Komunalno podjetje Velenje, d. o. o.
Koroška cesta 37/b
SI-3320 Velenje
t: +386 (0)3 896 11 00
e: kpv@kp-velenje.si
www.kp-velenje.si

JAVNI POZIV PROMOTORJEM

PRIPRAVA PROJEKTA:

REŠITEV ZA ZAGOTOVITEV ALTERNATIVNIH PROIZVODNIH VIROV ZA PROIZVODNJO TOPLOTE IZ OVE PRI PREOBRAZBI SISTEMA DALJINSKEGA OGREVANJA V ŠALEŠKI DOLINI

Maj 2025

Kazalo vsebine

JAVNI POZIV PROMOTORJEM 1
1 Povabilo k oddaji vloge 3
2 Namen Projekta 3
2.1 Splošen okvir 3
2.2 Vloga KPV 5
2.3 Cilji Projekta 6
3 Navodila promotorjem 8
3.1 Informacije o javnem partnerju 8
3.2 Splošne informacije o javnem pozivu 8
3.3 Vprašanja o javnem pozivu 9
4 Usmeritve za pripravo Projekta 9
4.1 Tehnična izhodišča 10
4.1.1 OBSTOJEČ SISTEM DO 10
4.1.2 PROGNOZE OBRATOVANJA SISTEMA DO (DO LETA 2032) 11
4.1.3 OBSTOJEČI PREDVIDENI PROJEKTI UMEŠČANJA PROIZVODNIH VIROV ENERGIJE 14
4.2 Lokacije 17
4.2.1 OGREVNE VEJE 17
4.2.2 OGREVNA VEJA 1: VELENJE 18
4.2.3 OGREVNA VEJA 2: ŠOŠTANJ 20
4.2.4 OBMOČJE TERMOELEKTRARNE ŠOŠTANJ 21
5 Zasnova Projekta 22
5.1 Vsebina in oblika Projekta 22
5.2 Oddaja, sprememba, umik ter javno odpiranje 24
5.3 Izvedba predstavitvenih sestankov 24
5.4 Pravice promotorjev 24
5.5 Nadaljevanje postopka 24
6 Ovojnica 25
7 Priloge 26

1 Povabilo k oddaji vloge

Komunalno podjetje Velenje d. o. o. (v nadaljevanju: KPV) v okviru prizadevanj za zeleno preobrazbo sistema daljinskega ogrevanja v Šaleški dolini in 1. odstavka 22. člena Zakona o prehodnem financiranju pospešenega in pravičnega izstopa iz premoga (v nadaljevanju: ZPFPPIP) objavlja javni poziv promotorjem k oddaji vlog za pripravo rešitev za vzpostavitev novih enot za proizvodnjo toplote iz OVE pri Preobrazbi sistema daljinskega ogrevanja v Šaleški dolini (v nadaljevanju: Projekt alternativnih proizvodnih virov).

Projekt obravnava idejno zasnovo tehničnih rešitev, določitev ekonomskih parametrov ter razvoj ustreznih poslovnih modelov za implementacijo nadomestnih proizvodnih virov toplote (v nadaljevanju: Proizvodni viri), ki temeljijo na obnovljivih virih energije in/ali drugih alternativnih virih z nizkim ogljičnim odtisom, kot posledica opuščanje premoga v skladu z državno strategijo za izstop iz premoga in pravičnemu prehodu Savinjsko-Šaleške (SAŠA) in Zasavske regije.

2 Namen Projekta

2.1 Splošen okvir

Zagotavljanje stabilne in trajnostne oskrbe s toploto – daljinsko ogrevanje (DO) Šaleške doline, sta bistvena stebra pravičnega prehoda v brezogljično družbo.

Ključni regulatorni okvirji in smernice na tem področju so sledeče:

Dokument / zakon	Ključne vsebine in cilji	Povezava s Projektom
Evropski zeleni dogovor	Podnebna nevtralnost do 2050; -55 % emisij do 2030; razogljičenje energetike; krepitev OVE.	Okvir za prehod na OVE in zmanjševanje emisij v sistemih DO.
Načrt za okrevanje in odpornost RS (NOO)	Finančna podpora za zeleni prehod; naložbe in reforme za OVE; spodbujanje geotermalne, hidro in sončne energije.	Možnost pridobivanja sredstev za investicije v nizkoogljične toplotne vire.
Nacionalna strategija za izstop iz premoga in prestrukturiranje premogovnih regij v skladu z načeli pravičnega prehoda	Prenehanje rabe premoga za proizvodnjo električne energije v Sloveniji najkasneje do leta 2033, s poudarkom na pravičnem prehodu SAŠA in Zasavske regije.	Vključuje zapiranje Premogovnika Velenje, gospodarsko in družbeno prestrukturiranje regij, zmanjšanje emisij toplogrednih plinov ter financiranje prek EU Sklada za pravični prehod (248,38 mio EUR za 2021–2027).
Območni načrt za pravični prehod	Operacionalizacija strategije z ukrepi za gospodarsko	

prestrukturiranja za SAŠA regije	diverzifikacijo, ustvarjanje delovnih mest, energetski prehod (OVE) in okoljsko sanacijo.	
Akcijski načrt preobrazbe DO Šaleške doline 2022–2030	Prehod na 100 % lastne OVE vire do 2030 (2033); nemotena oskrba iz TEŠ v prehodnem obdobju.	Ključen strateški dokument za lokalni kontekst projekta.
Zakon o prehodnem financiranju pospešenega in pravičnega izstopa iz premoga (ZPFPPIP)	Ureja pogoje in financiranje oskrbe s toploto v času izstopa iz premoga; služnost/stavbna pravica za nove vire.	Pravna osnova za umeščanje alternativnih virov toplote in infrastrukture.
Energetski zakon (EZ-1)	Sistemska ureditev energetike; podpora OVE; varna, trajnostna in zanesljiva oskrba z energijo; podnebni cilji.	Pravna podlaga za uvajanje naprednih in trajnostnih energetskih rešitev.
NEPN (Celoviti energetski in podnebni načrt RS)	Nacionalni cilji in ukrepi za obdobje 2021–2030; zmanjševanje emisij, raba OVE, energetska učinkovitost.	Podpira prehod sistemov DO na nizkoogljične vire toplote.
Zakon o spodbujanju rabe obnovljivih virov energije (ZSROVE)	ZSROVE spodbuja uporabo OVE v sistemih DO, kot so biomasa, geotermalna energija in sončna energija.	Razogljičenje DO z ukrepi (finančne spodbude, podpora za vgradnjo OVE, povečanje deleža OVE v energetski mešanici). Določa pogoje za priznavanje sistemov DO kot učinkovitih, če izpolnjujejo zahteve glede deleža OVE ali visoke energetske učinkovitosti.
Zakon o učinkoviti rabi energije (ZURE)	ZURE se osredotoča na energetsko učinkovitost sistemov DO. Določa, da morajo biti sistemi DO zasnovani in upravljani tako, da zmanjšujejo izgube energije in povečujejo izkoristek.	Spodbuja uporabo soproizvodnje toplote in elektrike (SPTE) ter drugih tehnologij z visoko učinkovitostjo. Prav tako zahteva redno spremljanje in optimizacijo delovanja sistemov DO ter uvajanje ukrepov za energetsko varčevanje.

Akcijski načrt preobrazbe sistema daljinskega ogrevanja Komunalnega podjetja Velenje vključuje tri faze:

- **Prva faza (do 2029):** Obnova izolacij in distribucijskega omrežja, posodobitev toplotnih podpostaj.
- **Druga faza (do 2033):** Vzpostavitev novih enot za proizvodnjo toplote. Fokus je na fazni implementaciji OVE in povečanju deleža zelenih virov.
- **Tretja faza (do 2033):** Zaključek energetske sanacije stavb za prehod na nižji temperaturni režim in popolna preobrazba sistema na razpršene zelene vire. Cilj je ogljično nevtralen, ekonomsko vzdržen sistem DO z minimalnimi izgubami.

2.2 Vloga KPV

Upravljanje in nadzor nad delovanjem sistema daljinskega ogrevanja (DO) v Šaleški dolini je na podlagi Sistemskih obratovalnih navodil za distribucijski sistem toplote za geografsko območje Mestne občine Velenje in Občine Šoštanj (UL RS, št. 88/16) v pristojnosti KPV.

Ključne naloge KPV vključujejo:

- Zagotavljanje varnega, zanesljivega in učinkovitega delovanja sistema DO ter nemotene oskrbe vseh odjemalcev toplote, s katerimi ima KPV sklenjene pogodbe. KPV z energijo oskrbuje več kot 40.000 prebivalcev Velenja in Šoštanja ter vse industrijske odjemalce v Šaleški dolini.
- Uresničevanje ciljev energetske učinkovitosti, skladno z določili Energetskega zakona (EZ-1), vključno z zmanjševanjem izgub v omrežju in spodbujanjem učinkovite rabe energije.
- Vzdrževanje, upravljanje in razvoj distribucijskega omrežja DO, vključno z obnovo obstoječe infrastrukture, uvajanjem naprednih tehnologij ter prilagoditvami omrežja za priključevanje novih proizvodnih virov toplote iz obnovljivih virov energije (OVE) in drugih nizkoogljičnih virov.
- Zagotavljanje skladnosti z določbami Zakona o oskrbi s toploto iz distribucijskih sistemov (ZOTDS), ki opredeljuje temeljna pravila za distribucijo toplote, pogoje za priključitev, razmerja med izvajalci in odjemalci toplote ter osnovne obveznosti distributerja.
- Izvajanje nalog izvajalca gospodarske javne službe distribucije toplote, kot jih določa ZOTDS:
    + zagotavljanje priključevanja novih odjemalcev pod enakimi pogoji,
    + skrb za merilno in regulacijsko opremo,
    + zagotavljanje primerne kakovosti storitev in ustrezne informiranosti odjemalcev.

- Izvajanje pravilnega in preglednega obračuna stroškov toplote, v skladu z Aktom o metodologiji za oblikovanje cene toplote za daljinsko ogrevanje (UL RS, št. 2/17 in 44/22-ZOTDS) in Sistemskimi obratovalnimi navodili za distribucijski sistem toplote za geografsko območje Mestne občine Velenje in Občine Šoštanj (UL RS, št. 88/16). To med drugim vključuje:
    + določanje tarifnih postavk glede na stroške dobave in distribucije,
    + preglednost stroškov za končne uporabnike,

+ upoštevanje dejanske porabe, razmerij med fiksnim in variabilnim delom ter zakonitosti pri delitvi stroškov.

- Spremljanje in analiziranje parametrov delovanja sistema, vključno z merjenjem učinkovitosti, spremljanjem emisij, optimizacijo obratovanja in usklajevanjem s podnebnimi cilji.
- Sodelovanje z lokalnimi skupnostmi in državnimi institucijami, obveščanje uporabnikov ter vključevanje javnosti v procese energetske preobrazbe, skladno z načeli transparentnosti in odgovornosti.

2.3 Cilji Projekta

V načrtovanju prenehanja delovanja proizvodnega premogovnega bloka 6 Termoelektrarne Šoštanj (TEŠ) najkasneje do leta 2033, je potrebno zagotoviti dolgoročno zanesljivo, varno, energetsko učinkovito in okoljsko trajnostno oskrbo s toploto za območje Šaleške doline. Proizvodni blok 5 v TEŠ bo trajno zaustavljen po izvedbi C inšpekcije v letu 2026, z letom 2025 pa je prešel v hladno rezervo. Plinski enoti PE51 in PE52 v TEŠ bosta služili kot rezervi.

Za izpolnitev teh obveznosti bo KPV v prihodnjem obdobju izbral novega ponudnika toplote, ki bo zgradil oziroma zagotovil ustrezne Proizvodne vire toplote, ter prevzel odgovornost za proizvodnjo toplote v potrebnih količinah oz. sklenil drugo pogodbeno partnerstvo za zagotovitev potrebne količine toplote.

Zaradi kompleksnosti prehoda z enega osrednjega vira toplote na razpršene, nič- ali nizkoogljične vire, KPV v tej prvi fazi zelene preobrazbe sistema DO v Šaleški dolini objavlja javni poziv promotorjem, ki so sposobni izdelati projekt z naslednjim namenom (»Namen«):

- Izdelati projekt alternativnih proizvodnih virov v obliki Idejne zasnove (IDZ) in dokument za pridobitev projektnih in drugih pogojev (DPP), kjer zadostuje IDZ.

- Identificirati in predlagati optimalno tehnično zasnovo Proizvodnih virov na vnaprej določenih območjih (»Lokacije«), ki bo zmožna proizvajati toploto v skladu s pripravljeno prognozo obratovanja sistema DO do leta 2032. Vključi se lahko tudi druga zemljišča, kjer je možna umestitev OVE, skladno z veljavno zakonodajo.
- Pripraviti zbirno vodilno mapo z veljavno zakonodajo v Republiki Sloveniji ter tehnološko in delavniško dokumentacijo, ki je potrebna za nemoteno izvedbo in pridobitev vseh potrebnih dovoljenj, (Pravilnikom o projektni in drugi dokumentaciji ter obrazcih pri graditvi objektov (Uradni list RS, št. 30/23)). Vključuje zasnovo arhitekture, gradbenih konstrukcij in objektov, strojnih in elektro inštalacij in opreme za Proizvodne vire, vključujoč situacijski predlog umestitve v prostor, predlog priklopa na obstoječ sistem DO, predlog priklopa na elektroenergetsko omrežje (vključujoč enopolne sheme), ipd.
- Predloži terminski plan.
- Odda se popise v formatu XLS (MS Excel) v 2-ločenih delih tako na papirju kot v elektronski obliki na CD ali USB ključku in sicer 1 x brez cen in 1 x s projektantskimi

cenami na enoto in izračunom vrednosti za vsa dela in opremo (strojne instalacije, elektro instalacije, požarna varnost in itd), z izračunom in prikazom ekonomike z vsemi stroški kjer je razviden izračun končne cene toplote LCOH (EUR/MWh) za posamezno enoto in skupno.

- obratovalne režime za Proizvodne vire, ki so razdeljeni na proizvodnjo toplote za prostorsko ogrevanje in za pripravo sanitarne tople vode v zimskem in prehodnem režimu, ter za pripravo sanitarne tople vode v poletnem obdobju.
- Doseči optimalno pokrivanje zagotavljanja potreb po toploti iz nabora posameznih Proizvodnih virov (vključujoč zalogovnike toplote), z namenom, da bodo posamezni Proizvodni viri zasnovani na način, da delujejo z visoko učinkovitostjo in da čim bolj učinkovito pokrivajo obratovalne režime ter v kombinaciji s hranilniki toplote omogočajo stroškovno učinkovito obratovanje.
- Doseči varnostno redundanco v primeru izpadov posameznih Proizvodnih virov z zalogovniki toplote.
- Pripraviti zasnovo arhitekture, gradbenih konstrukcij in objektov, strojnih in elektro inštalacij in opreme za Proizvodne vire, vključujoč situacijski predlog umestitve v prostor, predlog priklopa na obstoječ sistem DO, predlog priklopa na elektroenergetsko omrežje (vključujoč enopolne sheme), ipd.
- **Zagotoviti čim nižjo izravnano ceno proizvedene toplote (LCOH – Levelized Cost of Heat).**
- Dolžan sam pridobiti vse potrebne informacije, eventualne manjkajoče dokumente, trenutne priklopne moči na obstoječo infrastrukture, ter vse ostalo, potrebno za kvalitetno izvedbo svoje storitve. Pri tem bo imel podporo investitorja v smislu pooblastil, ki jih bo za to rabil.
- Pri izdelavi projekta upoštevati načelo dobrega gospodarja, kvalitetnih in obenem racionalnih rešitev. Ob tem naročniku predstavi in predlaga različne možnosti rešitev in iz tega izhajajoče prednosti in slabosti posamezne rešitve in sicer glede finančnega vpliva, glede vzdrževanja in življenjske dobe predlagane rešitve v primerjavi z obstoječo oz. drugimi opcijskimi izvedbami oz. spremembami.
- Pri izdelavi projekta upoštevati in predstaviti postopno prehajanje sistema daljinskega ogrevanja, proizvodnih virov, kot tudi izkoriščanje obnovljivih in odpadnih virov toplote do končne rešitve leta 2033. Postopno prehajanje naj obsega spremenljive tehnične obratovalne in infrastrukturne karakteristike sistema na način, da se te dopolnjujejo in hkrati omogočajo nemoteno in energetsko ter ekonomsko učinkovito oskrbo.
- Promotor pripravi in predstavi tudi strategijo financiranja.
- Doseči dolgoročno, varno, zanesljivo in nizkoogljično oskrbo s toploto, skladno s strateškimi cilji prehoda na OVE.

3 Navodila promotorjem

3.1 Informacije o javnem partnerju

Splošne informacije o javnem partnerju so sledeče:

Naziv	Komunalno podjetje Velenje d. o. o.
Naslov	Koroška cesta 37b, 3320 Velenje
Internetni naslov	www.kp-velenje.si
Elektronski naslov	kpv@kp-velenje.si
Zakoniti zastopnik	Gašper Škarja
Kontaktna oseba	Janez Ramšak
Elektronski kontakt	janez.ramsak@kp-velenje.si
Telefonski kontakt	03 8961 102

3.2 Splošne informacije o javnem pozivu

Splošne informacije o javnem pozivu so sledeče:

Ime projekta	PROJEKT ZA ZAGOTOVITEV ALTERNATIVNIH PROIZVODNIH VIROV ZA PROIZVODNJO TOPLOTE IZ OVE PRI PREOBRAZBI SISTEMA DALJINSKEGA OGREVANJA V ŠALEŠKI DOLINI
Vrsta projekta	Javni poziv promotorjem.
Kratek opis poziva	Poziv promotorjem, katerega cilj je pridobiti projekt za umestitev Proizvodnih virov, zmožnosti promotorjev in pridobitev ekonomskih kazalnikov pripravljenih predlogov, s ključno komponento – tj. LCOH.
Variante	Variante vloge so dopustne, morajo pa biti jasno obrazložene in podkrepljene z razlogi.

3.3 Vprašanja o javnem pozivu

Promotorji lahko zastavijo vprašanja v zvezi s postopkom in ostalimi elementi projekta preko elektronske pošte navedene v »Informacije o javnem partnerju«.

Skrajni rok za postavitev vprašanj je [12.9.2025] do [12:00] ure.

4 Usmeritve za pripravo Projekta

Namen javnega poziva je pridobiti rešitve na podlagi IDZ s strani promotorjev, ki bodo podale strokovno utemeljene tehnične in ekonomske koncepte za izpolnitev ciljev trajnostne in nizkoogljične oskrbe s toploto v Šaleški dolini oziroma izpolnjevanje Namena.

Predmet poziva vključuje:

- Pripravo projekta: Zagotovitev alternativnih proizvodnih virov, ki zajema umestitev Proizvodnih virov toplote iz obnovljivih ali drugih nizkoogljičnih virov na vnaprej določenih območjih (Lokacije) ali druge lokacije ki jih dopušča OPN:
  - zasnova arhitekture (situacijski predlog umestitve v prostor ob upoštevanju zakonodajnih in drugih zahtev) s tehničnim poročilom.
  - zasnova gradbenih konstrukcij in objektov (situacijska postavitev Proizvodnih virov in potrebne infrastrukture, kot na primer cevnih in kabelskih kanalizacij in povezavo in objektov za transformacijo toplote oz. električne energije).
  - zasnova strojnih in elektro inštalacij in opreme (tehnični izračuni za določitev potrebnih strojnih in elektrotehničnih komponent in sistemov za umestitev v Proizvodnih virov v prostor).
  - Zasnova požarne študije z opredelitvijo potrebnih ukrepov požarne varnosti objekta.
- Pripravo poslovnega in ekonomskega koncepta, ki naj zajema:
  - **Izračun LCOH, vključujoč opis metodologije in ključnih robnih pogojev, predpostavk in vhodnih podatkov za analizo.**
  - Opredelitev ključnih deležnikov v predlagani strukturi poslovnega modela.
  - Opis osnovne strukture poslovnega modela ter razmejitve odgovornosti in pristojnosti.
  - Določitev meja projekta in medsebojnih odnosov med vključenimi deležniki.
  - Analizo tveganj in njihovo razporeditev.
  - Finančno analizo s pregledom denarnih tokov ter izpostavitev prednosti in morebitnih slabosti predlaganega modela.
  - Oceno vpliva predlaganega poslovnega modela na ekonomsko upravičenost tehničnega koncepta, vključno z vplivom pridobitve nepovratnih sredstev na LCOH.
- Potrditev zainteresiranosti promotorja za nadaljnjo izvedbo projektiranja, pridobivanje vseh potrebnih dovoljenj in soglasij, ter izvedbo samega projekta.

- Možnost dolgoročnega sodelovanja pri morebitni širitvi sistema DO.

Ključni cilj poziva je priprava koncepta, ki bo izvedljiv, nizko- oz. nič ogljičen, in kar je ključno, da bo rezultiral v čim nižji izravnani ceni proizvedene toplote (LCOH).

Projekt bo služil kot primer dobre prakse prehoda iz konvencionalnih virov na okolju prijazne vire toplote, s čimer bo pomembno prispeval k ciljem podnebne in energetske politike na lokalni in nacionalni ravni. Projekt bo predstavljal učno-demonstracijski poligon za razvoj in prenos novih znanj, pristopov in rešitev, ki bodo lahko služile kot izhodišče za nadaljnje tovrstne projekte v Sloveniji in širše.

Promotorjem bo na voljo do sedaj pripravljena dokumentacija za Zeleno preobrazbo sistema DO v Šaleški dolini, med drugim:

- Akcijski načrt preobrazbe sistema daljinskega ogrevanja Šaleške doline 2022-2030.
- Izdelava študije (projektne naloge) za umeščanja OVE tehnologij a območja v Mestni občini Velenje in Mestni občini Šoštanj.
- Prognoze obratovanja do leta 2033 s pogledom do leta 2045.
- Idejna zasnova za izvedbo toplotne črpalke z baterijskim hranilnikom električne energije.
- IDEJNA ZASNOVA ZA PRIKLJUČITEV ALTERNATIVNIH VIROV PROIZVODNJE TOPLOTNE ENERGIJE ZA DISTRIBUCIJSKI SISTEM TOPLOTE NA GEOGRAFSKEM OBMOČJU MESTNE OBČINE VELENJE IN OBČINE ŠOŠTANJ.
- CELOVITA ANALIZA TVEGANJ IN AKTIVNOSTI PRI PRESTRUKTURIRANJU DALJINSKEGA SISTEMA OGREVANJA (DSO) V ŠALEŠKI DOLINI.
- Preobrazba sistema daljinskega ogrevanja v Šaleški dolini, Razvojni predlogi 2022 – 2033, 25/02/2022.

4.1 Tehnična izhodišča

Ključna tehnična izhodišča so podana v tem delu poziva.

4.1.1 OBSTOJEČ SISTEM DO

Osnovna struktura sistema DO:

Ogrevne veje	DO v Šaleški dolini vključuje več ogrevalnih vej, ki segajo predvsem na območje občin Velenje, Šoštanj in bližnjih industrijskih območij. Ogrevalne veje so medsebojno povezane s sistemom cevovodov, ki zagotavljajo distribucijo toplote od proizvodnih virov do končnih uporabnikov. Sistem je zasnovan tako, da omogoča oskrbo različnih vrst uporabnikov, od stanovanjskih blokov do industrijskih podjetij, z zagotavljanjem ustreznih količin toplote skozi vse leto.
Število oskrbovanih uporabnikov	Sistem DO oskrbuje več kot 40.000 prebivalcev v mestih Velenje in Šoštanj, poleg tega pa vključuje številne industrijske odjemalce, ki segajo od manjših do večjih industrijskih obratov. To vključuje tudi

	javne ustanove, kot so šole, bolnišnice in drugi objekti javnega interesa, ki se ogrevajo preko tega sistema.
Proizvodni viri toplote	Glavni vir toplote za sistem DO v Šaleški dolini je TEŠ, ki že dolga leta predstavlja osrednji proizvodni vir toplote za območje. Termoelektrarna izkorišča premog kot glavni vir energije za proizvodnjo električne energije, pri čemer so kot stranski produkt tudi toplota in para, ki se usmerjata v sistem daljinskega ogrevanja. V skladu z nacionalno strategijo za izstop iz premoga, bo proizvodni blok 5 trajno zaustavljen v letu 2026, blok 6 bo prenehal delovati najpozneje do leta 2033, plinski turbini pa bosta ostali v rezervi.

