp/ex= | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Total CO2 emission costs = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Total variable costs = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Fixed operation costs = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Annual Investment costs = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOTAL ANNUAL COSTS = | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Total for the whole year | | | | | | | | | | | | | | | | |
| GWh/year | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |



JUBIZOL
Fasadni sustavi s preporukom

JUB trgovina i promet d.o.o.

Ulica hrvatskih branitelja 11
HR-10430 Samobor
T: +385 1 6194 340, F: +385 1 6194 341
E: nfo@jub.hr
Član Grupe JUB

JUBIZOL MW - informativna kalkulacija br.23333

Investitor:

Izvođač:

Napomena:

Datum: 2022.12.12, ponedjeljak

Trgovac: Krajnji kupac
Informativna kalkulacija,
0800 200 099
jub@jub.hr

| Sloj | Materijal | Količina | JM | Cijena JM | Iznos | Rabat % | Ukupno s popustom |
|---------------------------------|--------------------------------------|----------|-----|-----------|------------------|---------|-------------------|
| Osnovni sustav | | | | | | | |
| Toplinska izolacija | KNAUF PLOČA FKD-N 14 cm | 233.28 | m2 | 198,73 | 46.359,73 | 0,00 | 41.723,76 |
| Ljepilo | JUBIZOL Start fix (JUBIZOL Ljepilo) | 950.00 | kg | 2,65 | 2.517,50 | 0,00 | 2.265,75 |
| Temeljna žbuka | JUBIZOL Premium fix (Lepilna malta) | 1,875.00 | kg | 3,45 | 6.468,75 | 0,00 | 5.821,87 |
| Armaturna mrežica | JUBIZOL ARMATURNNA MREŽICA 160 g | 275.00 | m2 | 8,80 | 2.420,00 | 0,00 | 2.178,00 |
| | | | | | 57.765,98 | | 51.989,38 |
| Završni dekorativni sloj | | | | | | | |
| Temeljni premaz | JUBIZOL Unigrund 18 kg bijela | 36.00 | kg | 16,00 | 576,00 | 0,00 | 518,40 |
| Temeljni premaz | JUBIZOL Unigrund 5 kg bijela | 10.00 | kg | 18,00 | 180,00 | 0,00 | 162,00 |
| Završna dekorativna žbuka | JUBIZOL Silicate finish S 1.5 bijela | 575.00 | kg | 13,60 | 7.820,00 | 0,00 | 7.038,00 |
| | | | | | 8.576,00 | | 7.718,40 |
| Ostali pribor | | | | | | | |
| Letve | JUBIZOL ALU OSNOVNA LETVA 140 mm | 37.50 | m | 39,00 | 1.462,50 | 0,00 | 1.316,25 |
| Sidra/Tiple | JUBIZOL PLASTIČNA SIDRA PP 200 mm | 1,400.00 | kom | 1,75 | 2.450,00 | 0,00 | 2.205,00 |
| Profili kutni | JUBIZOL PVC Kutni profil s mrežicom | 70.00 | m | 6,60 | 462,00 | 0,00 | 415,80 |
| Profili špaletni | JUBIZOL špaletni profil - obični | 36.00 | m | 11,50 | 414,00 | 0,00 | 372,60 |
| Profili okapni | JUBIZOL okapni profil | 25.00 | m | 21,50 | 537,50 | 0,00 | 483,75 |
| | | | | | 5.326,00 | | 4.793,40 |
| Podzid (cokl) | | | | | | | |
| Toplinska izolacija | KNAUF INSULATION LAMELE 10 cm | 86.40 | m2 | 163,34 | 14.112,58 | 0,00 | 12.701,32 |
| Ljepilo | JUBIZOL Premium fix (Lepilna malta) | 350.00 | kg | 3,45 | 1.207,50 | 0,00 | 1.086,75 |
| Temeljna žbuka | JUBIZOL Premium fix (Lepilna malta) | 350.00 | kg | 3,45 | 1.207,50 | 0,00 | 1.086,75 |



| | | | | | | | |
|-------------------|----------------------------------|--------|----|------|------------------|------|------------------|
| Armaturna mrežica | JUBIZOL ARMATURNNA MREŽICA 160 g | 110.00 | m2 | 8,80 | 968,00 | 0,00 | 871,20 |
| | | | | | 17.495,58 | | 15.746,02 |

Bez popusta HRK: **89.163,56**

Akcijski popust HRK: **8.916,36**

Rabat HRK: **0,00**

Cassa HRK: **0,00**

Sveukupno bez PDV-a HRK: 80.247,20

Sveukupno HRK: 100.309,00

Napomena:

Potrošnja materijala je orijentacijska i ovisi o vrsti podloge, tehnici ugradnje i arhitekturi objekta.

** Kalkulacija je informativnog karaktera i nije krajnja cjenovna ponuda za kupca.*