4.1.2 PROGNOZE OBRATOVANJA SISTEMA DO (DO LETA 2032)

Prognoze obratovanja sistema DO do leta 2032 vključujejo:

- Prognozo odjema koničnih toplotnih moči in odjema toplotne energije do leta 2032.
- Projekcije občin Velenje in Šoštanj o novogradnjah.
- Upoštevanje trenda priključevanja in zniževanja moči pri končnih odjemalcih toplote.
- Spremembe temperaturnih režimov v sistemu DO, skladne s spremembami pri odjemalcih, proizvodnih virih in na sistemu DO.
- Upoštevanje možnosti izrabe tako OVE kot odpadnih virov toplote.
- Upoštevanje »normalnih« vremenskih pogojev, brez večjih izrazitih daljših obdobij otoplitev ali ohladitev.
- Trend prehoda končnih odjemalcev toplote na druge vire proizvodnje toplote (minimalna moč 3,0 kW, kar pomeni, da ne koristijo več toplote iz sistema DO Šaleške doline).
- Ne vključuje drastičnih sprememb znižanja odjema zaradi zunanjih dejavnikov.
- Izvedbo predvidene obnove DO ogrevanja in izvedbo energetskih obnov ali drugih izboljšav pri končnih odjemalcih toplote.
- Izravnavo koničnih obremenitev odjema toplote, katero je mogoče izvesti z optimizacijo ,režima obratovanja - zalogovniki toplote. Prognoza upošteva zalogovnik toplote kapacitete vsaj 50 MWh za učinkovito izravnavo koničnih obremenitev odjema toplote.

Prognoze odjema koničnih toplotnih moči in odjema toplotne energije do leta 2032:

Komunalno podjetje Velenje, d. o. o.

Koroška cesta 37/b
SI-3320 Velenje

t: +386 (0)3 896 11 00
e: kpv@kp-velenje.si

www.kp-velenje.si

PROGNOZE ODJEMA TOPLOTNE ENERGIJE v (MWh) za obdobje 2024 do 2033- KP Velenje + KONZORCIJ (11. oktober 2024)

Meseci:	IZHODIŠČNI PODATKI za izdelavo PROGNOZE 2025 do 2032			PROGNOZE POTREB KP Velenje in KONZORCIJA za PROIZVODNJO TOPLOTNE ENERGIJE v TEŠ za obdobje 2025 do 2032 v(MWh)								
	2021	2022	2023	2024	*2025	*2026	*2027	*2028	*2029	*2030	*2031	*2032	*2033
Januar	51.775	52.421	46.458	46.966	48.300	45.500	44.500	44.000	43.000	42.000	41.000	40.000	40.000
Februar	39.863	40.545	42.349	31.117	37.100	35.000	34.000	33.000	32.000	31.000	30.000	30.000	30.000
Marec	39.850	41.017	34.515	27.969	34.600	28.500	27.500	27.000	26.000	25.000	24.000	23.000	23.000
April	31.162	29.680	27.511	20.389	25.400	22.000	21.000	20.500	20.000	19.000	18.000	17.500	17.500
Maj	20.224	15.643	18.176	13.330	16.000	15.000	14.000	13.500	13.000	12.500	12.000	12.000	12.000
Junij	10.283	9.953	10.803	9.849	10.300	8.000	8.000	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
Julij	8.801	8.886	9.667	8.398	9.000	8.000	8.000	7.500	7.500	7.000	7.000	7.000	7.000
Avgust	9.597	8.906	10.078	8.187	9.000	8.000	8.000	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
September	12.021	13.719	10.183	11.700	7.900	10.000	9.500	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Oktober	27.978	19.529	17.257	22.000	15.100	15.000	14.500	14.000	14.000	14.000	14.000	13.500	13.500
November	38.275	31.930	33.025	30.000	23.500	25.500	24.500	24.000	23.500	23.500	23.500	23.000	23.000
December	52.970	46.946	45.331	40.000	32.300	40.000	39.000	38.500	38.000	38.000	38.000	37.000	37.000
Skupaj v (MWh):	342.799	319.176	305.353	269.905	268.500	260.500	252.500	245.000	240.000	235.000	230.500	226.000	226.000

* Scenarij: Nizka intenziteta novih priključevanj
* Scenarij: pri sedanji tehnološki zasnovi in sedanjih geografskih obsegih oskrbe s toploto iz sistema DOT-ŠD

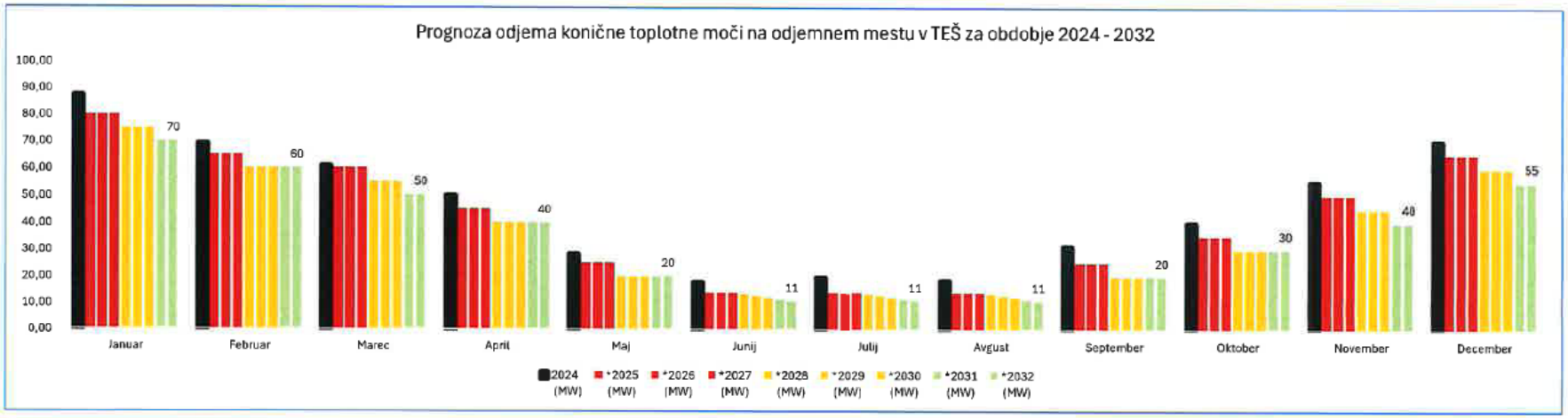
Komunalno podjetje Velenje, d. o. o.
Koroška cesta 37/b
SI-3320 Velenje
t: +386 (0)3 896 11 00
e: kpv@kp-velenje.si
www.kp-velenje.si

PROGNOZE ODJEMA KONIČNIH TOPLOTNIH MOČI v (MW) za obdobje 2024 do 2032-KP Velenje + konzorcij (11. oktober 2024)

PROGNOZE POTREB PO KONIČNIH TOPLOTNIH MOČEH v (MW) za SEDANJE TEHNOLŠKO STANJE in SEDANJE OBSEGE DOT- Šaleške doline 2022 do 2032

Meseci	Maksimalni mesečni odjem KONIČNIH toplotni moči za leto 2022 (po podatkih KP Velenje-PE Energetika)					DEJANSKI max. mesečni odjem KONIČNIH toplotni moči na prevzemnem mestu TEŠ za leta 2023 in 2024 (po prejetih podatkih KP Velenje-		Prognoze KP Velenje in KONZORCIJA za mesečne odjeme KONIČNIH TOPLOTNIH MOČI v (MW) na odjemnem mestu v TEŠ za obdobje 2025 do 2032								Prognoza odjema konične moči med občino Šoštanj in MO Velenje za ciljno leto 2032	
	Področje Šoštanj (MW)	Področje Velenje (MW)	2022 (MW)	Delež DOT Šoštanj v (%)	Delež DOT Velenje v (%)	2023 (MW)	2024 (MW)	*2025 (MW)	*2026 (MW)	*2027 (MW)	*2028 (MW)	*2029 (MW)	*2030 (MW)	*2031 (MW)	*2032 (MW)	Področje Šoštanj-*2032 (MW)	Področje Velenje *2032 (MW)
Januar	14	80	94	0,15	0,85	87,80	87,10	80	80	80	75	75	75	70	70	11,90	58,10
Februar	13	75	88	0,15	0,85	88,60	69,10	65	65	65	60	60	60	60	60	10,20	49,80
Marec	11	70	81	0,14	0,86	75,60	61,00	60	60	60	55	55	55	50	50	8,50	41,50
April	9	58	67	0,13	0,87	63,10	49,90	45	45	45	40	40	40	40	40	6,80	33,20
Maj	5	43	48	0,10	0,90	46,40	28,30	25	25	25	20	20	20	20	20	3,40	16,60
Junij	2	15	17	0,12	0,88	30,60	17,90	14	14	14	13	13	12	11	11	1,84	8,99
Julij	2	15	17	0,12	0,88	25,00	19,60	14	14	14	13	13	12	11	11	1,84	8,99
Avgust	2	15	17	0,12	0,88	25,30	18,50	14	14	14	13	13	12	11	11	1,84	8,99
September	4	20	24	0,17	0,83	28,10	31,00	25	25	25	20	20	20	20	20	3,40	16,60
Oktober	9	53	62	0,15	0,85	46,60	40,00	35	35	35	30	30	30	30	30	5,10	24,90
November	10	60	70	0,14	0,86	61,80	55,00	50	50	50	45	45	45	40	40	6,80	33,20
December	12	70	82	0,15	0,85	74,30	70,00	65	65	65	60	60	60	55	55	9,35	45,65

* Scenarij: Nizka intenziteta novih priključevanj
* Scenarij: pri sedanji tehnološki zasnovi in sedanjih geografskih obsegih oskrbe s toploto iz sistema DOT-ŠD

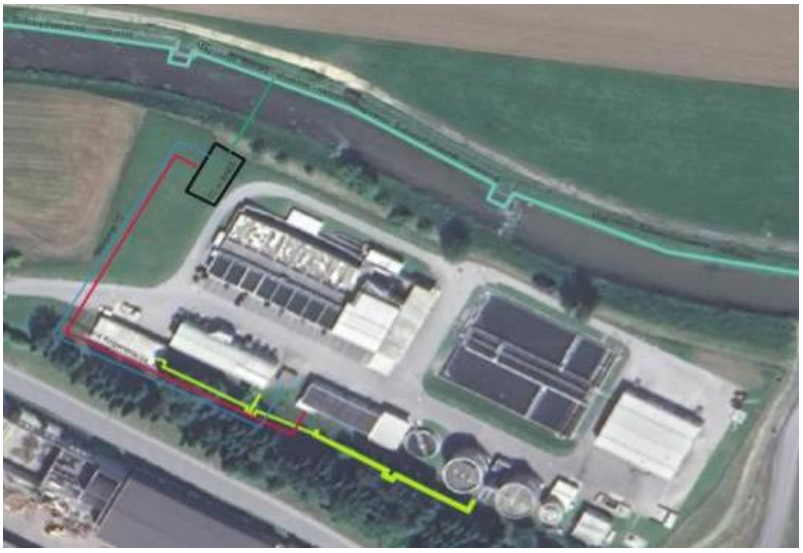


Registracija: Okrožno sodišče v Celju, SRG 497/97, osnovni kapital: 1.126.932,00 EUR
ID številka za DDV: SI55713998 | Matična številka: 5222109
TRR pri NLB d. d.: SI56 0242 6001 2997 176
TRR pri OTP banki d. d.: SI56 0400 1004 8034 486

4.1.3 OBSTOJEČI PREDVIDENI PROJEKTI UMEŠČANJA PROIZVODNIH VIROV ENERGIJE

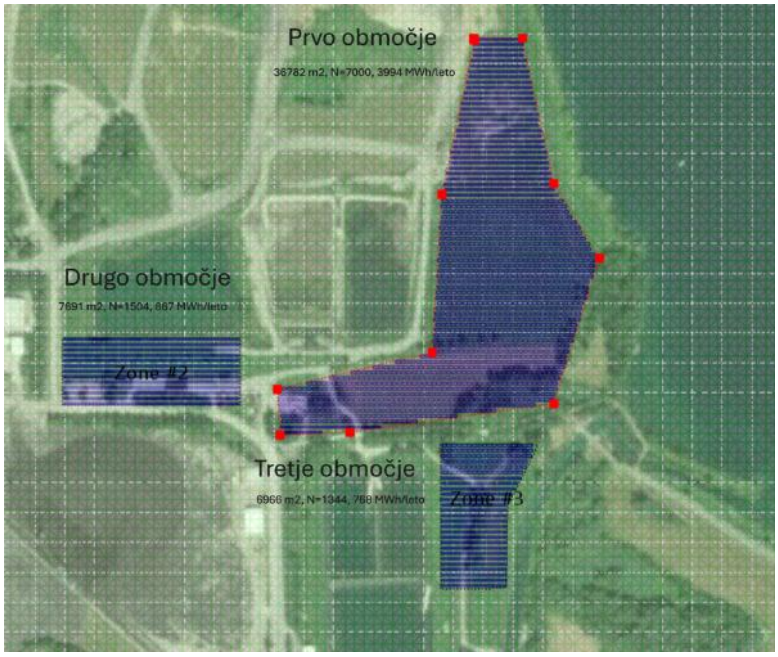
KPV je trenutno v postopu priprave projektov umeščanja novih proizvodnih virov energije, ki bodo napajala sistem DO. Pri projektu se lahko na teh ali drugih zemljiščih nadomesti z drugimi proizvodnimi viri pri čemer promotor, izbiro argumentira na podlagi tehničnih in ekonomskih kazalnikov za novo predlagano rešitev.

Lokacija Centralna čistilna naprava Šaleške doline

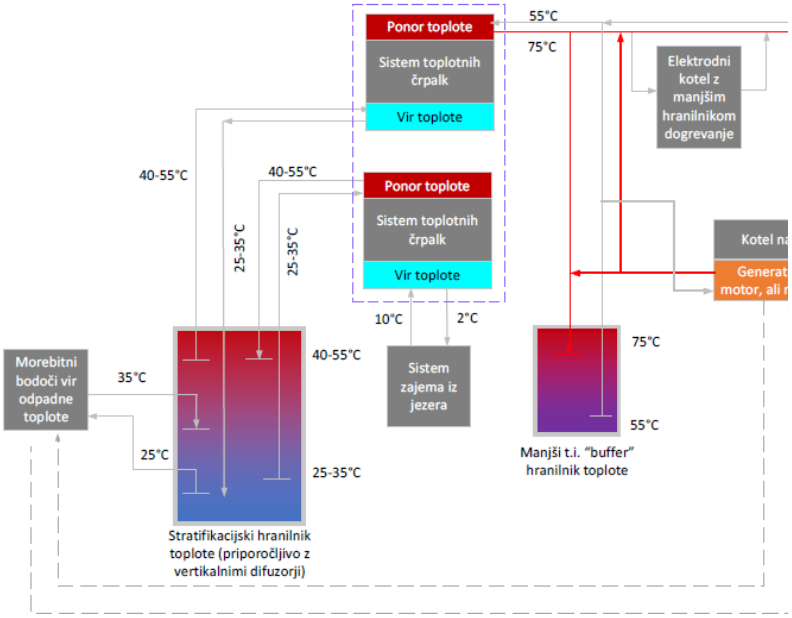
- Umestitev toplotne črpalke 0,75MW, ki bo izkoriščala razpoložljiv energetski potencial izlivne prečiščene vode na centralni čistilni napravi. Toplotna črpalka bo tehnološko povezana na glavni magistralni toplovod s premostitveno konstrukcijo čez reko Pako. Izvedena bo tudi tehnološka povezava toplotne črpalke do obstoječe kogeneracije.
- Priklop novega toplovoda iz toplotne črpalke na DO
- 
- Poleg toplotne črpalke, je predvidena umestitev še novih sončnih elektrarn, ki bodo v sklopu energetske skupnosti oz. virtualnega PPA premeščale proizvedeno energijo v namene večanja deleža električne energije OVE za pogon toplotne črpalke. Električna energija se bo premeščala tudi iz male hidroelektrarne (mHE Čuježˇ).
- Umeščen bo tudi baterijski hranilnik električne energije, ki bo omogočal otočno obratovanje in optimizacijo rabe in proizvodnje električne energije na lokaciji Centralna čistilna naprava Šaleške doline.
- Izvedena projektna dokumentacija v pridobivanju gradbeno dovoljenje.

Lokacija deponije premoga

- Umestitev 4,0 MW sončne elektrarne (SE) na območju skupne velikosti približno 59.000 m^2, kjer bi se proizvajalo med 4.986 in 5.960 MWh električne energije na leto (v odvisnosti od tipa fotonapetostnih modulov). Projekt je sestavljen iz treh pod-področij in sicer prvo območje 40.000 m^2, drugo območje 12.000 m^2 in tretje območje 7.000 m^2.



- Umestitev toplotnih črpalk, kjer je bila predvidena scenarijska analiza proizvodnje toplote in sicer, scenarij 1 – 4,0 MW, scenarij 2 – 8,0 MW, scenarij 3 – 9,3 MW in scenarij 4 – 10,5 MW toplote, kjer bo sočasno deloval še drug sistem proizvodnje toplote in sicer v pasu, ki bo pokrival razliko med variabilno močjo toplotnih črpalk in maksimalno močjo odjema sistema daljinskega ogrevanja.
- Projektna naloga je pokazala, da je smiselna večstopenska enota skupne kapacitete sistema toplotnih črpalk pri delovanju 85/60 °C in zajemu jezerske vode 8,0 MW.
- Upoštevani so tudi 1,0 MW elektrodni kotli za morebitno dogrevanje vode iz toplotnih črpalk, dva hranilnika toplote in sicer nizkotemperaturni kapacitete 2.000 m^3 (do 55 °C) in visokotemperaturnim hranilnikom kapacitete 1.200 m^3 (do 85 °C).
- Poudarjena je analiza možnosti prihodnjega izkoriščanja odpadne toplote kot vira toplote za toplotne črpalke.
- Predlog tehnične rešitve je sledeč:


Ponor toplote
Sistem toplotnih črpalk
Vir toplote
55°C
75°C
Elektrodni kotel z manjšim hranilnikom dogrevanje
40-55°C
40-55°C
Ponor toplote
Sistem toplotnih črpalk
Vir toplote
25-35°C
25-35°C
Kotel na
Generat
motor, ali
10°C
2°C
Morebitni bodoči vir odpadne toplote
35°C
40-55°C
Sistem zajema iz jezera
75°C
55°C
25°C
25-35°C
Manjši t.i. "buffer" hranilnik toplote
Stratifikacijski hranilnik toplote (priporočljivo z vertikalnimi difuzorji)

4.2 Lokacije

4.2.1 OGREVNE VEJE

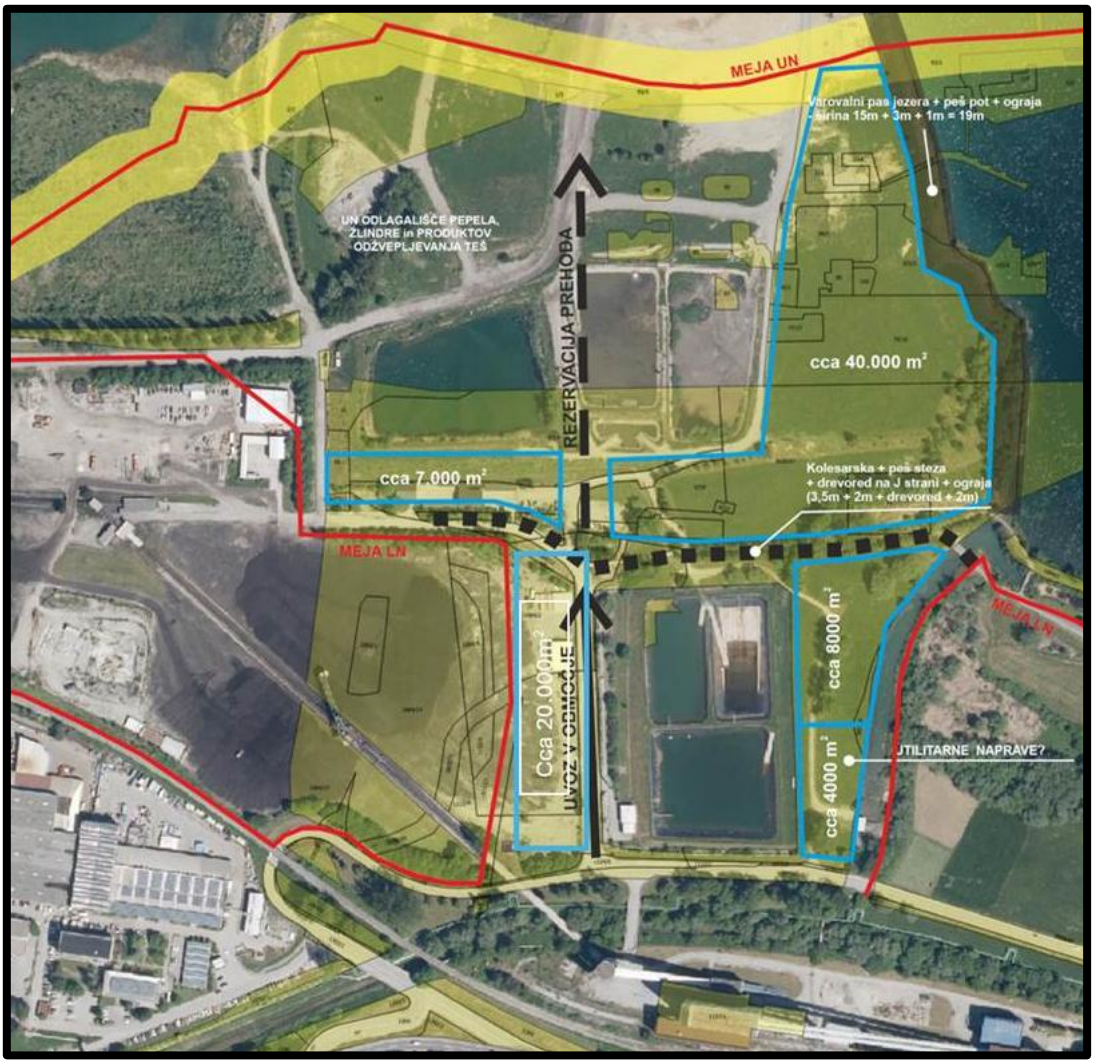
Za ustrezno načrtovanje števila črpališč, koničnih moči Proizvodnih virov ter odjema toplote, je s strani promotorjev potrebno pripravi koncept združenih ogrevnih vej (obstoječe stanje) ali hidravlično ločen sistem ogrevnih vej z določitvijo ustrezne točke ločevanja ogrevnih vej (npr., J 6768 – Esotech, J 6764 – uvoz v Premogovnik Velenje, ipd.).

Promotor naj predvidi najbolj optimalno zasnovo Proizvodnih virov, vključujoč predlog črpališč za distribucijo toplote z vso potrebno opremo, ki omogoča obratovanje obstoječega, združenega sistema ogrevnih vej, ali z dvema ločenima ogrevnima vejama glede na optimalne lokacije predvidenih Proizvodnih virov.

4.2.2 OGREVNA VEJA 1: VELENJE

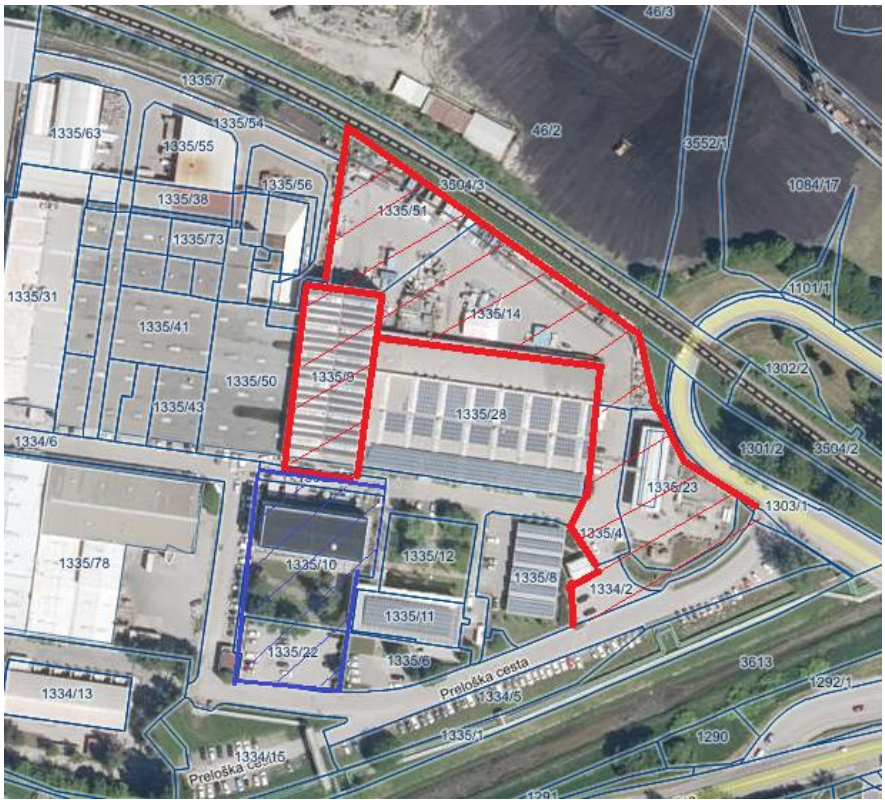
Opombe:

- Lokacija obsega območje deponije premoga, odlagališča pepela, klasirnice, jezera ob deponiji premoga.
- Površine za umestitev Proizvodnih virov so označene na spodnji sliki z modro obrobo, skupne ocenjene površine 69.000 m2.



Predvidena umestitev postrojenja (Akcijski načrt preobrazbe SDO) za izkoriščenje lesne biomase možna tudi na lokaciji Preloški cesti 1, na skupni površini zemljišč 9.908 m2.

- Na spodnji sliki (v rdeči barvi) so prikazane zemljiške parcele katere so na voljo. Številka parcel so: 1335/14, 1335/51, 1335/51, 1335/9, 1335/4, 1334/2, 1335/23

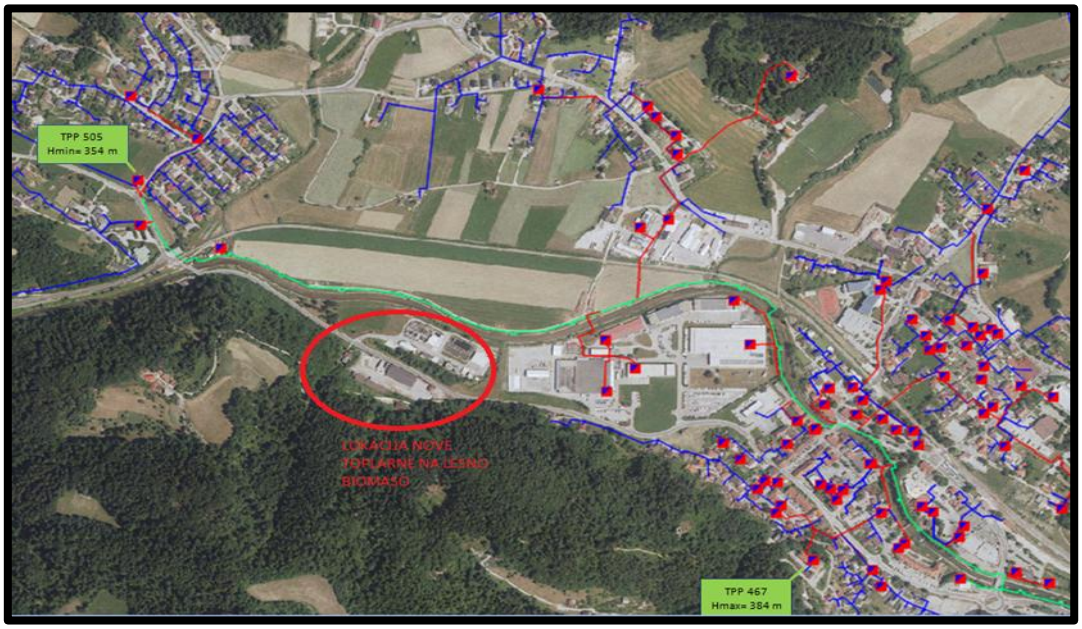


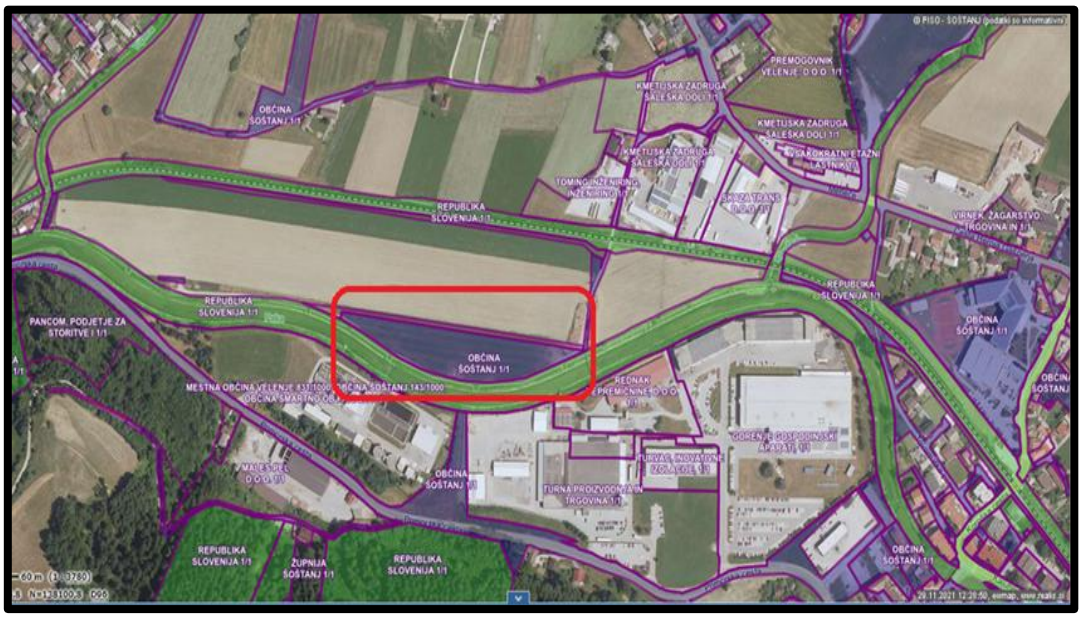
- Na zgoraj označenem zemljišču je predvidena postavitev dveh kogeneracijskih postrojenj nazivne moči, vsaka po 12MWth in 2,6MWel
- Poleg kogeneracijskih postrojenj je predvidena postavitev 3 vršnih kotlov, nazivne moči 2x13MW in 1x10MW
- Za zagotavljanje zalog toplote je predviden 5000m3 zalogovnik toplote
- Označene parcele (v vijoličasti barvi) 1335/10 in 1335/22 sta lahko namenjeni za poslovne prostore novega energetskega centra.

4.2.3 OGREVNA VEJA 2: ŠOŠTANJ

Opombe:

- Idejne lokacije obsegajo površine podjetja MALES-PEL, d.o.o., ob centralni čistilni napravi ter površine v bližini primarnega vročevoda na parcelni številki 600/5.





4.2.4 OBMOČJE TERMOELEKTRARNE ŠOŠTANJ

Za uporabo območij TEŠ za vzpostavitev novih enot za proizvodnjo toplote iz OVE se uporabljajo določbe ZPFPPIP, predvsem:

- 3. odstavek 22. člena: zagotovitev alternativnih proizvodnih virov.
- 24. člen: umeščanje proizvodnih virov v prostor.

5 Zasnova Projekta

5.1 Vsebina in oblika Projekta

Pripravljen Projekt, ki mora vsebovati:

Predstavitev promotorja	Naj vsebuje vsaj: – Splošen opis podjetja promotorja (vključno z osnovnimi podatki o podjetju, viziji in poslanstvu). – Reference promotorja: + Izbor vsaj treh referenc iz enakega ali primerljivega sklopa aktivnosti. + Za vsako referenco naj bodo navedeni: ime naročnika, opis izvedenih aktivnosti, meje odgovornosti in obdobje izvedbe. – Finančne sposobnosti promotorja: + Kratek opis finančne stabilnosti in sposobnosti podjetja za izvedbo projekta. – Kadrovske sposobnosti promotorja: + Opis kadrovskih zmogljivosti, ki vključujejo imena ključnih strokovnjakov, ki so sodelovali pri pripravi projektne naloge. + Kratek opis strokovnih kompetenc in preteklih referenc ključnih strokovnjakov. – Kontaktna oseba: + Ime in kontaktni podatki odgovorne osebe za projekt.
Tehnični del projektne naloge	Tehnični del naloge mora vsebovati: – Pripravo projekta v skladu z zakonodajnimi zahtevami. – Ključne tehnične karakteristike: + Pregled in obrazložitev ključnih tehničnih parametrov, ki vplivajo na delovanje sistema (npr., nazivne moči, kapacitete, letne obratovalne ure, učinkovitosti, ipd.). + Urejen urni diagram proizvodne toplote. + ipd.
Ekonomski del projektne naloge	Ekonomski del mora vključevati: – Investicija v Proizvodne vire: + Opredelitev predvidene investicije v izgradnjo in vzdrževanje proizvodnih virov. – Prihodki in stroški: + Določitev predvidenih prihodkov in stroškov projekta. – **Izračun LCOH:** + **Izračun LCOH za vsak Proizvodni vir in za skupek Proizvodnih virov.**

	+ **Metodologija za določanje LCOH, vključno z jasnimi kalkulacijami, ki omogočajo razumevanje dolgoročne ekonomske izvedljivosti projekta.** + **Scenarijska analiza gibanja cen vseh ključnih energentov za proizvodno toplote (npr., cena električne energije, cena biomase, ipd.) in vpliv na LCOH.** – Finančna konstrukcija: + Prikaz finančne konstrukcije projekta, s poudarkom na tveganjih, ki bi jih prevzel promotor. Za vsako tveganje mora biti ocenjena vrednost in morebitne posledice.
Predlog poslovnih modelov in medsebojnih razmerij	Predlog poslovnih modelov mora vključevati: – Opis poslovnega modela: + Predlog poslovnega modela, ki opredeljuje ključne deležnike in njihove odgovornosti. + Analiza medsebojnih odnosov in možnih interakcij med deležniki. – Javno-zasebno partnerstvo (JZP): + V primeru, da je predlagano javno-zasebno partnerstvo, mora vloga vključevati ocenjeni obseg investicije ter predvidene obveznosti in odgovornosti vseh partnerjev.
Časovni načrt	Vloga mora vsebovati: – Časovni načrt, terminski plan: + Opis ključnih faz razvoja in izvedbe projekta, vključno z mejniki, potrebnimi za dosego ciljev projekta. + Načrt mora upoštevati oceno zrelosti projekta in časovni okvir za izvedbo posameznih aktivnosti.
Ocena izvedljivosti projekta	Vloga mora vključevati: – Oceno izvedljivosti: + Analizo izvedljivosti predlaganega projekta, z upoštevanjem vseh tehničnih, ekonomskih in zakonodajnih zahtev, ki vplivajo na uspešnost realizacije.

Vloga mora biti sestavljena iz:

- Enega originala in kopije vloge v elektronski obliki (formati besedila PDF, Word in excel, ter formati načrtov PDF in DWG) na zgoščenki ali USB ključku.
- Vloga mora biti predložena v zaprti, zapečateni ovojnici, na kateri je jasno izpolnjen obrazec z oznako OVOJNICA.

Vse vloge in pripadajoči dokumenti morajo biti predloženi v **slovenskem jeziku**. V primeru predložitve dokumentov v tujem jeziku, si **KPV** pridržuje pravico, da zahteva predložitev prevoda v slovenski jezik.

Stroške v zvezi s pripravo in oddajo vloge v celoti nosijo promotorji.

5.2 Oddaja, sprememba, umik ter javno odpiranje

Vloge morajo do roka za oddajo vlog prispeti na naslov javnega partnerja, opredeljen v »Informacije o javnem partnerju«.

Končni rok za oddajo projektnih nalog je [30.9.2025] do [12:00] ure.

5.3 Izvedba predstavitvenih sestankov

KPV lahko po izvedenem odpiranju vlog organizira sestanke s promotorji, na katerih bodo imeli leti možnost dodatno predstaviti vsebino projektnih nalog.

Opombe:

- Sestanki bodo vodeni z vsakim promotorjem ločeno.
- Termine sestankov bo KPV uskladilo naknadno.

5.4 Pravice promotorjev

Javni poziv je popolnoma neobvezujoč. Sodelovanje ni pogojeno z nobenimi obveznostmi, temveč je namenjeno zbiranju tehničnih in poslovnih predlogov in vzpostavitvi morebitnega sodelovanja na podlagi skupnih interesov.

Promotorji, ki bodo oddali projekt, bodo imeli v nadaljnjem postopku sklepanja enake pravice kot drugi kandidati.

S podajo te vloge se ne šteje, da je vlagatelj tudi kandidat v nadaljnjem postopku izbire izvajalca za izvedbo predloga rešitev oz. umestitev, investiranje in upravljanje Proizvodnih virov

5.5 Nadaljevanje postopka

Na podlagi predložene dokumentacije promotorjev in izvedenih predstavitvenih sestankov bo sledila odločitev glede najustreznejšega tehničnega, ekonomskega in poslovnega koncepta za umeščanje Proizvodnih virov.

Na podlagi te odločitve, bo sledil javni razpis za nadaljevanje postopkov razvoja projekta Zelene preobrazbe sistema DO v Šaleški dolini.

Komunalno podjetje Velenje, d. o. o.
Koroška cesta 37/b
SI-3320 Velenje
t: +386 (0)3 896 11 00
e: kpv@kp-velenje.si
www.kp-velenje.si

6 Ovojnica

POŠILJATELJ (PROMOTOR):

PREJEMNIK (KPV):

Komunalno podjetje Velenje d. o. o.
Koroška cesta 37/b
3320 Velenje

Vloga za projekt »
REŠITEV ZA ZAGOTOVITEV ALTERNATIVNIH PROIZVODNIH VIROV ZA PROIZVODNJO TOPLOTE IZ OVE PRI PREOBRAZBI SISTEMA DALJINSKEGA OGREVANJA V ŠALEŠKI DOLINI«

»NE ODPIRAJ PRED POTEKOM ROKA ZA ODDAJO VLOG! «

DATUM IN URA PREJEMA VLOGE:
(izpolni vložišče naročnika)

7 Priloge



Preobrazba sistema daljinskega ogrevanja v Šaleški dolini

Razvojni predlogi 2022 - 2033

25/02/2022

—

Peter Ahčin

Za Komunalno podjetje Velenje

Naročnik	Komunalno podjetje Velenje d.o.o.
Posvetovalna skupina KPV	mag. Gašper Škarja, direktor Ervin Miklavžina, vodja poslovne enote Energetika Janez Ramšak, tehnični direktor
Izvajalec	dr. Peter Ahčin, svetovalec Peter Ahčin s.p.
Spremljevalci	Aleš Koželjnik, direktor Kolektor sETup d.o.o. Gregor Goričar, vodja Službe za odnose z EU, ELES d.o.o. mag. Uroš Salobir, direktor strateških inovacij, ELES d.o.o. mag. Gorazd Ažman, pomočnik direktorja strateških inovacij, ELES d.o.o.

Povzetek 4

Uvod 5

Poraba toplote 6

Male toplotne črpalke alternativa daljinskemu ogrevanju 9

Ekonomska vrednost znižanega temperaturnega režima 12

Analiza scenarijev 14
- Cene energentov 14
- Razvoj odjema toplote 15
- Stroški prenosa 16
- Temperaturni režim 17

Scenarij 1: Sončna energija 18
Scenarij 2: Brez prenove omrežja 22
Scenarij 3: Biomasa, sonce in plin 25

Primerjava cen po scenarijih 30

Regionalni ekonomski učinki 31

Zaključek 32

Priloga 33
Predvidene cene energentov 33
Obravnavane tehnologije 33
- Kotlovnica na lesne sekance 34
- SPTE na lesne sekance 34
- Plinska kotlovnica 35
- Solarna toplarna 36

Poraba lesne biomase 39

Letne emisije 40

Povzetek

Namen

Na naslednjih straneh so predstavljeni trije scenariji razvoja sistema daljinskega ogrevanja v Šaleški dolini. Namen dokumenta je ustvariti strokovno podlago za pridobitev razvojnih sredstev Just Transition Fund, mehanizma namenjenega regijam, ki bodo najbolj prizadete z energetsko tranzicijo.

Cilj je bil identificirati razvojno pot sistema v dveh fazah. V prvi fazi 2022-2027 je potrebno v sistemu, ki temelji na rabi toplote iz TEŠ, nadomestiti 20 MW - 50 MW proizvodnih kapacitet z obnovljivimi viri energije. Ti viri morajo zagotoviti zmeren prehod na 100% obnovljive vire do konca druge faze, 2027-2032, hkrati pa zagotoviti konkurenčnost sistema z individualnimi sistemi ogrevanja, na primer ali predvsem s toplotnimi črpalkami.

Razvojne alternative smo želeli ovrednotiti v smislu:

- končne cene toplote za odjemalce
- konkurenčnostjo z individualnimi sistemi ogrevanja
- učinkov na regionalno gospodarstvo
- izpostavljenosti cenovnim rizikom
- emisij toplogrednih plinov in trdnih delcev

Poraba toplote in prenos

Sistem zagotavlja ogrevanje in pripravo sanitarne tople vode. Trenutno deluje s temperaturo dovoda med 90-140°C in temperaturo povratka 75°C. Vključitev sončne energije, geotermalne energije in toplotnih črpalk zahteva ali je vsaj precej bolj ekonomična pri temperaturnih režimih vsaj 85°C / 45°C.

V tej analizi predpostavljamo, da bi bil prehod na nižji temperaturni režim mogoč s posodobitvijo dveh tretjin toplotnih postaj in sanacijo energetsko najmanj učinkovitih stavb z energijskimi števili nad 200 kWh/m2 ali 250 kWh/m2. Stroške posodobitve prenosnih postaj ocenjujemo na 17 mio EUR. Potrebne investicije v stavbne ovoje pa na okoli 30 milijonov EUR.

S tema dvema ukrepoma se hkrati zniža izgube v prenosu iz trenutnih 27%, za med 20% in 30%. Energetska sanacija stavb zmanjša sam odjem toplote, kar sicer pomeni manjši obseg dejavnosti KPV, vendar je ta izpad prihodkov po drugi strani mogoče kompenzirati s konkurenčnejšo ceno toplote, kot posledico zvišanih izkoristkov proizvodnih enot, prihrankov pri gorivu zaradi manjših prenosnih izgub in integracijo novih, cenejših tehnologij.

Vredno je razmisliti, če sanacija stavb lahko predstavlja poslovno priložnost KPV za vstop na trg energetskega pogodbeništva med lastnimi odjemalci ali širše v regiji.

Proizvodnja toplote
V scenarijih smo obravnavali sledeče tehnologije:

- Biomasni sistemi SPTE
- Biomasne kotlovnice
- Visokonapetostni kotli
- Solarne toplarne v kombinaciji s sezonskimi zalogovniki in brez
- Plinske kotlovnice
- Geotermalna energija
- Toplota iz jezer s toplotnimi črpalkami
- Monosežig blata

Nekatere od tehnologij so bile po začetnih analizah izključene iz scenarijev iz sledečih razlogov:

- Geotermalna energija: negotovost glede potencialov, širok razpon možnih investicijskih stroškov
- Toplota iz jezer s toplotnimi črpalkami: prenizka grelna števila in visoka poraba električne energije
- Monosežig blata: podelitev koncesije odvisna od države na katero lokalna skupnost nima vpliva

Rezultati
Izkaže se, da je ob trenutno predvidenih cenah energentov in CO2 kuponov v srednjeročnem obdobju 2025-2030 mogoče z različnimi kombinacijami SPTE in kotlovnic na biomaso, plina in visokonapetostnih kotlovnic mogoče doseči cene 70 do 95 EUR/MWh.
Dolgoročno do leta 2040 v skladu s predvideno rastjo stroškov energentov lahko pričakujemo cene okoli 110 EUR/MWh, oziroma okoli 15 EUR/MWh višje brez sredstev JTF.

Med tremi obravnavanimi scenariji je kot najprimernejši izbran Scenarij 3, ki vključuje poleg zgodnje inštalacije biomasne enote SPTE, plinskih in visokonapetostnih kotlovnic tudi prehod na nižji temperaturni režim in s tem dvig učinkovitosti sistema ter integracijo sončne energije.

Pri cenah okoli 110 EUR/MWh daljinsko ogrevanje cenovno lahko konkurira individualnim toplotnim sistemom. Hkrati z rabo lokalnih virov in potencialno proizvodnjo električne energije sistem daljinskega ogrevanja krepi gospodarsko aktivnost v regiji. V primerjavi z rabo individualnih toplotnih črpalk ima daljinsko ogrevanje tudi dvakrat višji učinek na gospodarsko aktivnost pri nižjih izdatkih za ogrevanje.

Uvod

Prehod iz sistema oskrbe s toploto, ki temelji na proizvodnji toplote iz termoelektrarne in toplarne Šoštanj bo zahteval velike ukrepe na strani proizvodnje in po vsej verjetnosti tudi na prenosu in odjemu. Investicijske odločitve se sprejemajo v negotovem okolju, kjer igrajo odločujočo vlogo energetska politika, cene energentov, trendi med porabniki, razpoložljivi potenciali energije in sama prihodnjo razpoložljivostjo trenutnega primarnega vira TEŠ. Sistem daljinskega ogrevanja bo moral v prihodnosti zadostiti ostrim okolijskim kriterijem, konkurirati alternativnim individualnim sistemom ogrevanja, predstavljati delno rešitev izpadu ekonomske aktivnosti v regiji in uporabljati kombinacijo redkih virov energije.

Sledeča obravnava zato skuša povezati te različne vidike in predlagati smer razvoja, ki se v tem trenutku zdi najbolj smiselna.

Privzete tehnološke karakteristike so nekoliko konzervativne in lahko se izkaže, da so predlagane rešitve bolj ekonomične kot je prikazano v tem poročilu. Cene toplote iz individualnih toplotnih sistemov, so verjeto višje, kot je privzeto. Po drugi strani pa obstaja veliko neznank glede cen ukrepov na prenosu in porabi toplote ter razvoja odjema v prihodnosti.

Glavno sporočilo dokumenta bi lahko zato povzeli kot sledi.

Če se v kratkem izkaže, da obstaja zadosten potencial geotermalne energije ali sončne energije v kombinaciji s sezonskimi zalogovniki, je najbolj smiselno investirati v te vire in v kratkem preiti na znižan temperaturni režim. V tem trenutku ti potenciali niso identificirani. Zato se ponuja kot srednjeročna rešitev prehod na biomaso kot primarni vir. Ta ponuja zadostno razpoložljivost, ekonomičnost in hkrati fleksibilnost za vključitev ali prehod na druge vire v primeru, da se izkaže, da obstajajo potenciali za geotermijo ali sončno energijo.

Poraba toplote

V Tabeli 1 so navedene količine porabe toplote po sektorjih in glede na njihov namen. Skupno je bilo v letu 2020 dobavljene 234 GWh energije za ogrevanje prostorov in sanitarno toplo vodo. V nadaljevanju je orisan postopek ocene potencialnih energetskih prihrankov iz naslova investicij v energetsko sanacijo stavb, ekonomsko najbolj upravičenih projektov.

Tabela 1: Poraba po sektorjih

	Ogrevanje	Sanitarna topla voda	Skupaj
Gospodinjstva	113	40	154
Poslovni sektor	17	1,4	19
Industrija	62	1,3	63
Skupaj	192	43	235

Tabela 2 prikazuje število stavb po stavbni matriki definirani v projektih TABULA[1] in EPISCOPE. Prihranke energije, ki jih je moč doseči z energetsko sanacijo stavb ocenimo iz razlike med dejansko porabo objektov in s podatki o potencialni rabi po sanaciji, ki so pridobljeni iz NEPN[2].

Tabela 2: Starostna struktura stavb

	Enostanovanjske stavbe	Večstanovanjske stavbe	Bloki	Vrstne hiše
Pred 1945	194	107	1	
1946-1970	745	244	36	3
1971-1980	500	341	21	6
1981-2002	406	165	46	5
2003-2008	65	9	17	
Po 2008	63	26	8	

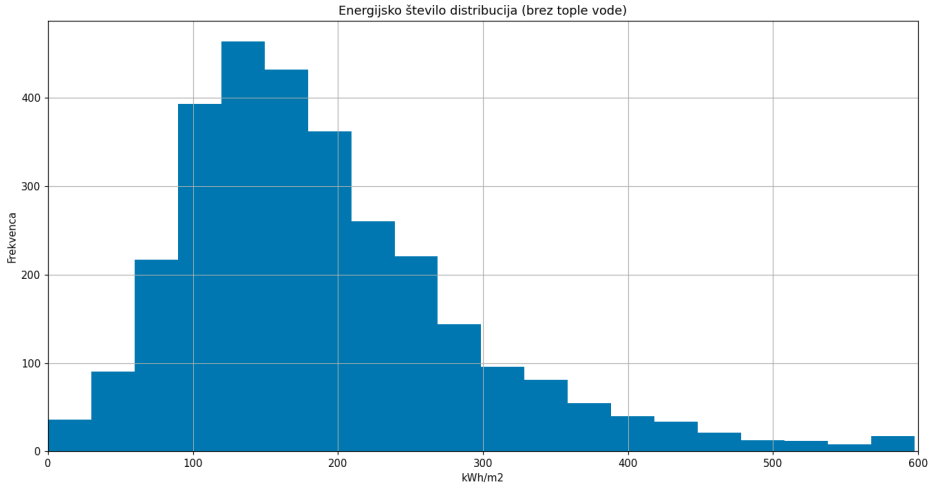
Predpostavljene vrednosti energijskih števil po sanaciji so pridobljene iz orodja TABULA in se gibljejo med 40 in 100 kWh/m2.

[1] https://webtool.building-typology.eu
[2] Celoviti nacionalni energetski in podnebni načrt Republike Slovenije, 2020.

Tabela 3: Stroški sanacije stanovanjskih stavb

Tip stavbe	Obdobje izgradnje	Delna prenova [EUR/m²]			Celovita prenova [EUR/m²]		
		2017	2030	2040	2017	2030	2040
Enostanovanjske stavbe	pred 1945	75	83	92	222	247	273
	1946–1970	102	114	126	222	248	274
	1971–1980	105	117	129	192	214	236
	1981–2002	95	106	118	180	200	220
	2003–2008	167	187	206	-	-	-
	Po 2008	298	332	366	-	-	-
Večstanovanjske stavbe	pred 1945	72	80	88	99	110	121
	1946–1970	77	85	94	104	116	127
	1971–1980	48	54	59	122	136	150
	1981–2002	66	73	81	98	110	121
	2003–2008	106	119	130	-	-	-
	Po 2008	165	184	203	-	-	-

Slika 1: Distribucija energijskih števil objektov – brez sanitarne tople vode



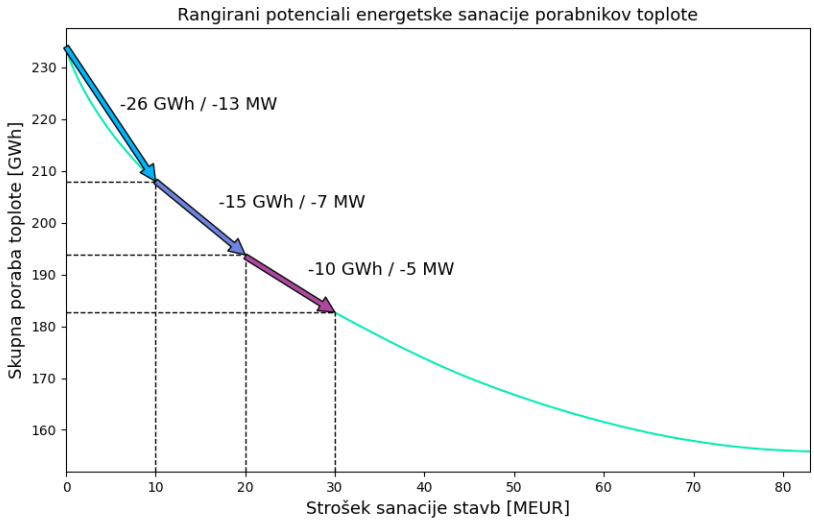
Slika 1 prikazuje distribucijo energijskih števil objektov upoštevajoč le porabo toplote za ogrevanje prostorov. Na tem mestu ocenjujemo potencial ekonomsko upravičenih energetskih sanacij pri čemer obravnavamo le sanacijo stavbnega ovoja. Stavbni ovoj ne igra vloge pri porabi sanitarne tople vode. Ta je zato izključena iz obravnave.

Slika 2 prikazuje potencialno porabo toplote, ki jo je mogoče doseči z različnimi deleži energetske sanacije stavbnega fonda. Na horizontalni osi so navedene vrednosti investicij v energetske sanacije, na vertikalni pa najmanjši možen odjem, ki ga je mogoče doseči z izbranim nivojem investicij. Videti je, da je z izbiro najbolj ekonomičnih projektov pri investiciji 10 mio EUR mogoče zmanjšati porabo toplote za 26 GWh s trenutnih 234 GWh letno na 208 GWh. Z nadaljnjimi 10 mio EUR še za 15 GWh, nato pa z 10 mio EUR za 10

GWh. To je pri investiciji 30 mio EUR skupaj 51 GWh oziroma upoštevajoč izgube v prenosu med 62 in 71 GWh proizvedene toplote.

Za primerjavo, planirana sežigalnica blata naj bi proizvedla 40 GWh toplote letno ob investicijskih stroških ocenjenih na 26 mio EUR.

Slika 2: Rangirani potenciali energetske sanacije - optimistična ocena



Ekonomika teh ukrepov z vidika porabnikov je odvisna od cene toplote. V Tabeli 4 so prikazane povprečne interne stopnje donosnosti za skupine najbolj donosnih projektov v omenjenih treh stopnjah po 10 mio EUR. Gre za grobo oceno in relativno zelo visoke donose. Gre za delne prenove, kjer se sanira le dele zunanjega ovoja, ki najbolj prispevajo k zmanjšanju izgub.

Tabela 4: Donosi najbolj ekonomičnih energetskih prenov med odjemalci - optimistična ocena

Cena toplote \ invest.	Prvih 10 MEUR	Drugih 10 MEUR	Tretjih 10 MEUR
80 EUR/MWh	20%	10%	5%
100 EUR/MWh	26%	14%	8%
120 EUR/MWh	31%	17%	10%

Slika 3 in Tabela 5 prikazujeta rezultate bolj konzervativnih ocen prihrankov. Ti so izračunani na podlagi celovite energetske prenove. Donosi so precej nižji in verjetno bližje realnim. V vsakem primeru pa bi bilo dejanske potencialne projekte in s tem ocenjene pripadajoče donose potrebno ovrednotiti s pregledi na terenu.

Slika 3: Rangirani potenciali energetske sanacije - konzervativna ocena

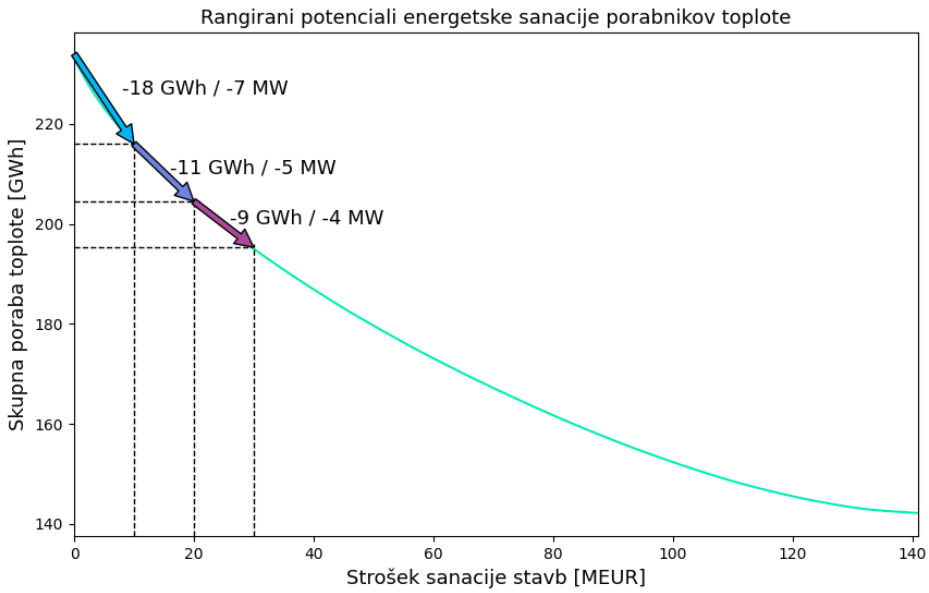


Tabela 5: Donosi najbolj ekonomičnih energetskih prenov med odjemalci - konzervativna ocena

Cena toplote \ invest.	Prvih 10 MEUR	Drugih 10 MEUR	Tretjih 10 MEUR
80 EUR/MWh	13%	6%	4%
100 EUR/MWh	17%	9%	6%
120 EUR/MWh	21%	12%	9%

Na koncu še ocena ekonomskih učinkov na regijo. Če predpostavimo, da se ukrepi energetske prenove izvedejo v postopoma po 2 mio letno skozi obdobje 15 let to predstavlja dodatnih 55 delovnih mest ter okoli 4 mio EUR dodane vrednosti, ki vključuje samo vrednost sanacij, plače, dobičke in davke. S sanacijo se po odplačilu stroškov sanacije odjemalcem ustvarijo letni prihranku v rangu 3-4 mio EUR letno. Ti prihranki po drugi strani predstavljajo enakovredno zmanjšanje obsega aktivnosti pri sami dobavi toplote.

Male toplotne črpalke alternativa daljinskemu ogrevanju

V RS je prisoten trend uporabe toplotnih črpalk v povezavi s sončnimi elektrarnami, ki se pogosto pojavljajo kot alternative daljinskemu ogrevanju. V nadaljevanju je prikazan primer manjše stanovanjske stavbe ogrevane površine 400 m2 z letno porabo toplote 60.000 kWh. Za ogrevanje bi potrebovala dve 14 kW toplotni črpalki zrak-voda. Cene električne energije

sledijo cenovnemu scenariju trenutno predvidenih cen električne energije, ki je podan v nadaljevanju.

Tabela 6: Parametri toplotne črpalke v manjši večstanovanjski stavbi

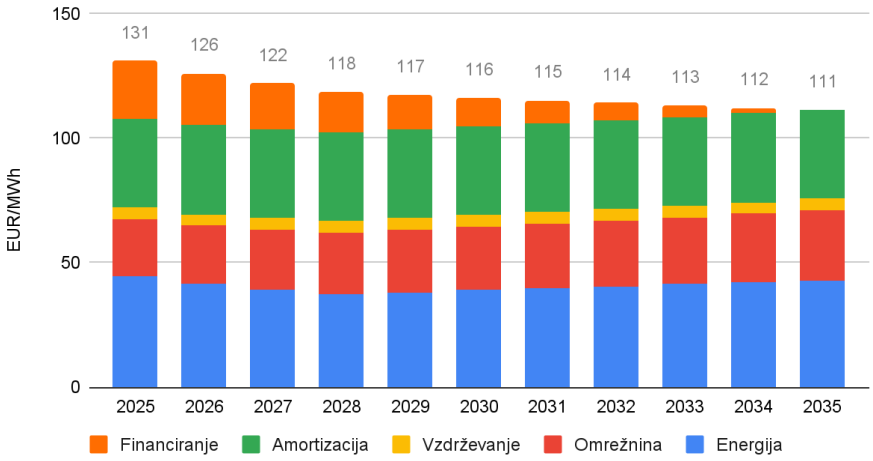
Ogrevana površina	400 m2
Letna poraba toplote	60.000 kWh
Velikost toplotne črpalke	2 * 14 kW
Grelno število	2,3
Poraba električne energije	26.087 kWh
Omrežnina obračunska moč	847 EUR
Omrežnina delovna moč	537 EUR
Nabavna vrednost črpalk z vgradnjo	24.000 EUR
Preureditev kotlovnice	4.000 EUR
Investicija	28.000 EUR
Vzdrževanje	280 EUR letno
Življenjska doba	15 let
Obrestna mera	5%
Doba odplačevanja	10 let

Na Sliki 4 je prikaza stroškovna cene toplote iz toplotne črpalke za obdobje 2025 do 2035 brez DDV. Stroški financiranja - plačilo obresti skozi obdobje - padejo proti 0. Zaradi trenutno izjemno visokih cen električne energije je predvidena cene toplote v letu 2025 pri 131 EUR/MWh precej višja od cene toplote iz večine sistemov daljinskega ogrevanja. V prihodnosti pri cenah električne energije med 80 in 90 EUR/MWh pa bi ta predvidoma spet padla proti 104 EUR/MWh. Pričakovana cena skozi celotno življenjsko dobo[3] črpalke je tako 118 EUR/MWh, kar je okoli 25 EUR/MWh več kot v primeru daljinskega ogrevanja.

Grelno število 2,3 je precej nižje od 3-3,5 kot proizvajalci pogosto navajajo, vendar je verjetno bližje realnosti. Nekaj odstotkov cenejša je lahko toplota iz sistemov zemlja-voda, ali voda-voda, vendar dolgoročno cene pod 110 EUR/MWh ne gre pričakovati. Pri kompleksnejši montaži, ki bi zahtevala 25% višje investicijske stroške, pa se stroškovne cene za končnega odjemalca gibljejo okoli 126 EUR/MWh.

[3] Uporabljen je koncept LCOH (Levelised Cost Of Heat) pri 5% diskontni stopnji.

Slika 4: Stroškovna cena toplote iz toplotne črpalke v manjši večdružinski hiši

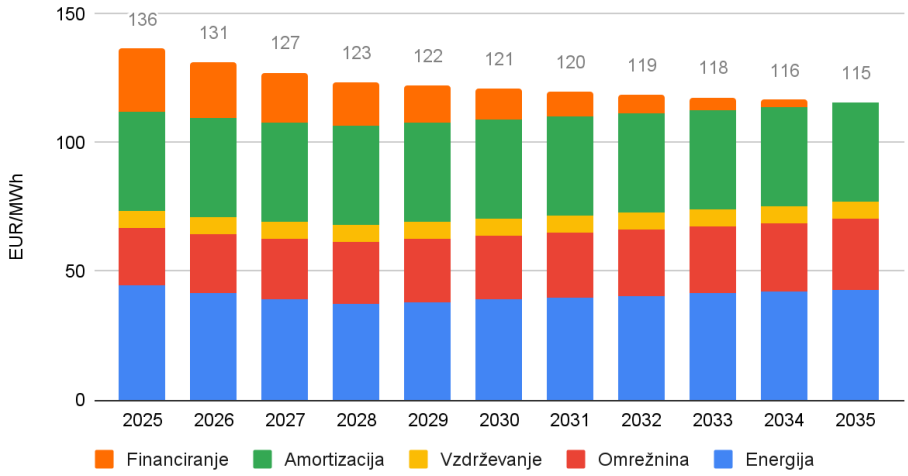


Za eno stanovanjsko stavbo površine 150 m2 s povprečnim slovenskim energijsko številom 150 kWh/m2 pa dobimo na podlagi podatkov podanih v Tabeli 7 še nekoliko višje cene kot prikazano na Sliki 5.

Tabela 7: Parametri toplotne črpalke v manjši večstanovanjski stavbi

Ogrevana površina	150 m2
Letna poraba toplote	22.500 kWh
Velikost toplotne črpalke	10 kW
Grelno število	2,3
Poraba električne energije	9.783 kWh
Omrežnina obračunska moč	302 EUR
Omrežnina delovna moč	201 EUR
Nabavna vrednost črpalk z vgradnjo	9.000 EUR
Preureditev kotlovnice	2.000 EUR
Investicija	11.000 EUR
Vzdrževanje	150 EUR letno
Življenjska doba	15 let
Obrestna mera	5%
Doba odplačevanja	10 let

Slika 5: Stroškovna cena toplote iz toplotne črpalke v enodružinski hiši



Na koncu je pomembno še dodati, da se bodo v naslednjem desetletju močno povečale investicije v elektrodistribucijsko omrežje; deloma prav zaradi priklopa vse večjega števila toplotnih črpalk. To se bo poznalo na tarifah ali pa pri priklopu, ko bodo stranke morale kriti večji del stroška prilagoditve omrežja. V zgodnjem izračunu je upoštevan letni dvig cen omrežnine 2%, kar doda približno 5 EUR/MWh na cene proti koncu obdobja in je verjetno zelo konzervativna ocena. Bolj natančnih ocen omrežnine v prihodnosti nimamo, vendar verjetno lahko pričakujemo tudi povišanje omrežnine za 20 EUR/MWh ali več. Pri danih predpostavkah dobimo ceno LCOH za življenjsko dobo črpalke 123 EUR/MWh, kar je 25-30 EUR/MWh več v primeru rešitev z daljinskim ogrevanjem.

Ekonomska vrednost znižanega temperaturnega režima

Znižanje temperaturnega režima s trenutnih 90-130°C/75°C na 70-80°C / 35°C bi imelo vrsto pozitivnih učinkov na dolgoročno delovanje sistem. Simulacije kažejo, da bi znižanje temperaturnega režima lahko zagotovilo zvišane izkoristke proizvodnih enot, povečane kapacitete zalogovnikov in prihranke pri prenosu. Skozi različne scenarije so bile pridobljene naslednje vrednosti:

- Zvišanje grelnega števila toplotnih črpalk 2.16 -> 2.7
- Višji izkoristek plinskih turbin in biomasnih kotlov +3%
- Višji proizvodnja električne energije SPTE +8%
- Povečana kapaciteta zalogovnikov +40%
- Manjše izgube v omrežju 27% -> 18%
- Povečana proizvodnja geotermalne toplote
- Višji izkoristek sončnih kolektorjev 20% -> 35%+

Znižanje temperaturnega režima zahteva ukrepe na celotni dobavni verigi. Tukaj predpostavljamo, da se po menjavi virov velika večina stroškov posodobitve nanaša na stran odjema pri toplotnih postajah in določen del v internih inštalacijah skupaj z radiatorji. V Tabeli 8 je ocena vrednosti prihrankov zmanjšanih izgub v prenosu. V izračunu predpostavljamo, da je vrednost TP 50.000 EUR, ITP pa 4000 EUR kar skupaj nanese 25,1 mio EUR. Nižji temperaturni režim vodi k znižanju izgub v prenosu in hkrati višjim izkoristkom toplotnih naprav. Prihranki v prenosu tako znašajo 35 GWh z vrednostjo 2,1 mio pri ceni 60 EUR/MWh. Pri oceni 3% višjih izkoristkov in posledično okoli 3% manjše porabe goriv lahko k prihrankom prištejemo še okoli 300.000 EUR letno. Gre za grobo analizo.

Tabela 8: Parametri in ocena vrednosti prihrankov nižjega temperaturnega režima

Poraba 2021 GWh	234 GWh	
Proizvodnja (115/75°C, 27% izgube)	321 GWh	
Proizvodnja (75/35°C, 18% izgube)	285 GWh	
Prihranek	35 GWh	
Prihranek vršne moči	6 MW / 3 MEUR	
Vrednost TP (skupaj postaj 476)	24,3 MEUR	
Vrednost ITP (skupaj postaj 195)	0,8 MEUR	
Skupaj vrednost toplotnih postaj	25,1 MEUR	
Število odjemalcev sanitarne tople vode	1109	
Stroški adaptacije odjema tople vode	5,5 MEUR	
Ocena vrednosti prenove	22,5 MEUR	
Cena toplote	**60 EUR/MWh**	**80 EUR/MWh**
Prihranki povišanih izkoristkov letno	0,3 MEUR	0,4 MEUR
Vrednost energetskega prihranka letno	2,1 MEUR	2,82 MEUR
Vrednost prihrankov skupaj letno	2,4 MEUR	3,22 MEUR
Doba vračanja posodobitve toplotnih postaj	9 let	7 let

Če ohranimo enak temperaturni diferencial med temperaturo dovoda in povratka, se ohranijo tudi pretoki s tem pa se izognemo potrebi po menjavi cevovodov. Temperature pod 70°C zahtevajo hkrati tudi dodatne ukrepe pri zagotavljanju tople sanitarne vode. Realne ocene prenove na tem mestu žal nimamo in se moramo zadovoljiti s pavšalno ceno. Odjemalcev tople vode je okoli 1100. Predpostavimo, da so stroški adaptacije na odjemno mesto 5.000 EUR, kar nanese še 5,5 mio EUR. Predvidevamo, da bi bilo upoštevajoč sanacije stavb in možnost predimenzioniranosti nekaterih toplotnih postaj potrebno

zamenjati dve tretjini TP, kar bi naneslo okoli 17 mio EUR. Skupaj ocenimo stroške prenove omrežja na 22,5 mio EUR. Pri tej vrednosti znaša doba vračanja pri proizvodni ceni toplote 60 EUR/MWh brez stroškov prenosa 9 let. Pri ceni 80 EUR/MWh pa v 7 letih.

V Scenariju 3 je predpostavljeno znižanje temperaturnega režima na 85°C / 45°C do leta 2027. Do tega leta je predvidena sanacija le dela energetsko najbolj neučinkovitih stavb. Okoli 250 stavb bi bilo takšnih stavb, ki bi tako potrebovale precej višje dovodne temperature. Za ta stavbe predpostavimo strošek na stavbo 10.000 EUR za adaptacijo, kar skupaj nanese 2,5 mio EUR. Celoten strošek prenove omrežja pa znaša v tem primeru 19,5 mio EUR.

Analiza scenarijev

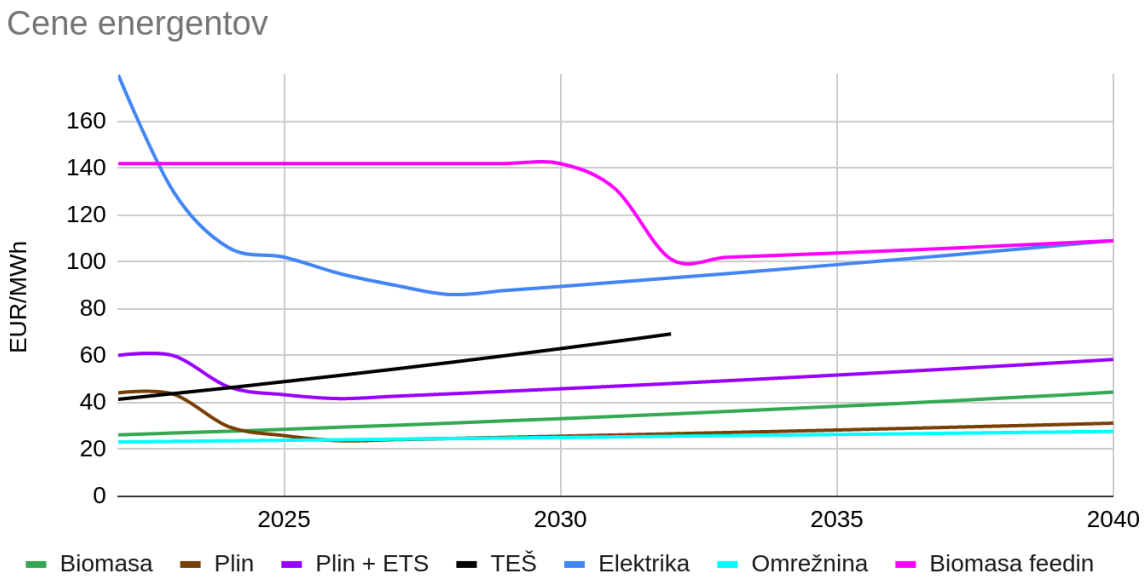
Analiza vključuje 3 scenarije. Vsi trije scenariji bazirajo na rabi biomase kot primarnemu viru. Pomembne razlike pa so v časovnici, temperaturnemu režimu in rabi solarne energije ter plina. Razlog zakaj niso upoštevani drugi viri je, da ob času pisanja obstaja kopica neznank v zvezi njihovo rabo. V tem trenutku ni znano ali bo država občini podelila koncesijo za sežigalnico blata. Potenciali geotermalne energije so deloma identificirani, vendar ne kaže, da bo KPV imel dostop do pomenljivih kapacitet. Količina toplote iz jezer je sicer zadostna, vendar bi bila pri temperaturnih režimih med 75°C / 35°C in 115°C / 75°C grelna števila toplotnih črpalk po naši oceni prenizka. S tem bi bil variabilni strošek proizvodnje toplote relativno visok, hkrati pa bi proizvodnja toplote zahtevala sorazmerno veliko količino električne energije prav pozimi, ko se bodo operaterji elektrodistribucijskih omrežij soočali z velikimi obremenitvami omrežja.

- **Scenarij 1:** Zgodnji prehod na nižji temperaturni režim 75 / 35°C. Velik delež sončne energije
- **Scenarij 2:** Konzervativni scenarij brez prehoda na nižji temperaturni režim in pomembno vlogo zemeljskega plina
- **Scenarij 3:** Prehod na nižji temperaturni režim 85°C / 45°C do leta 2027. Plin kot vršni vir. Manjša solarna toplarna.

Cene energentov

V sledečih analizah so upoštevane cene energentov kot prikazane na Sliki 6. Te so pripravljene na podlagi informacij o trenutnih cenah toplote na pragu TEŠ, biomasi ter predvidenih cenah na trgih električne energije, zemeljskega plina in emisijskih kuponov. V prilogi so podane cene v tabeli.

Slika 6: Cenovni scenarij



Subvencija na proizvodnjo elektrike iz biomase

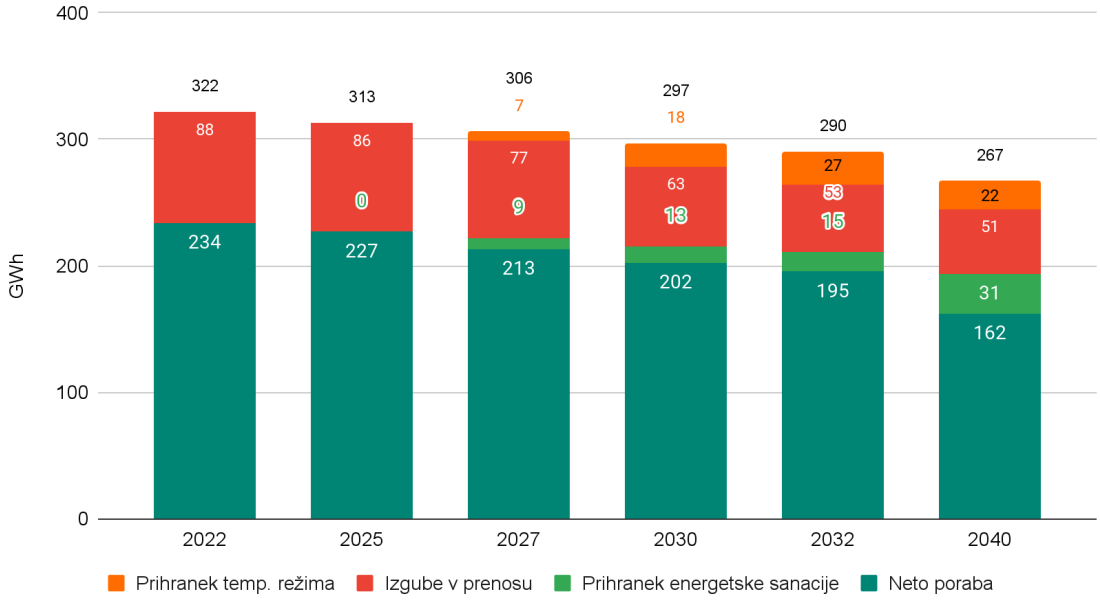
Proizvodnja toplote iz biomase ni subvencionirana, za proizvodnjo električne energije iz biomase pa so proizvajalci upravičeni do maksimalno 172 EUR/MWh. V spodnjih izračunih je upoštevana vrednost 142 EUR/MWh za proizvodnjo elektrike iz biomase, kar ustreza povprečni vrednosti prejemkov v letu 2021 oziroma 173 EUR/MWh brez DDV. Predpostavljeno je, da se vrednost od leta 2030 začne približevati ceni električne energije na trgu.

Razvoj odjema toplote

V Scenarijih 1 in 3 je tudi predvidene prenova prenosnega sistema, ter potencialno večja vlaganja v energetsko sanacijo stavb, kot je to prikazano v poglavju o porabi toplote. Slika 7 prikazuje predvideno proizvodnjo toplote, če bi se odjem zmanjševal kot trenutno predvideno v rangu 1% letno od 234 GWh v letu 2020 do približno 194 GWh v letu 2040. Prikazani so tudi potencialni prihranki iz dveh naslovov. Prihranki, ki jih je mogoče doseči s posegi, ki vodijo k znižanju toplotnega režima na 75°C / 35°C ter prihranki zaradi potencialne sanacije stavb.

Na račun postopnega zmanjšanja odjema je dejanski prihranek nižjega temperaturnega režima dolgoročno nižji od prej omenjenih 35 GWh. V letu 2032 znaša ta 27 GWh v letu 2040 pa le še 22 GWh, kar močno vpliva na rentabilnost posegov v omrežje. Po drugi strani pa ti posegi omogočijo integracijo sončne energije, ki bistveno zniža proizvodne stroške toplote.

Slika 7: Razvoj proizvodnje in porabe toplote



Stroški prenosa

V nadaljevanju so prikazane proizvodne cene toplote brez prenosa in končne cene za odjemalce, ki vključujejo stroške prenosne infrastrukture. V Tabeli 9 so navedeni podatki, ki so ponazorjeni v Sliki 8.

Tabela 9: Stroški prenosne infrastrukture

	2025	2026	**2027**	2028	2029	**2030**	2031	**2032**	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	**2040**
Poraba el. črpanje GWh	2,8	2,6	2,5	2,4	2,4	2,3	2,1	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0
Črpanje M€	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Najem infrastrukture M€	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Vzdrževanje M€	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Investicije M€	5,3	5,3	5,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Akumuliran kapital M€	42,8	46,4	49,8	53,1	52,4	51,7	51,0	50,4	49,8	49,2	48,6	48,1	47,6	47,1	46,6	46,1
Financiranje M€	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

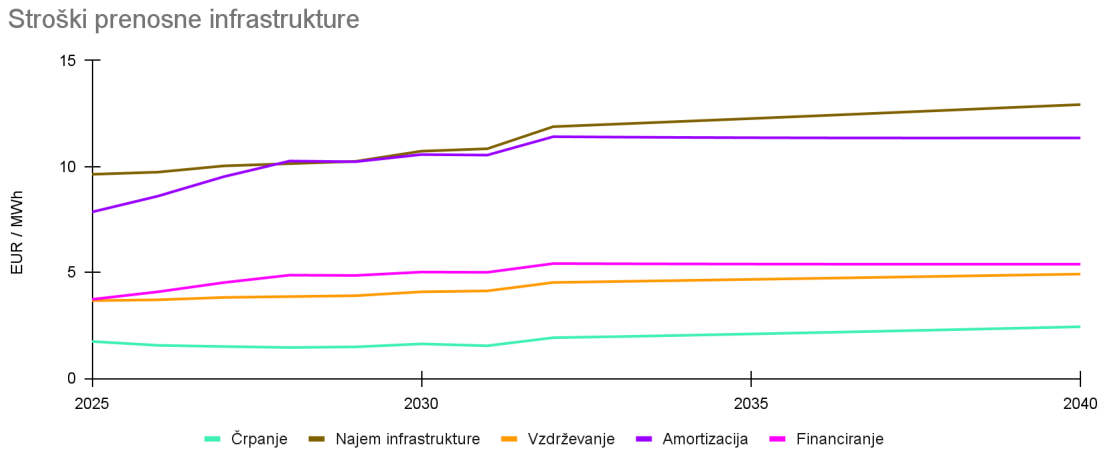
Predvideno je, da se bo poraba električne energije manjšala proporcionalno s proizvodnjo, oziroma z odjemom in toplotnimi izgubami v prenosu. Predpostavljeno je tudi, da je v omrežju skozi letne investicije reda 1.4 mio EUR akumuliranega okoli 35[4] mio EUR kapitala

[4] Vrednost akumuliranega kapitala v stolpcu 2025 v Tabeli 9 vključuje 2 x 3,9 mio EUR dodatnih investicij v posodobitev omrežja v letih 2023 in 2025.

Komunalnega podjetja Velenje s pripadajočimi stroški financiranja (5,5%) in amortizacijo na 25 let. Investicije se v obdobju 2023-2027 povečajo iz 1,4 na 5,3 mio EUR na leto z namenom posodobitve toplotnih postaj in posege v zagotavljanje zadostne temperature za ogrevanje nesaniranih stavb. Leta 2028 tako akumulirani kapital v omrežju doseže maksimum 53,1 mio EUR. Številke v tabeli 9 se nanašajo na Scenarij 3 in so zelo podobne vrednostim v Scenariju 1. V Scenariju 2 prenove omrežja ni in investicije ostanejo na nivoju 1,4 mio EUR skozi celotno obdobje.

Spodnja slika ponazarja možen razvoj stroškov prenosa, ki vključujejo stroške črpanja, najema infrastrukture, vzdrževanje in amortizacijo.

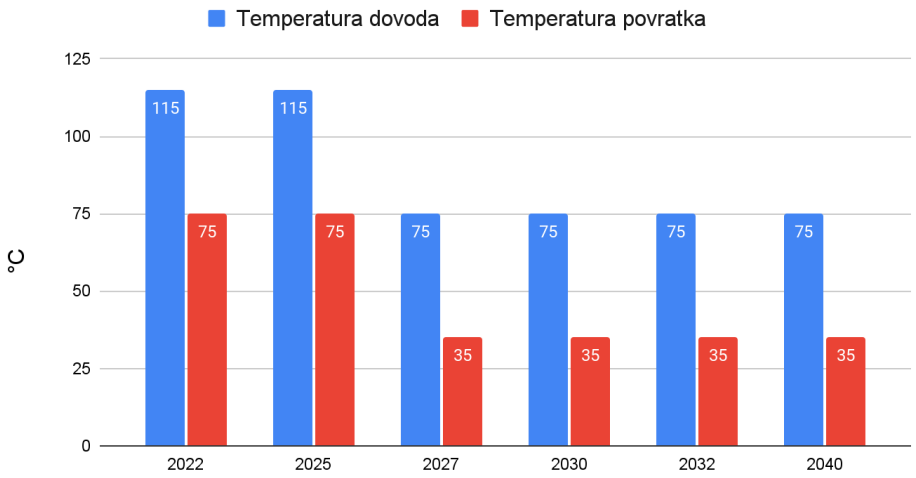
Slika 8: Stroški prenosne infrastrukture



Temperaturni režim

Slika 9 prikazuje razvoj temperaturnega režima od 2025 do 2040. Prikazane so temperature na pragu proizvodnje. Vprašanje, ali je te temperature moč doseči z menjavo dveh tretjin toplotnih postaj, je odprto. V analizi je predpostavljeno, da je z investicijami po 4,5 mio evrov in sanacijo dela energetsko najmanj učinkovitih stavb skozi obdobje 2022-2027 to mogoče. Temperature na Sliki 9 se nanašajo na Scenarij 1. V Scenariju 2 ostane temperaturni režim nespremenjen do leta 2040, v Scenariju 3 pa je predviden spust na 85/45°C v letu 2027.

Slika 9: Temperaturni režim



I. Scenarij 1: Sončna energija

Tabela 10 prikazuje ukrepe po letih. V letu 2025 je po tem scenariju predvidena inštalacija dveh visokonapetostnih kotlov s kapacitetama 10 MW in 5 MW in biomasni sistem CFBC s kapaciteto 20 MWt in 6,9 MWe. Do leta 2032 vršno porabo krije TEŠ. Po tem scenariju se prenova distribucijskega sistema skupaj s sanacijo nekaterih odjemalcev izvrši med 2022 in 2027. V letu 2032 pa se poleg 10 MW biomasnega kotla in večje solarne toplarne (Tabela 11), doda sezonski zalogovnik, ki omogoči kritje vršne rabe tudi pozimi.

Tabela 10: Razvoj sistema po Scenariju 1

	Razvoj sistema	Moč	Investicija
2025	HV kotla	10 + 5 MW	3,1 MEUR
2025	Biomasa SPTE	6,9 MWe / 20 MWt	44 MEUR
2030	Solarna toplarna	50.000 m2	10 MEUR
2032	Solarna toplarna	120.000 m2	20 MEUR
2032	Sezonski zalogovnik	350.000 m3	12,3 MEUR
2032	Biomasni kotel	10 MW	5,5 MEUR

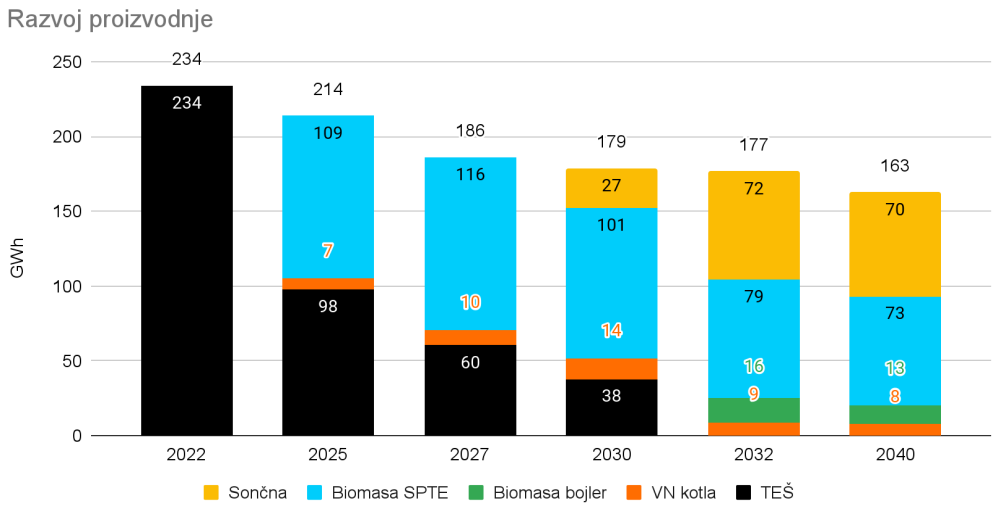
Skupno znašajo investicije v proizvodne enote 95 mio EUR. K temu je potrebno prišteti še investicije 23 mio EUR v prenovo omrežja, kar skupaj nanese 118 mio EUR med letoma 2022 in 2032.

Tabela 11: Polji sončnih kolektorjev

Površina kolektorjev	50.000 m2	120.000 m2
Celotna površina polja	150.000 m2	360.000 m2
Izkoristek pri 75 °C	38%	38%
Proizvodnja pri 75 °C	22,5 GWh	53 GWh
Delež proizvodnje pri 75 °C	12%	25%

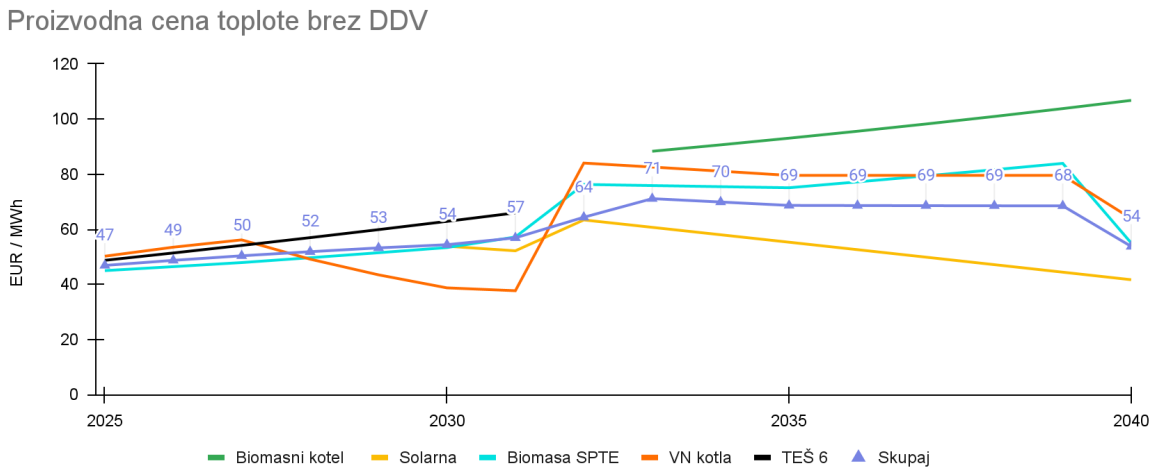
Na Sliki 10 je vidno kako se spreminja sestava proizvodnje skozi leta. Leta 2027, ko je predviden prehod na nižji temperaturni režim, je zaradi manjših izgub opaziti višji doprinos biomase h končni porabi.

Slika 10: Razvoj porabe Scenarij 1



Okoli leta 2032, ko solarna toplarna s sezonskim zalogovnikom in vršni biomasni kotel nadomestita TEŠ kot vršni vir lahko na Sliki 11 vidimo zvišanje proizvodnih stroškov toplote. Z manjšanjem porabe zaradi manjših izgub in pomanjšanega končnega odjema se raba vršnega biomasnega kotla od leta 2032 do 2040 zmanjša, hkrati pa se zviša cena biomase, kar vpliva tudi na rentabilnost te enote.

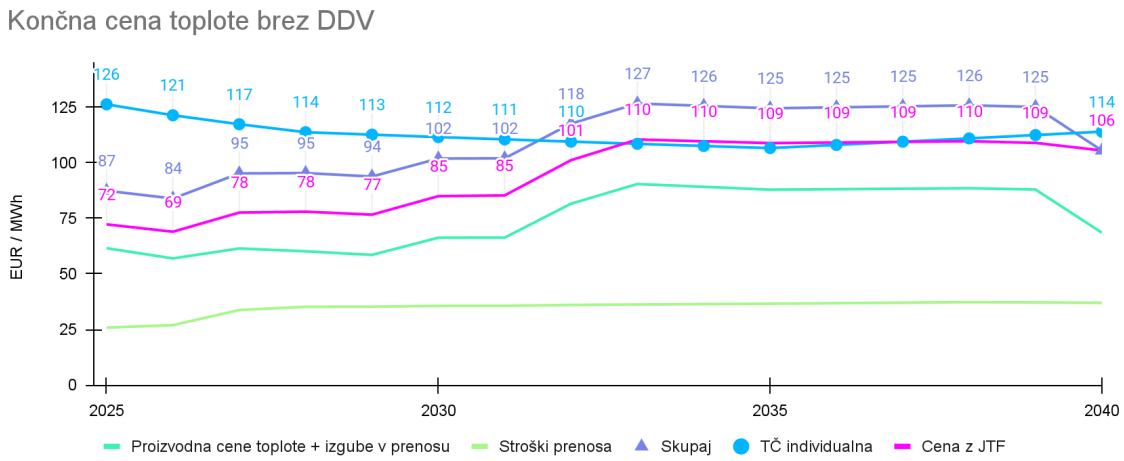
Slika 11: Razvoj proizvodne cene toplote Scenarij 1



Proizvodna cena kljub temu skozi vse obdobje komaj preseže 70 EUR/MWh. V letu 2040, ko se zaključijo stroški financiranja velikega dela enot, cena pade pod 60 EUR/MWh.

Na Sliki 12 je videti primerjavo končne cene toplote s strani odjemalcev, ki vključuje strošek prenosa. Graf cene toplote iz toplotne črpalke v obravnavi posameznih scenarijev predstavlja cene, ki bi jih plačeval uporabnik, ki inštalira toplotno črpalko v letu 2025. Če bi to storil kasneje, bi bil graf še višje.

Slika 12: Končna cena toplote Scenarij 1



Cena toplote iz daljinskega ogrevanja v letu 2032 preseže ceno toplote iz individualne toplotne črpalke, potem pa na koncu obdobja, leta 2040 ko je večji del investicij amortiziran spet pade pod nivo toplotne črpalke. Če upoštevamo vpliv 40 mio EUR sredstev JTF se cena

toplote v obdobju 2032 do 2040 primerljiva s ceno toplote iz toplotnih črpalk, v povprečju skozi celotno obdobje pa je okoli 20 EUR/MWh nižja.

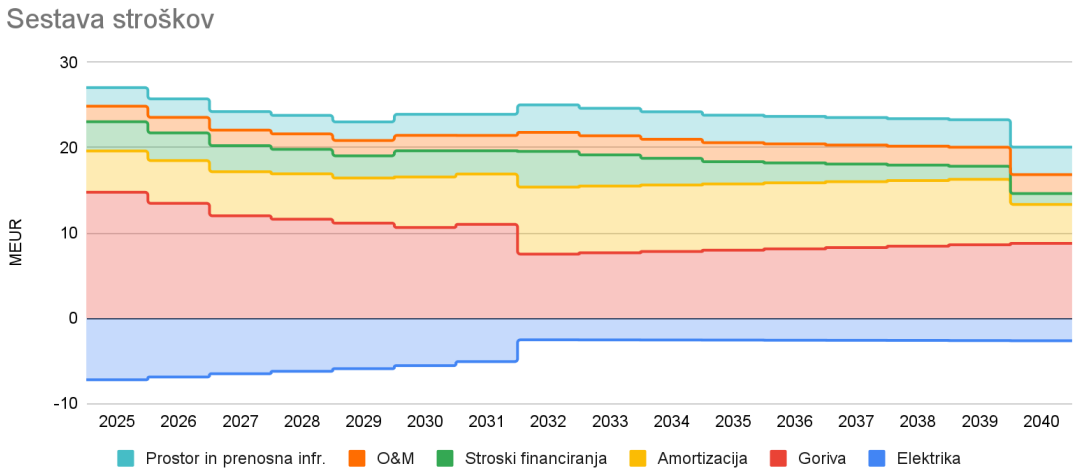
Na Sliki 13 vidimo sestavo stroškov. Stroški elektrike (modra površina) so negativni, saj je vrednost proizvedene električne energije precej višja od porabljene.

Opaziti je postopno zmanjšanje deleža stroškov energije do leta 2032. To gre na račun najprej manjših izgub in odjema v letih 2025 do 2027, kasneje pa proizvodnje iz solarnih toplarn. Od leta 2032 se zmanjšajo prihodki iz proizvodnje električne energije predvsem zaradi predpostavljene ukinitve spodbude 142 EUR/MWh.

Stroški energije se po letu 2032 postopoma zvišujejo s cenami energentov. Slika nam tudi indicira, kakšen je vpliv povečanja ali zmanjšanja cen energentov za naprimer 30%. V letu 2025 bi zvišanje stroškov energije za na primer 30% pomenilo okoli 4 mio EUR višje celotne stroške, v letu 2032 pa manj kot 2 mio EUR.

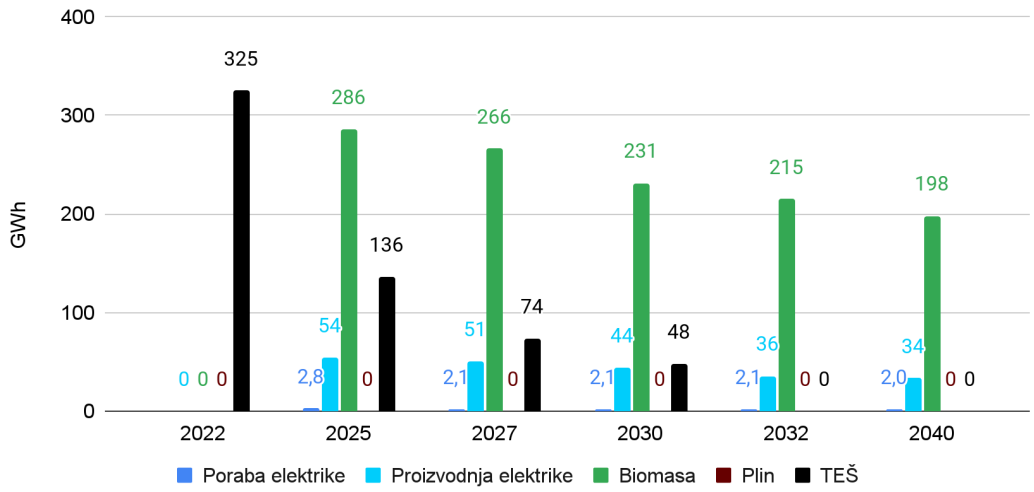
Solarni toplarni in sezonski zalogovnik močno dvigneta delež fiksnih stroškov, kar je lahko zelo pozitivno z vidika cenovnega rizika povezanega z nabavo energentov. Do leta 2040 pa vseskozi padajo stroški amortizacije in financiranja.

Slika 13: Sestava stroškov Scenarij 1



Nazadnje je prikazana na Sliki 14 še poraba energentov. Namesto premoga je naveden kot energent TEŠ. Poraba biomase pade iz 286 GWh (116.000 m3) v letu 2025 na 198 GWh (81.000 m3) leta 2040.

Slika 14: Poraba energentov Scenarij 1



II. Scenarij 2: Brez prenove omrežja

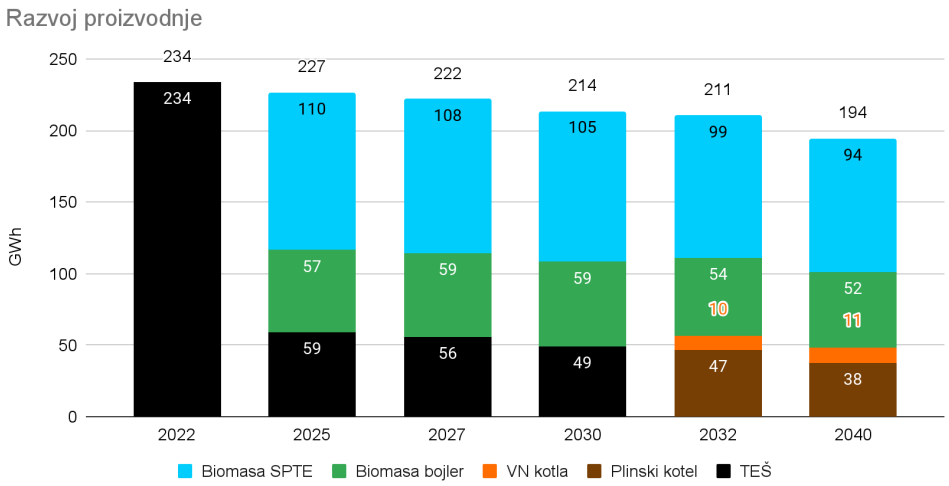
Ta scenarij predpostavlja konzervativno varianto razvoja, kjer se prenova omrežja preloži na obdobje po letu 2040. Privzeto je, da se energetske sanacije izvajajo kot do danes, brez dodatnih prenov najbolj energetsko neučinkovitih stavb in da poraba postopoma pada po 1,0% letno (Slika 15).

Tabela 12: Razvoj sistema po Scenariju 2

	Razvoj sistema	Moč	Investicije
2025	Biomasa SPTE	6,9 MWe / 20 MWth	44 MEUR
2025	Biomasna kotla	10 + 5 MW	8.3 MEUR
2032	Plinski kotli	20 + 10 + 10 MW	5 MEUR
2032	VN kotla	10 + 5 MW	3,1 MEUR

SPTE na biomaso ob instalaciji v letu 2025 prevzame pasovno proizvodnjo v obratovalnem režimu nad 8000 ur. Biomasne kotlovnice predstavljajo vmesni pas in TEŠ vršni vir. Pred letom 2032 je alternativno možna inštalacija plinskih kotlov namesto biomasnih kotlov s podobnimi rezultati vendar večjim ogljičnim odtisom. V letu 2032 vlogo vršnega vira prevzamejo plinski kotli in deloma visokonapetostna kotla.

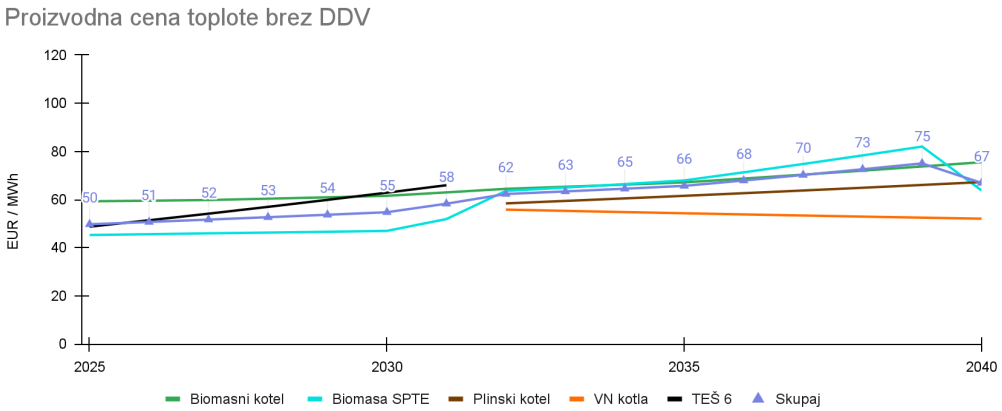
Slika 15: Razvoj porabe Scenarij 2



V primerjavi s Scenarijem 1 proizvodne cene v Scenariju 2 štartajo višje (Slika 16), kar gre predvsem na račun dodatnih biomasnih kotlov v letu 2025. Cene skozi vse obdobje postopoma rastejo skupaj s cenami energentov in padajočo porabo ter posledično rastočimi fiksnimi stroški na enoto toplote.

Inštalacija plinskih kotlov in visokonapetostnih kotlov je kapitalsko precej manj intenzivna kot investicija v večjo solarno toplarno in sezonski zalogovnik iz Scenarija 1. V Scenariju 2 tako ni podobnega preskoka v stroških okoli leta 2032.

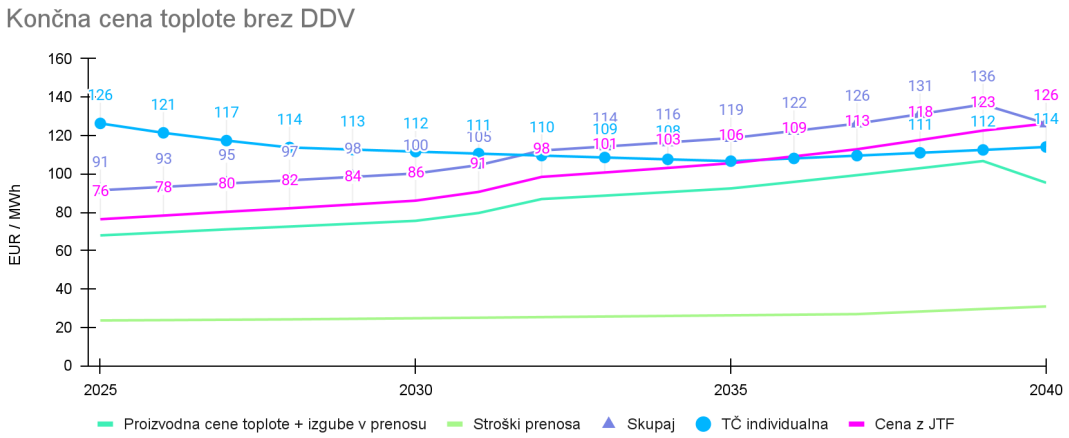
Slika 16: Razvoj proizvodne cene toplote Scenarij 2



Stroški prenosa so nižji kot v Scenariju 1 zaradi nespremenjenega obsega investicij v prenosno omrežje. Cene se po letu 2030 približajo in presežejo ceno toplote iz toplotne črpalke. Kljub temu bi uporabnik daljinskega ogrevanja skozi obdobje 2025-2040 v

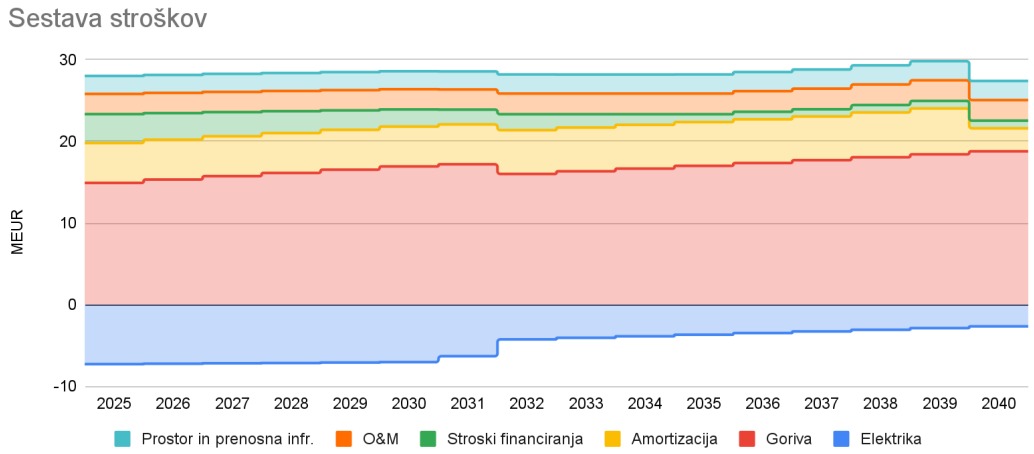
povprečju plačal 108 EUR/MWh (95 EUR/MWh z upoštevanjem sredstev JTF) namesto 118 EUR/MWh pri izbiri toplotne črpalke.

Slika 17: Končna cena toplote Scenarij 2



Cene v Scenariju 2 so podobne cenam v Scenariju 1, precej večje pa so izgube v omrežju. Ker je predpostavljeno, da stavbe niso sanirane, je večji tudi odjem. Celotni stroški (in prihodki) so tako višji. Veliko večji je delež stroškov energije, kar sistem izpostavlja cenovnemu riziku. Po drugi strani pa je sistem z manjšim deležem fiksnih in večjim deležem variabilnih stroškov bolj odporen na spremembe v odjemu.

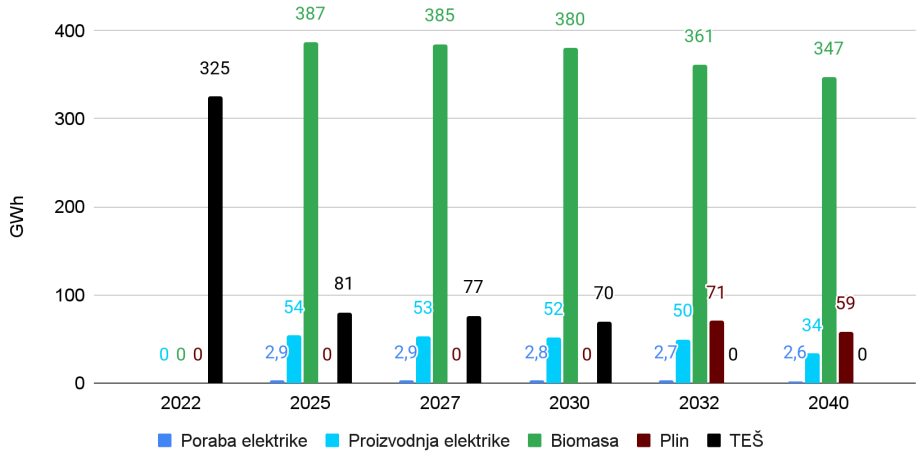
Slika 18: Sestava stroškov Scenarij 2



Če ne prej, bo okoli leta 2040 potrebno poiskati alternativo zemeljskemu plinu, kar bo v primerjavi s Scenarijem 1 dodatno dvignilo stroške proti koncu obdobja. Količina

porabljene biomase je zaradi višje proizvodnje precej višja v Scenariju 2, med 159.000 in 142.000 m3 letno v primerjavi s 117.000 m3 in 81.000 m3. Kaj bo z razpoložljivostjo virov leta 2040 je težko napovedati. V začetnem obdobju do leta 2027 pa sta obe porabi sprejemljivi.

Slika 19: Poraba energentov Scenarij 2



III. Scenarij 3: Biomasa, sonce in plin

Scenarij predpostavlja nekoliko hitrejšo dinamiko energetske sanacije najbolj neučinkovitih stavb (Tabela 13), ki omogoča prehod na temperaturni režim 85°C / 45°C v letu 2027 (Slika 20). Za pasovno proizvodnjo se izbere SPTE na biomaso. Analize so pokazale, da so razlike v primeru rabe biomasnih kotlovnic namesto SPTE v ekonomskem smislu majhne. SPTE vnaša dodatna tveganja v primerjavi s kotlovnicami. Zahteva višje investicijske stroške in s tem potencialno nekoliko težji prehod na alternative. Ekonomika je odvisna od spodbude na proizvedeno elektriko. Po drugi strani se s proizvodnjo električne energije dolgoročno nekoliko razprši riziko na več energentov.

Tabela 13: Delež saniranih stavb med v letu 2021 energetsko najbolj neučinkovitimi

	2025	2027	2030	2032
Delež saniranih stavb med energetsko najbolj neučinkovitimi	25%	35%	55%	100%

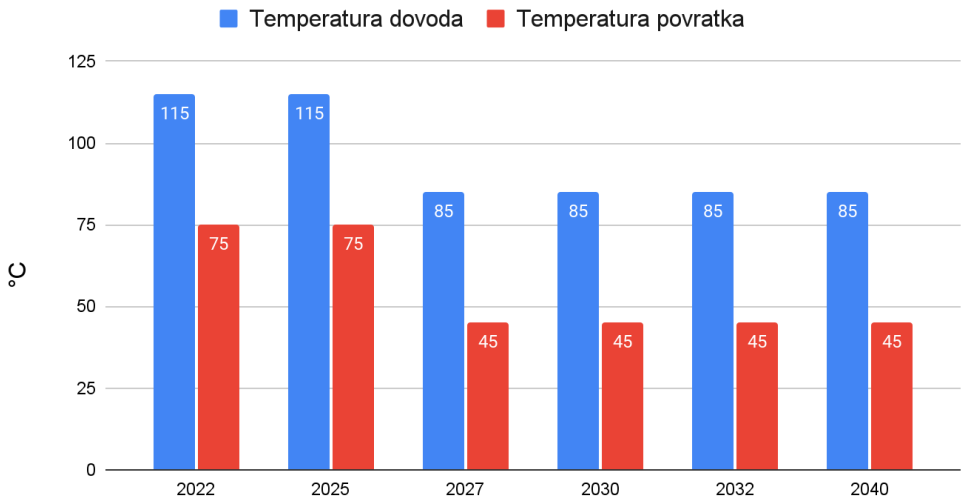
Tabela 14: Razvoj sistema po Scenariju 3

	Razvoj sistema	Moč	Investicije
2024	VN kotla	10 + 5 MW	3,1 MEUR
2025	Biomasa SPTE	4,6 MWe / 15 MWth	33 MEUR
2025	Biomasna kotla	10 + 8 MW	10 MEUR
2027	Solarna toplarna	11.000 m2	2,7 MEUR
2032	Plinska kotla	20 + 10 MW	3,6 MEUR

Investicije v omrežje in prehod na nižji temperaturni režim se izvedejo med letoma 2023 in 2027. Skupne investicije do leta 2027 so tako 68,3 milijonov EUR (48,8 MEUR proizvodne enote in 19,5 MEUR investicij v prenosno omrežje[5]).

Vgradnja plinskih kotlov je po scenariju predvidena v letu 2032 kot tudi nadomestitev TEŠ kot vršnega vira (Tabela 14). Zgodnejša vgradnja plinskih kotlov je tudi ekonomična, saj plin nadomešča TEŠ in le redko biomaso. Visokonapetostna kotla sta po scenariju predvidena v letu 2024.

Slika 20: Temperaturni režim Scenarij 3



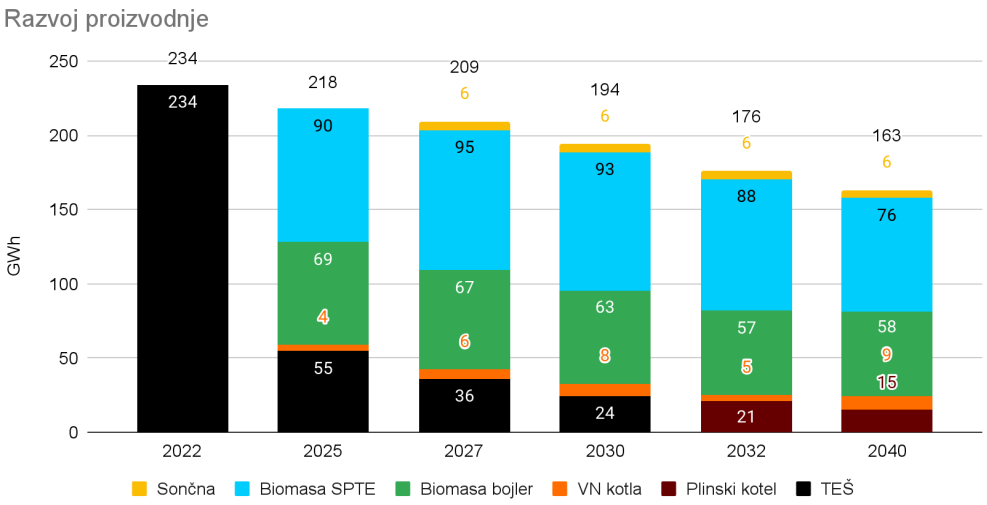
Ob prehodu na nižji temperaturni režim, se leta 2027 doda še 11.000 m2 sončnih kolektorjev, ki v poletih mesecih prispevajo h kritju porabe sanitarne tople vode (Tabela 15). Vključitev sončnih kolektorjev ne vpliva bistveno na ekonomiko sistema, saj ti prispevajo le okoli 3% toplote, odpira pa možnost kasnejše razširitve sistema z več sončne energije.

[5] V Scenariju 1 je bilo privzeto, da prilagoditev za dvig temperature sanitarne tople vode nad 70°C na strani odjemalcev zahteva 5,5 mio EUR. V Scenariju 2 (režim 85°C / 45°C), pa je privzeto, da je v primeru stavb, ki še niso dosegle standardov pod 250 kWh/m2 do leta 2027 vložiti 2,5 mio EUR.

Tabela 15: Polje sončnih kolektorjev za 11.000 m2 v Šaleški dolini-Šoštanj

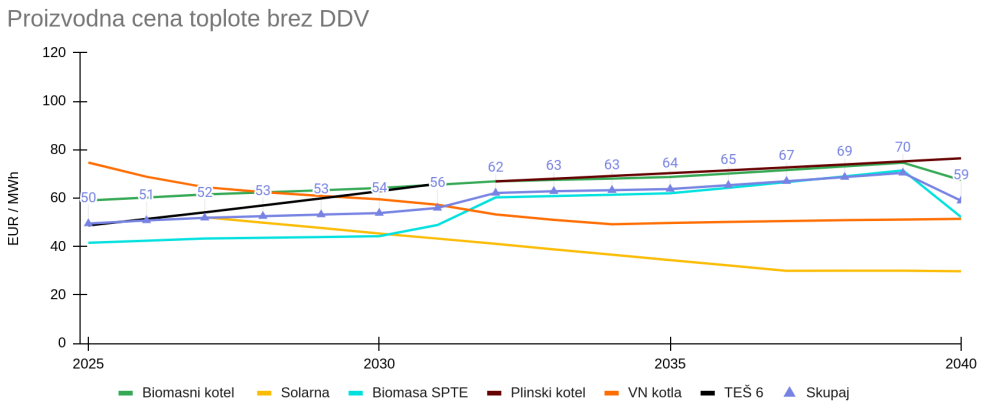
Površina kolektorjev	11.000 m2
Celotna površina polja	35.000 m2
Izkoristek pri 85 °C	40%
Proizvodnja pri 85 °C	7,4 GWh
Delež proizvodnje pri 85 °C	4%

Slika 21: Razvoj porabe Scenarij 3



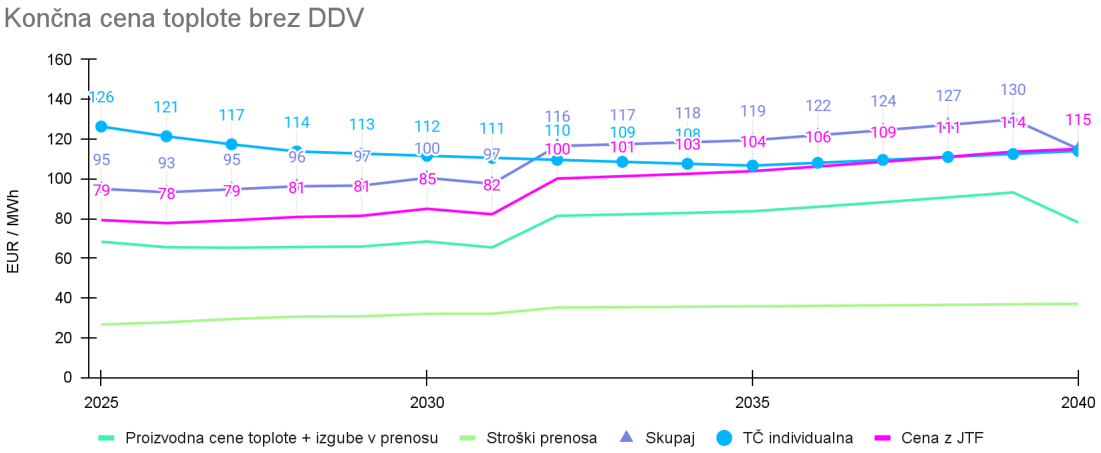
Odjem v vseh scenarijih skozi celotno obdobje pada, kar močno vpliva na končno ceno toplote. Priklop novih odjemalcev bi ekonomiko v primerjavi z decentraliziranimi rešitvami še dodatno popravil. Če se do leta 2040 izkaže, da večjega odjema ne bo, se kot alternativa plinu in biomasi ponuja sončna energija. Ta bo namreč vse cenejša v primerjavi z ostalimi rešitvami, pri manjšem odjemu in manjših zimskih viških, pa bo zahtevala manjše površine v letu 2040 kot v desetletju 2020-2030. Ta dinamika je razvidna tudi iz Slike 22.

Slika 22: Proizvodne cene Scenarij 3



Toplote iz toplotne črpalke inštalirane v letu 2025 bi bila do leta 2032 občutno višja kot cena daljinskega ogrevanja (Slika 23). Do leta 2040, ko se amortizira večji del proizvodnih enot, pa bi cena daljinskega ogrevanja spet padla pod ceno iz toplotne črpalke. Z upoštevanjem sredstev JTF, pa bi bile cene daljinskega ogrevanja vseskozi nižje.

Slika 23: Končna cena toplote Scenarij 3

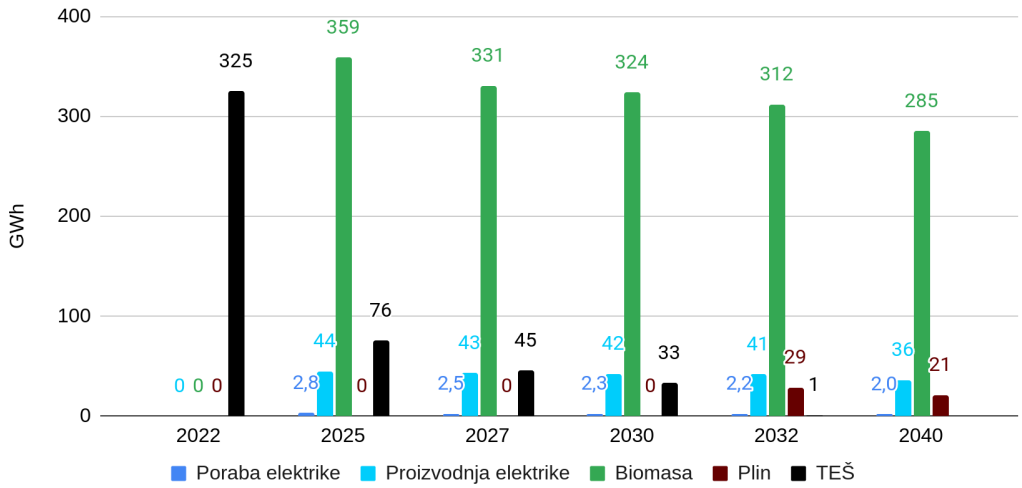


Dolgoročno (Levelised Cost Of Heat) je cena ob predpostavljenem razvoju cen energentov 10 EUR/MWh nižja od cene toplote iz toplotne črpalke. Ob upoštevanju podpore JTF pa za okoli 25 EUR/MWh nižja (93 EUR/MWh).

Raba energentov (Slika 24) je večja kot v Scenariju 1 in precej manjša kot v Scenariju 2. Raba biomase se od leta 2025 do leta 2040 spusti od 359 GWh (147.000 m3) letno na 285 GWh (117.000 m3) letno, kar je oboje skladno s trenutno razpoložljivostjo. Uporaba biomasnih kotlov namesto SPTE, bi porabo biomase lahko zmanjšala še za dodatnih 63-72 GWh

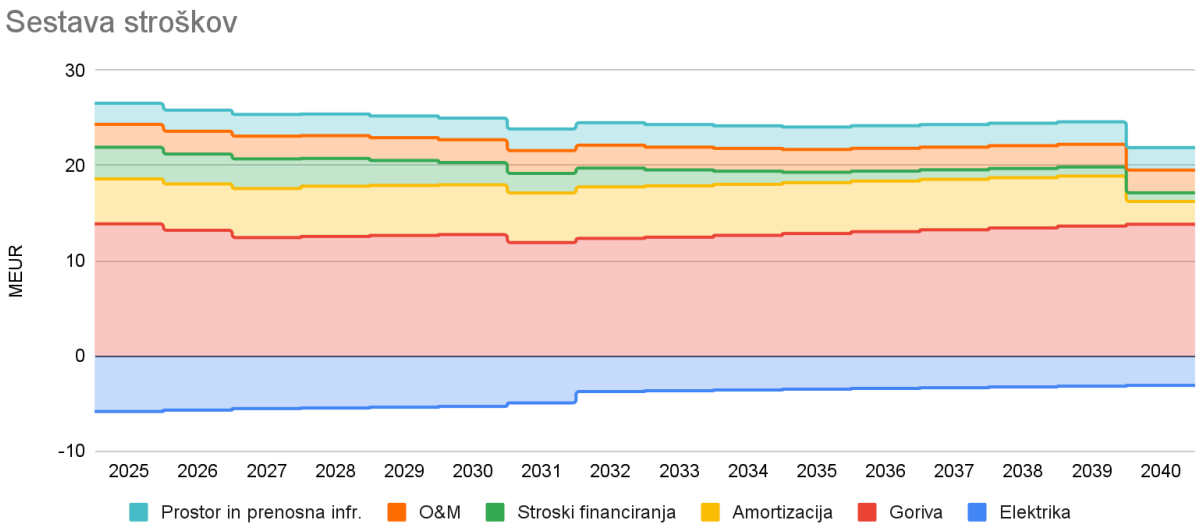
(26.000-30.000 m3). Kot omenjeno v zvezi s proizvodnimi cenami, se do leta 2040 ponuja kot rešitev za prehod iz uporabe plina in zmanjšanje porabe biomase sončna energija.

Slika 24: Raba energentov Scenarij 3



V smislu sestave stroškov je Scenarij 3 nekje v sredini med prvima dvema scenarijema. Delež variabilnih stroškov je večji kot v Scenariju 1. Celotni stroški sistema pa so dolgoročno relativno nizki. Zaradi intenzivnega zgodnjega prehoda je velik del infrastrukture do konca obdobja lahko že amortiziran. Sistem je tako zmožen na prilagoditev tako na večji odjem, kot tudi na menjavo virov v prid sončni ali geotermalni energiji z višjimi fiksnimi in nižjimi variabilnimi stroški.

Slika 25: Sestava stroškov Scenarij 3



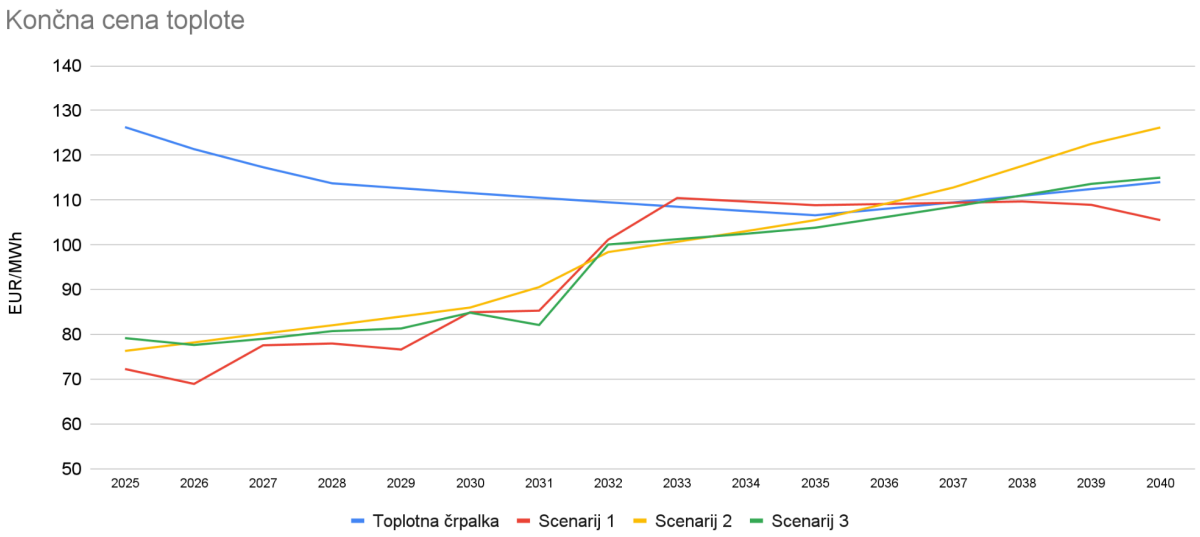
Primerjava cen po scenarijih

Cene po vseh scenarijih so podobne kot prikazano na Sliki 26. Bistvena sprememba se zgodi v vseh scenarijih med letoma 2030 in 2032, ko je potrebno nadomestiti TEŠ z novimi viri, kar dvigne fiksne stroške. V tem obdobju je v cenovnem scenariju tudi predpostavljeno postopno padanje spodbude na elektriko iz biomasnih SPTE proti tržnim cenam.

Stroški prenosa dodajo 20 - 30 EUR/MWh, odvisno od trenutka in stopnje prenove prenosne infrastrukture. Cene po vseh scenarijih so v primerjavi s cenami toplote iz toplotne črpalke med 10-40 EUR/MWh nižje. Ta razlika se lahko z večjo rastjo omrežnine dolgoročno poveča. Srednjeročno pa so cene po vseh scenarijih odločno nižje.

Izkaže se, da zgodnja prenova omrežja v kombinaciji s sanacijo stavb in solarnimi toplarnami s sezonskimi zalogovniki (Scenarij 1) dolgoročno stabilizira cene. Potrebne površine parcel za takšen poseg (150.000 - 500.000 m2) pa vsaj v tem trenutku niso na razpolago.

Slika 26: Primerjava cen po scenarijih



Scenarija 2, in 3 sta si po razvoju cen kot tudi v cenovnih rizikih precej podobna. V obeh večji delež stroškov predstavljajo variabilni stroški, kar je lahko na dolgi rok pozitivno ali negativno. V tem cenovnem scenariju se cene v skladu s cenami energentov skozi celotno obdobje dvigujejo. Razlika se pojavi predvsem na dolgi rok. V Scenariju 2 ni predvideno znižanje temperaturnega režima. Vpliv izgub v prenosu na porabo energentov se v ceni toplote proti letu 2040 v primerjavi s Scenarijem 3 vse bolj pozna.

V primerjavi s Scenarijem 1, je cena toplote v Scenariju 3 nekoliko višja. Pomen temperaturnega režima je v Scenariju 3, manjši. Po eni strani je prehod na 85 / 45°C za 3 mio EUR cenejši od prehoda na 75 / 35°C. Po drugi strani pa je vpliv na izgube v prenosu pri

85 / 45°C manjši. Bistvena razlika med Scenarijema 1 in 3 je v površini sončnih modulov. Relativno majhna površina sončnih modulov 11.000 m2 ne zadostuje za stabilizacijo cen na dolgi rok.

Regionalni ekonomski učinki

Sledeče ocene bazirajo na reprezentativnih vrednostih ekonomskih multiplikatorjev iz različnih držav. Zadnje javno dostopne vrednosti za Slovenijo so namreč starejše od 20 let. Vrednosti multiplikatorjev so si podobne med državami in regijami, tako da odstopanja v primerjavi z uporabo multiplikatorjev izračunanimi za Šaleško regijo niso prevelika. Poleg tega je vrednost uporabe metod prej v primerjavi alternativnih razvojnih scenarijev, kot v natančni oceni ekonomskih učinkov.

V oceno učinkov so zajeti izdatki za energente, omrežnino, postroje, izgradnjo proizvodnih enot, izgradnjo sezonskega zalogovnika, prenovo omrežja in energetske sanacije. Zajete so samo razlike med scenariji. Na primer, zajeti so samo dodatni stroški prenove omrežja in ne celotni stroški prenosne infrastrukture.

Tabela 16: Regionalni ekonomski učinki scenarijev v mio EUR

	Scenarij 1	Scenarij 2	Scenarij 3	Toplotne črpalke
BDP	11	10	11	6
Delovna mesta	123	113	124	47

Vsi trije scenariji razvoja se med sabo po učinku na BDP in zaposlenost ne razlikujejo veliko (Tabela 16). Razlike med scenariji so predvsem v izdatkih za energente in kapitalskih stroških. Večja poraba biomase v Scenariju 2 pozitivno vpliva na gospodarsko dejavnost. Podoben učinek pa imajo tudi večje investicije v sanacijo stavb, prenovo omrežja in sezonski zalogovnik v Scenariju 1. Scenarij 3, pa je po ukrepih mešanica obeh prvih. Bistvena razlika je predvsem v primerjavi z uporabo toplotnih črpalk, kjer je glavnina vrednosti tako pri opremi (črpalke), kot pri energentu uvožena. Tako učinek na BDP kot zaposlenost je v primeru toplotnih črpalk precej nižji. Da bi daljinsko ogrevanje povsem nadomestile toplotne črpalke je malo verjetno. Ocena ekonomskih učinkov pa je kljub splošnosti dober indikator vrednosti daljinskega ogrevanja za regijo.

Zaključek

V splošnem se kaže, da so investicije potrebne za znižanje temperaturnega režima sistema smiselne, če omogočijo vključitev sončne ali geotermalne energije ter odpadne toplote. S tem ukrepov se dolgoročno dvigne fiksne stroške, zniža pa variabilne stroške in porabo energentov. Posledica tega je sistem, ki je bolj odporen na cenovne rizike in tudi politični riziko v zvezi s spodbudami in sprejemljivostjo plina in biomase kot energentov. Hkrati je sistem vzdržen z vidika emisij in rabe virov.

V začetku leta 2022 se zdi, da večje površine za solarna polja in potencialov za rabo geotermalne energije vsaj na srednji rok niso na voljo. Površine, ki bi jih bilo moč uporabiti za solarno energijo (polja skupne površine 35.000 m2) lahko zadostujejo za okoli 3-4% porabe. Ta proizvodnja rahlo negativno vpliva na ekonomičnost pasovnega vira, vnaša pa koristi povezane z manjšo rabo goriv in pripravo sistema na potencialno večji delež sončne energije v prihodnosti.

Raba biomase v kombinaciji z visokonapetostnimi kotli in/ali plinom se tako ponuja kot smiselna smer razvoja. Ta varianta zagotavlja konkurenčno ceno toplote in možnost hitrega prehoda na večje deleže OVE v proizvodnji.

Sistem, ki bazira na biomasi je sicer izpostavljen cenovnim in političnim rizikom, vendar ne zahteva zelo zgodnjega prehoda na nižji temperaturni režim in s tem ponuja določeno fleksibilnost razvoja v srednjeročnem obdobju.

Uporaba odpadne toplote ni posebej obravnavana. Ta sicer lahko doprinese pomemben del reda velikosti 10% porabe, ki je lahko ekonomsko upravičen, sploh če prihaja iz manjšega števila virov. To možnost bi bilo smiselno ovrednotiti. Če se izkaže, da je potencial višji to lahko vpliva na dimenzioniranje predvsem pasovnega vira.

Sistem, ki bazira na biomasi predstavlja srednjeročno dobro rešitev. V primeru, da bi bilo v prihodnosti mogoče izkoristiti večje površine za sončno energijo ali da so v regiji prisotni zadostni potenciali geotermalne energije, da ta prevzame pasovno proizvodnjo, je smiselno začeti z biomasnimi kotli, sicer pa s SPTE.

Glede na vse povedano, se Scenarij 3 ponuja kot najboljša rešitev. Zagotavlja srednjeročno ekonomičnost sistema, visoko učinkovitost in prehod na sistem 4 generacije, integracijo sončne energije ter zadostno fleksibilnost za naknadno spremembo smeri razvoja, če bi bila ta potrebna.

Priloga

A. Predvidene cene energentov

Tabela A1: Cene energentov

Leto	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Omrežnina	23	23	23	**24**	24	**24**	24	25	**25**	25	**25**	26	26	26	26	27	27	27	**28**
Elektrika	180	130	106	**102**	95	**90**	86	88	**89**	91	**93**	95	97	99	101	103	105	107	**109**
Biomasa	26	27	28	**28**	29	**30**	31	32	**33**	34	**35**	36	37	38	39	41	42	43	**44**
Plin	44	43	30	**26**	24	**24**	24	25	**25**	26	**26**	27	28	28	29	29	30	30	**31**
Plin + ETS	60	60	46	**43**	42	**43**	44	45	**46**	47	**48**	49	50	52	53	54	55	57	**58**
TEŠ	41	44	46	**49**	51	**54**	57	60	**63**	66	**69**								
SPTE elek.	142	142	142	**142**	142	**142**	142	142	**142**	131	**101**	102	103	104	105	106	107	108	**109**
CO2	80	82	85	**87**	90	**93**	96	98	**101**	104	**108**	111	114	117	121	125	128	132	**136**

B. Obravnavane tehnologije

Kotlovnica na lesne sekance

Tabela A2: Parametri majhnih 3 -15 MW biomasnih kotlovnic[6]

Investicijski stroški	0,7 M€/MWth
Fiksni O&M	32.500 €/MW
Variabilni O&M	2,72 €/MWh
Neto izkoristek	70-80%
Vzdrževanje	2 tedna / leto
Tehnična življenjska doba	25 let
Čas izgradnje	1let
Prostorske potrebe	500 m2/MWth
Minimalna obremenitev	20%
Zagon	15-30 min

[6] https://www.verdo.com/int/energy-plants/biomass-fired-plants/

Tabela A3: Parametri srednjih 45 MW biomasnih kotlovnic

Investicijski stroški	0,5 M€/MWth
Fiksni O&M	42.000 €/MW
Variabilni O&M	2,7 M€/MWh
Neto izkoristek	70-80%
Vzdrževanje	2 tedna / leto
Tehnična življenjska doba	25 let
Čas izgradnje	1 leto
Prostorske potrebe	60 m2/MWth
Minimalna obremenitev	40%
Zagon	2-8h

SPTE na lesne sekance

Navedene vrednosti so veljajo za tehnologijo circulating fluid bed boiler (CFB)[7].

Tabela A4: Parametri srednjih 20 MW biomasnih SPTE

Investicijski stroški	2,2 M€/MWth
Fiksni O&M	69.000 €/MW
Variabilni O&M	2,3 €/MWh
Izkoristek proizvodnja el.	cca. 14%
Izkoristek proizvodnja toplote	cca. 60%
Vzdrževanje	3 tedne / leto
Tehnična življenjska doba	25 let
Čas izgradnje	1 leto
Prostorske potrebe	170 m2/MWth
Minimalna obremenitev	20%
Zagon	15-30 min

[7] Danish Energy Agency

Plinska kotlovnica

Tabela A5: Parametri srednjih 20 MW plinskih kotlovnic

Investicijski stroški	120.000 €/MWth
Fiksni O&M	25.000 €/MW
Variabilni O&M	5 €/MWh
Izkoristek proizvodnja toplote	90-95%
Vzdrževanje	3 tedne / leto
Tehnična življenjska doba	25 let
Čas izgradnje	2 leti
Prostorske potrebe	40 m2/MWth
Minimalna obremenitev	50%
Zagon	20-30 min

Solarna toplarna

Obstajajo tri glavne tehnologije:

- Flat plat collectors (FPC)
- Evacuated tubular collectors (ETC)
- Concentrated solar power

Flat plate kolektorji so najbolj pogosto uporabljena tehnologija. Danska agencija za energijo navaja izplene 450 kWh/m2 na Danskem, kar bi pomenilo približno 550 kWh/m2 v Sloveniji. Po ocenah te analize lahko v Šaleški dolini pričakujemo nekje med 500 in 550 kWh/m2. Te sisteme je mogoče z optimizacijo naklona naravnati na večjo proizvodnjo v zimskih mesecih, kar na račun nekoliko nižje proizvodnje poleti lahko pokrije večji delež spomladi in jeseni.

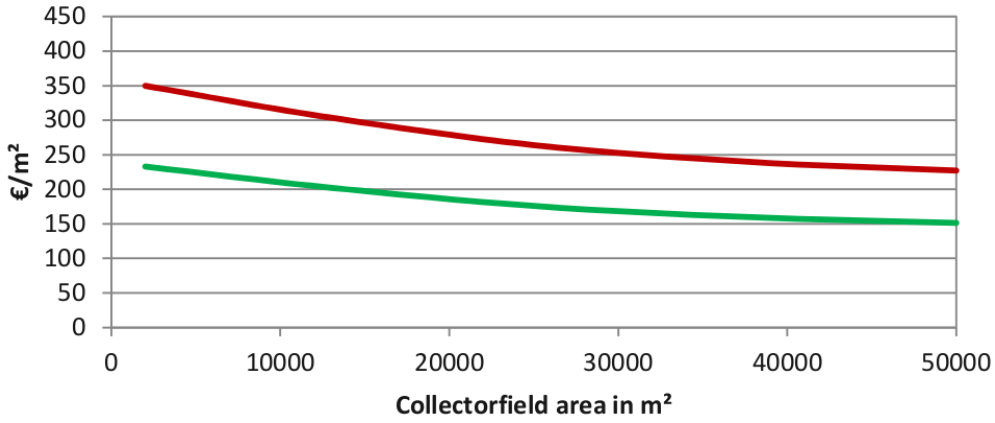
Tabela A6: Parametri solarnih toplarn

Fiksni O&M	0.09 €/MWh
Variabilni O&M	0,21 €/MWh
Vzdrževanje	3 tedne / leto
Tehnična življenjska doba	30 let
Čas izgradnje	0,25 leta
Prostorske potrebe	3 m2 / m2

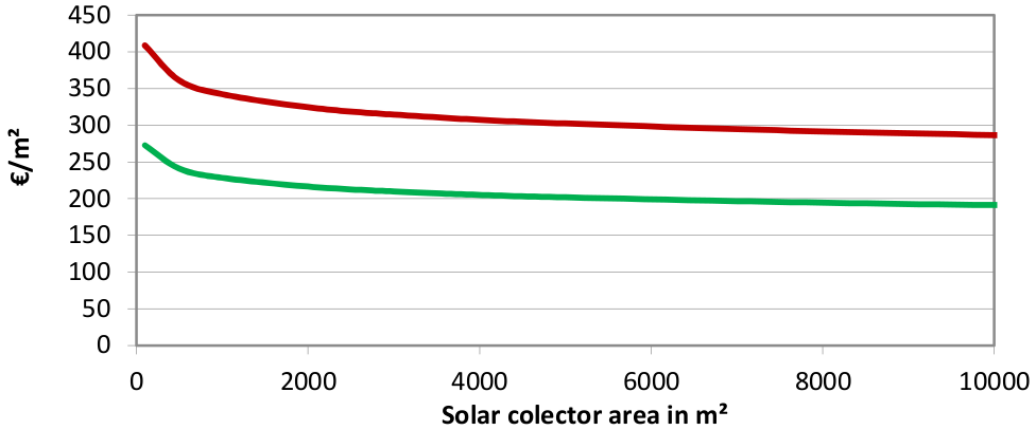
Investicijski stroški na spodnji sliki vključujejo strošek dnevnega zalogovnika velikosti 0,2 m3 / m2.

Za deleže toplote do 25% ni potrebe po uporabi sezonskih zalogovnikov. Pri višjih deležih pa tehnologija v kombinaciji s sezonskim zalogovnikom lahko prevzame tudi večinski delež celotne proizvodnje. Dimenzioniranje velikosti zalogovnika v tem primeru zahteva kar nekaj nastavljanja, okvirno pa se velikost zalogovnika giblje glede na delež kot prikazano na spodnji sliki. Teoretično bi bilo z dovolj velikim zalogovnikom mogoče pokriti tudi celotno porabo toplote. Vendar bi za to potrebovali polje velikosti 1,4 km2.

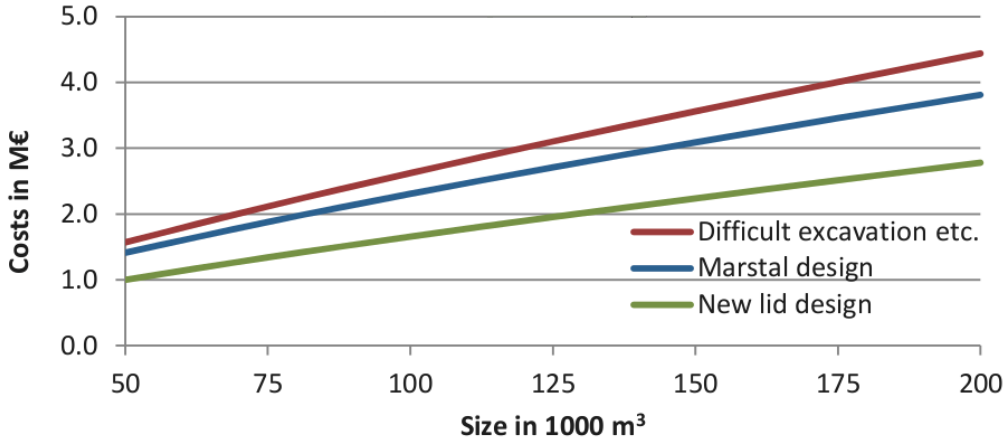
Investicijski stroški za polje sončnih kolektorjev



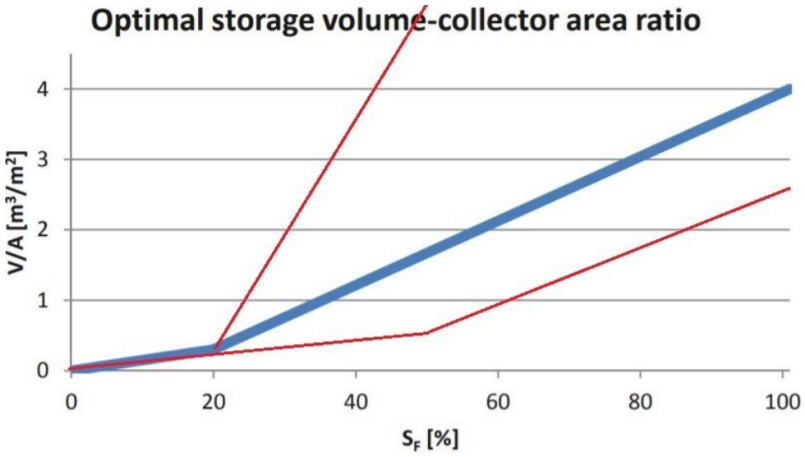
Investicijski stroški za strešno inštalacijo sončnih kolektorjev



Cena sezonskega zalogovnika



Smernice za dimenzioniranje zalogovnika



Solar district heating trends and possibilities, IEA Task 52 SHC

Poraba lesne biomase

Tabela A7: Lesna biomasa v Sloveniji[8]

Zaloga lesne biomase v Sloveniji	355[9] mio m3
Površina gozdov	1.177.244 ha
Gozdnatost površine	58,1%
Letni prirast	8.8 mio m3
Dovoljen letni posek skupaj	6.34 mio m3
Dovoljen letni posek	7 m3/ha

Tabela A8: Ključne številke v zvezi z rabo lesne biomase v Šaleški dolini[10]

Energijska gostota lesne biomase	2.44 MWh/m3
Trenutna proizvodnja toplote KPV	240 GWh
Potrebna količina lesa za 30% toplote (SPTE 52% th / 19% el)	77.000 m3
Potrebna gozdna površina	109 km2
Potrebna količina lesa za 100% toplote (kotlovnica 70% th)	192.000 m3
Potrebna gozdna površina	271 km2

[8] http://www.trajnostnaenergija.si/Trajnostna-energija/Ohranite-okolje-čisto/Lesna-biomasa/Lesna-biomasa-v-Sloveniji
[9] http://www.zgs.si/gozdovi_slovenije/o_gozdovih_slovenije/lesna_zaloga/
[10] http://www.trajnostnaenergija.si/Trajnostna-energija/Ohranite-okolje-čisto/Lesna-biomasa/Lesna-biomasa-v-Sloveniji

Letne emisije

Tabela A8: Emisije toplogrednih plinov in delcev sistemov daljinskega ogrevanja v letu 2027

	Scenarij 1	Scenarij 2	Scenarij 3
SO2 [t]	458	417	283
NOX [t]	162	165	150
CXHY [t]	344	364	259
CO [t]	3.779	4.751	3.742
Prah [t]	122	135	95
CO2 [t]	41.940	39.304	31.095
PM10 [t]	839	1.180	970
PM2.5 [t]	818	1.150	945
BC [t]	78	111	92

ESOTECH, d.d.
Preloška cesta 1, SI-3320 Velenje
www.esotech.si

CELOVITA ANALIZA TVEGANJ IN AKTIVNOSTI PRI PRESTRUKTURIRANJU DALJINSKEGA SISTEMA OGREVANJA (DSO) V ŠALEŠKI DOLINI

VSEBINA

1. PROJEKTNA NALOGA 3

2. UVOD 4

2.1. INDEFIKACIJA KLJUČNIH TVEGANJ 4

2.1.1. TRŽNA TVEGANJA 4
2.1.2. REGULATORNA TVEGANJA 6
2.1.3. POLITIČNA TVEGANJA 7
2.1.4. TEHNIČNA TVEGANJA 8
2.1.5. OKOLJSKA TVEGANJA 9
2.1.6. DRUŽBENA TVEGANJA 10

2.2. ANALIZA SCENARIJEV PREOBRAZBE SISTEMA DALJINSKEGA OGREVANJA ŠD IN ZAKONODAJA TER PREDPISI NA PODROČJU OSKRBE Z ENERGIJO 11

2.2.1. SLOVENSKA ZAKONODAJA NA PODROČJU DALJINSKEGA OGREVANJA 11
2.2.2. SPODBUDE ZA PROJEKTE PREOBRAZBE DALJINSKEGA OGREVANJA 12
2.2.3. SMERNICE IN UREDBE EU ZA DALJINSKO OGREVANJE 13
2.2.4. VIRI IN MODEL FINANCIRANJA ZA ZELENO PREOBRAZBO DALJINSKEGA OGREVANJA 13
2.2.5. PRIPRAVA NAČRTA PREOBRAZBE SKLADNEGA S TEHNIČNIMI IN OKOLJSKIMI STANDARDI 14

3. ZAKLJUČEK 25

1. PROJEKTNA NALOGA

V sklopu prestrukturiranja premogovnih regij je predvidena tudi preobrazba sistema daljinskega ogrevanja v Šaleški dolini. V okviru študije je potrebno izdelati celovito analizo tveganj in aktivnosti pri prestrukturiranju daljinskega sistema ogrevanja v Šaleški dolini.

Študija obsega naslednje aktivnosti:

1. **Indefikacija ključnih tveganj:**
   - tržna tveganja,
   - regulatorna tveganja,
   - politična tveganja,
   - tehnična tveganja,
   - okoljska tveganja in
   - družbena tveganja.

2. **Priprava analize scenarijev preobrazbe sistema daljinskega ogrevanja Šaleške doline in uskladitev s področno zakonodajo in predpisi:**
   - pregled nacionalne zakonodaje in predpisov na področju oskrbe z energijo in okoljske trajnosti,
   - pregled smernic EU in aktualnih direktiv glede oskrbe z energijo in proizvodnje iz obnovljivih virov,
   - celovit pregled zakonskih in podzakonskih aktov področji, ki lahko vplivajo na oskrbo z energenti (biogoriva, vodik, etc),
   - pregled nacionalnih in evropskih zakonodajnih okvirov za financiranje oskrbe s toploto,
   - pregled in predlog metodologije o oblikovanju cen energije in državnih pomoči,
   - pregled možnih virov financiranja,
   - priprava predloga bodočega delovanja družb za oskrbo s toploto,
   - uskladitev načrtov preobrazbe z nacionalno in evropsko zakonodajo in
   - priprava načrta preobrazbe skladnega s tehničnimi in okoljskimi standardi.

2. UVOD

V Komunalnem podjetju Velenje, d.o.o. se je v soglasju za MO Velenje, občino ŠOŠTANJ in občino Šmartno ob Paki odločilo, da bi bilo primerno po več kot dveh letih od potrjenega AKCIJSKEGA NAČRTA 2022, izdelati CELOVITO KRITIČNO ANALIZO vseh dosedanjih aktivnosti na Zeleni preobrazbi sistema daljinskega ogrevanja Šaleške doline (DSO-ŠD). Del celovite analiza je analiza tveganj in aktivnosti pri prestrukturiranju drugega največjega daljinskega ogrevanja v Sloveniji, ki je predmet te študije.
V izdelavo smo torej prevzeli precej zahtevno strokovno aktivnost z enim samim ciljem, da lastnikom in upravljalcu sistema daljinskega ogrevanja šaleške doline predstavimo strokovna in politična tveganja ter problematike in, da skupno izoblikujemo najustreznejšo trajnostno primerno dolgoročno vizijo sistema DOT-ŠD do leta 2032 in nadalje.

2.1. INDEFIKACIJA KLJUČNIH TVEGANJ

Prestrukturiranje daljinskega sistema ogrevanja v Šaleški dolini predstavlja velik korak k trajnostnemu in energetsko učinkovitemu načinu ogrevanja v regiji. Vendar pa so zaradi kompleksnosti tega procesa prisotna številna tveganja, ki se lahko pojavijo na različnih stopnjah izvedbe projekta. Ta študija tveganj se osredotoča na prepoznavanje in analizo glavnih tveganj, ki lahko vplivajo na uspeh projekta, in ponuja strategije za njihovo obvladovanje. Tveganja so razdeljena v šestih ključnih kategorij: tržna, regulatorna, politična, tehnična, okoljska in družbena.

2.1.1. Tržna tveganja

Opis tveganja: Tržna tveganja se nanašajo na spremembe v tržnih razmerah, ki lahko vplivajo na uspešnost projekta. To vključuje nihanje cen energentov, konkurenco na trgu, gospodarske razmere, povpraševanje po energiji ter pojav novih alternativnih rešitev za ogrevanje.

Primer iz prakse: V Nemčiji je bil projekt daljinskega ogrevanja na določenem območju zavrnjen zaradi prekomernega dviga cen energije, kar je zmanjšalo konkurenčnost sistema. Ko so cene energentov narasle, so mnogi potrošniki prešli na druge, cenejše možnosti ogrevanja, kar je povzročilo znatno zmanjšanje povpraševanja.

Ocenjena verjetnost in vpliv:

- **Verjetnost**: 7/10 (Srednja verjetnost – tržni pogoji se lahko spreminjajo, vendar so predvidljive spremembe na podlagi analize trga).
- **Vpliv**: 9/10 (Visok vpliv, saj lahko nihanje tržnih cen neposredno vpliva na dobičkonosnost sistema in povpraševanje).

Strategije za mitigacijo:

- **Analiza trga**: Pred začetkom projekta je ključno izvesti natančno analizo trga in napovedati dolgoročne tržne trende, vključno z nihanjem cen energentov. Ta analiza bo omogočila ustrezno prilagoditev cenovne strategije.
- **Fleksibilnost poslovnega modela**: Razviti poslovni model, ki bo omogočal prilagoditve cen in storitev v primeru spremenjenih tržnih razmer.
- **Iskanje alternativnih virov energije**: Da bi zmanjšali tveganje nihanja cen, bi bilo smiselno raziskati možnost diversifikacije energetskih virov (uporaba geotermalne energije, biomase ali sončnih celic).

Dodatni primer: V Veliki Britaniji je podjetje, ki je izvajalo projekt daljinskega ogrevanja, uspelo obvladovati tržno tveganje z vključitvijo dinamičnega sistema cen, ki je bil prilagojen trenutnim tržnim razmeram. To je omogočilo večjo stabilnost projekta tudi v času nestanovitnih tržnih pogojev.

Spremljanje tveganja: Tržna tveganja lahko spremljamo z rednim spremljanjem tržnih podatkov, analizami napovedi cen energentov, spremljanjem sprememb v povpraševanju po energiji ter konkurenci v industriji.

Vir:

Tržna tveganja in energetski trgi:

- https://www.cleanenergywire.org/topics/energy-markets

2.1.2. Regulatorna tveganja

Opis tveganja: Regulatorna tveganja vključujejo spremembe v zakonodaji in regulativnih zahtevah, ki lahko vplivajo na izvajanje projekta. To vključuje spremembe v zakonodaji o energetski učinkovitosti, okoljski zakonodaji ter davčne politike, ki so ključni dejavniki pri prestrukturiranju daljinskih sistemov ogrevanja.

Primer iz prakse: V Združenem kraljestvu je bil projekt daljinskega ogrevanja zamaknjen zaradi sprememb v zakonodaji, ki so uvedle strožje okoljske standarde. To je povzročilo dodatne stroške za prilagoditev infrastrukture, kar je vplivalo na končni proračun in časovni razpored.

Ocenjena verjetnost in vpliv:

- **Verjetnost**: 8/10 (Visoka verjetnost – zakonodajne spremembe so pogoste v energetskem sektorju, zlasti v luči Evropske unije in globalnih okoljskih ciljev).
- **Vpliv**: 8/10 (Visok vpliv, saj lahko regulativne spremembe privedejo do povečanja stroškov in zamud pri izvedbi projekta).

Strategije za mitigacijo:

- **Spremljanje zakonodaje**: Redno spremljanje sprememb v zakonodaji in usklajevanje projekta z lokalnimi in mednarodnimi predpisi. Pomembno je vzpostaviti stalne stike z regulatorji in spremljati vse relevantne zakonodajne spremembe.
- **Konsultacije z odvetniki in strokovnjaki za zakonodajo**: Tesno sodelovanje s pravnimi strokovnjaki, ki so specializirani za energetske predpise in zakonodajo.

Dodatni primer: V Franciji je projekt daljinskega ogrevanja naletel na težave zaradi novega okoljevarstvenega zakona, ki je zahteval drastične spremembe v tehnologiji ogrevanja. Vendar pa so se z usklajenimi napori med podjetjem in regulatorji uspeli prilagoditi spremembam zakonodaje in zmanjšati vpliv na časovni okvir.

Spremljanje tveganja: Za spremljanje tega tveganja je nujno, da projektni tim redno spremlja uradne objave zakonodajnih sprememb, spremlja relevantne zakonodajne spremembe na lokalni in evropski ravni ter se odziva na spremembe v realnem času.

Vir:

Regulatorna tveganja in energetski sektor:

- https://www.euractiv.com/section/energy/news/

2.1.3. Politična tveganja

Opis tveganja: Politična tveganja so povezana s spremembami v političnem okolju, ki lahko vplivajo na odločitve o financiranju projektov, podporo vladnih institucij in stabilnost zakonodajnih okvirjev. Vključujejo tudi tveganja zaradi politične nestabilnosti, sprememb v vladnih prioritetah ali podpore za energetske projekte.

Primer iz prakse: V Indiji so številni projekti daljinskega ogrevanja doživeli zastoje zaradi političnih sprememb, ki so vplivale na stabilnost energetskih politik. Novi politični voditelji so spremenili prioritetne energetske cilje in odstopili od subvencij, ki so bile ključne za izvedbo teh projektov.

Ocenjena verjetnost in vpliv:

- **Verjetnost**: 6/10 (Srednja verjetnost – politična tveganja so odvisna od stabilnosti lokalne vlade in trenutne politične klime).
- **Vpliv**: 9/10 (Visok vpliv, saj lahko spremembe v politični podpori vplivajo na financiranje in izvedbo projekta).

Strategije za mitigacijo:

- **Krepitev političnih odnosov**: Aktivno sodelovanje z odločevalci in vladnimi predstavniki za zagotovitev podpore projektu.
- **Raznolikost virov financiranja**: Da bi zmanjšali odvisnost od vladnih subvencij, je smiselno raziskati alternativne možnosti financiranja, kot so zasebni vlagatelji ali mednarodne institucije.

Dodatni primer: V Poljski je podjetje uspelo zmanjšati politična tveganja z aktivnim vključevanjem v politične razprave in usklajevanjem z različnimi političnimi strankami, ki so vplivale na energetiko.

Spremljanje tveganja: Politična tveganja je mogoče spremljati z rednim spremljanjem političnega okolja, analizami sprememb v političnih prioritetah ter sodelovanjem z analitičnimi centri, ki spremljajo politične trende.

Vir:

Politična tveganja in energetski projekti:

- https://www.energypolicytracker.org/

2.1.4. Tehnična tveganja

Opis tveganja: Tehnična tveganja vključujejo tveganja, povezana s obstoječo infrastrukturo, viri ogrevanja, nove tehnologije za proizvodnjo toplote iz OVE.

Mnoge obstoječe infrastrukture daljinskega ogrevanja v Sloveniji so zastarele in temeljijo na visokotemperaturnih sistemih, kar otežuje prehod na nizkotemperaturne sisteme, ki so bolj primerni za obnovljive vire energije.

V določenih regijah ni zadostne lokalne dostopnosti obnovljivih virov, kot so biomasa, geotermalna energija ali sončna energija, kar otežuje lokalizacijo sistemov.

Nekatere nove tehnologije še niso povsem preizkušene v komercialne namene, kar lahko povzroča težave pri sami proizvodnji toplote (nepredvidene zaustavitve proizvodnje, izkoristki proizvodne naprave,…) in časovnem okvirju implementacije ter tehnične zahtevnosti.

Ocenjena verjetnost in vpliv:

- **Verjetnost**: 6/10 (Srednja verjetnost – tehnična tveganja so odvisna od zanesljivosti tehnologije in zmožnosti nemotene dobave toplote).
- **Vpliv**: 9/10 (Visok vpliv, saj lahko občutno vpliva na samo tehnično zahtevnost, časovni okvir izvedbe in predvsem stabilno dolgotrajno oskrbo s toploto, ki je ključen cilj).

Strategije za mitigacijo:

- **Analiza**: podrobna analiza obstoječega stanja in sposobnost obstoječe infrastrukture za integracijo novega vira. Preučitev tehnologij na trgu in primiri dobre prakse iz primerljivih sodobnih daljinskih virov. Razpoložljivost virov toplote.

Spremljanje tveganja: Spremljanje in analiziranje primerljivih sodobnih daljinskih ogrevanj, spremljanje trga z novimi tehnologijami proizvodnje energije.

2.1.5. Okoljska tveganja

Opis tveganja: Okoljska tveganja vključujejo tveganja, povezana s podnebnimi spremembami, naravnimi nesrečami, kot so poplave, suše ali močni vetrovi, ter druge ekološke spremembe, ki lahko vplivajo na infrastrukturo in zanesljivost sistema.

Primer iz prakse: Na Švedskem je projekt daljinskega ogrevanja naletel na težave zaradi nenadnih poplav, ki so povzročile poškodbe infrastrukturnih objektov in s tem povečale stroške in zamude v izvedbi.

Ocenjena verjetnost in vpliv:

- **Verjetnost**: 5/10 (Srednja verjetnost – okoljski dejavniki so relativno predvidljivi, vendar ne vedno pod nadzorom).
- **Vpliv**: 8/10 (Visok vpliv, saj lahko okoljski dejavniki povzročijo nepredvidene stroške in zamude).

Strategije za mitigacijo:

- **Okoljska analiza**: Pred začetkom projekta je pomembno opraviti podrobno analizo okolja, vključno z napovedmi podnebnih sprememb, in prilagoditi infrastrukturo na morebitne okoljske vplive.
- **Zavarovanje**: Ustvariti zavarovalniške pogoje za zaščito pred tveganji, ki nastanejo zaradi naravnih nesreč.

Dodatni primer: V ZDA so projekti daljinskega ogrevanja pogosto vključeni v programe, ki omogočajo državno zavarovanje proti naravnim nesrečam. To je omogočilo obvladovanje tveganj, povezanih s poplavami in drugimi ekstremnimi vremenskimi dogodki.

Spremljanje tveganja: Za spremljanje tega tveganja je potrebno natančno spremljanje podnebnih napovedi, izvajanje rednih okoljskih analiz ter vključitev podnebnih sprememb v dolgoročne strateške načrte.

Vir :

Okoljska tveganja in podnebne spremembe:

- https://www.un.org/sustainabledevelopment/climate-change/

2.1.6. Družbena tveganja

Opis tveganja: Družbena tveganja se nanašajo na morebitne težave, povezane z javnim nasprotovanjem projektu, spremembami v družbenih prioritetah ter težavami pri sprejemanju novih tehnologij s strani prebivalstva.

Primer iz prakse: V Nizozemski je projekt daljinskega ogrevanja naletel na nasprotovanje lokalne skupnosti zaradi strahu pred povečanim onesnaženjem in nejasnostmi glede trajnosti sistema. To je povzročilo zamude in dodatne stroške za izobraževanje in vključevanje prebivalstva v projekt.

Ocenjena verjetnost in vpliv:

- **Verjetnost**: 7/10 (Srednja verjetnost – javno nasprotovanje je pogosto pri večjih infrastrukturnih projektih, še posebej, ko se spreminjajo energetski viri).
- **Vpliv**: 7/10 (Zmeren vpliv, saj lahko povečano nasprotovanje povzroči dodatne stroške, vendar na splošno ne ogroža samega projekta).

Strategije za mitigacijo:

- **Osveščanje in komunikacija**: Pomembno je, da projektna ekipa sodeluje z lokalno skupnostjo in zagotovi jasna pojasnila o koristih projekta ter njegovem vplivu na okolje in družbo.
- **Inkluzija interesnih skupin**: Aktivno vključevanje različnih družbenih skupin v proces odločanja in izvajanja.

Dodatni primer: Na Danskem so pri izvajanju daljinskih ogrevalnih projektov uspešno premostili družbena tveganja z vključevanjem lokalnih prebivalcev v fazo načrtovanja ter zagotavljanjem ustreznih nadomestnih rešitev za obstoječe ogrevalne sisteme.

Spremljanje tveganja: Spremljanje družbenih tveganj zahteva redno anketiranje prebivalstva, spremljanje javnega mnenja in izobraževalne aktivnosti, ki pomagajo zmanjšati nasprotovanje projektu.

Vir:

Družbena tveganja in energetski projekti:

- https://www.energycentral.com/c/ec/socioeconomic-impacts-energy-transitions

2.2. ANALIZA SCENARIJEV PREOBRAZBE SISTEMA DALJINSKEGA OGREVANJA ŠD IN ZAKONODAJA TER PREDPISI NA PODROČJU OSKRBE Z ENERGIJO

2.2.1. Slovenska zakonodaja na področju daljinskega ogrevanja

Slovenija je na področju energetike, vključno z daljinskim ogrevanjem (DO), usklajena z evropskimi pravnimi okvirji, ki spodbujajo energetsko učinkovitost, rabo obnovljivih virov energije (OVE) in zmanjšanje emisij toplogrednih plinov. Ključna zakonodaja in podzakonski akti, ki vplivajo na daljinsko ogrevanje, so:

Energetski zakon (EZ-1)

Energetski zakon (EZ-1) ureja energetsko politiko, varstvo okolja in učinkovito rabo energije. Vpliva na sektor daljinskega ogrevanja z določbami o energetski učinkovitosti, rabi obnovljivih virov energije, zanesljivi oskrbi z energijo in ciljih zmanjšanja emisij CO2. Ključni vidiki zakona vključujejo:

- **Spodbujanje OVE v daljinskem ogrevanju**: EZ-1 spodbuja uporabo obnovljivih virov v sistemih DO, kot so biomasa, geotermalna energija in sončna energija.
- **Upravljanje in razvoj daljinskega ogrevanja**: Zakon določa pravila za načrtovanje, razvoj in upravljanje sistemov daljinskega ogrevanja, vključno z zagotavljanjem energetske učinkovitosti.
- **Skladnost z evropskimi direktivami**: Zakon vključuje cilje, ki so v skladu z Direktivo o energetski učinkovitosti (EED) in Direktivo o obnovljivih virih energije (RED II).

Zakon o oskrbi s toploto iz distribucijskih sistemov (ZOTDS)

Ta zakon ureja pogoje za zagotavljanje oskrbe s toploto iz distribucijskih sistemov. Zakon ureja tudi oskrbo s plini iz distribucijskih sistemov, ki niso neposredno ali posredno povezani s prenosnim sistemom plina v Republiki Sloveniji.

Namen zakona je zagotoviti konkurenčno, dostopno in trajnostno usmerjeno oskrbo s toploto iz distribucijskih sistemov, omogočiti razvoj učinkovitih in konkurenčnih sistemov daljinskega ogrevanja in hlajenja skladno z usmeritvami iz celovitega nacionalnega energetskega in podnebnega načrta (v nadaljnjem besedilu: NEPN), obenem pa zagotoviti učinkovite mehanizme regulacije cen toplote in varstvo odjemalcev.

Uredba o oskrbi z daljinsko toploto

Ta uredba ureja pogoje za oskrbo z daljinsko toploto, vključno s pravili glede obveznosti izvajalcev, zagotavljanja kakovosti storitev in zaščite potrošnikov. Določa:

- **Obveznosti izvajalcev**: Izvajalci daljinske toplote morajo zagotavljati zanesljivo oskrbo z minimalnimi izgubami ter spodbujati uporabo nizkoogljičnih virov.
- **Cenovna politika**: Uredba določa pravila o oblikovanju cen za daljinsko toploto, vključno s transparentnostjo stroškov in zaračunavanjem glede na porabo.
- **Energetska učinkovitost**: Spodbuja izvajalce daljinskega ogrevanja, da izboljšujejo energetsko učinkovitost svojih sistemov.

Nacionalni energetski in podnebni načrt (NEPN)

NEPN je osrednji strateški dokument, ki določa cilje in ukrepe za prehod na nizkoogljično gospodarstvo do leta 2030. Vključuje ambiciozne cilje za zmanjšanje emisij v sektorju ogrevanja in hlajenja, spodbujanje uporabe OVE ter izboljšanje energetske učinkovitosti. Ključni cilji v povezavi z daljinskim ogrevanjem so:

- **Povečanje deleža obnovljivih virov**: Cilj NEPN je povečati delež OVE v sistemih daljinskega ogrevanja na vsaj 50 % do leta 2030.
- **Spodbujanje visoko učinkovite kogeneracije (CHP)**: Za spodbujanje sočasne proizvodnje toplote in električne energije, kar povečuje učinkovitost rabe energije.

Zakon o varstvu okolja (ZVO-1)

ZVO-1 določa pravila za zmanjšanje emisij toplogrednih plinov in onesnaževal v sektorju ogrevanja. Spodbuja uporabo čistih tehnologij in izvaja stroge zahteve glede zmanjšanja emisij iz fosilnih goriv, kar močno vpliva na premogovne in plinske sisteme ogrevanja.

Lokalni energetski koncepti (LEK)

Lokalne skupnosti morajo pripraviti in izvajati **lokalne energetske koncepte**, ki vključujejo načrte za razvoj energetske infrastrukture, vključno z daljinskim ogrevanjem. LEK-i morajo slediti nacionalnim ciljem in smernicam za energetsko preobrazbo, vključno z integracijo OVE in izboljšanjem energetske učinkovitosti.

2.2.2. Spodbude za projekte preobrazbe daljinskega ogrevanja

Finančne spodbude

- **Eko sklad**: Slovenski okoljski sklad (Eko sklad) nudi nepovratna sredstva in ugodna posojila za projekte energetske učinkovitosti in rabe obnovljivih virov energije, vključno s prenovo in nadgradnjo daljinskih sistemov ogrevanja. Namenjen je tako javnim podjetjem kot zasebnim investitorjem.
- **Kohezijski skladi EU**: V okviru kohezijskih skladov Slovenija prejema finančno podporo za projekte, ki spodbujajo rabo obnovljivih virov energije, zlasti za prehod na zelene vire toplote.
- **Nacionalni energetski in podnebni sklad**: Slovenija je ustanovila poseben sklad za financiranje projektov, ki prispevajo k prehodu na nizkoogljično družbo, pri čemer so prednostne naložbe v infrastrukturo daljinskega ogrevanja.

Subvencije in davčne olajšave

- **Subvencije za obnovljive vire energije**: Država spodbuja investicije v obnovljive vire energije z zagotavljanjem subvencij za projekte, ki vključujejo prehod iz fosilnih goriv na obnovljive vire v daljinskem ogrevanju.
- **Davčne olajšave**: Slovenija ponuja davčne olajšave za podjetja in posameznike, ki vlagajo v energetsko učinkovitost in zelene tehnologije, kar olajšuje izvedbo investicij v zelene energetske rešitve.

2.2.3. Smernice in uredbe EU za daljinsko ogrevanje

Evropska unija si prizadeva za zmanjšanje emisij toplogrednih plinov in spodbujanje uporabe obnovljivih virov energije (OVE) v sektorju ogrevanja. Ključne smernice in uredbe vključujejo:

- **Evropski zeleni dogovor (European Green Deal)**: Cilj je doseči podnebno nevtralnost do leta 2050. EU želi s tem dogovorom spodbuditi prehod na čiste in obnovljive vire energije ter zmanjšati odvisnost od fosilnih goriv. Daljinsko ogrevanje ima v tej strategiji pomembno vlogo, saj omogoča večjo rabo obnovljivih virov in izboljšanje energetske učinkovitosti.
- **Direktiva o energetski učinkovitosti (Energy Efficiency Directive - EED)**: Direktiva določa, da morajo države članice do leta 2030 zmanjšati porabo energije za 32,5 %. Daljinsko ogrevanje je prepoznano kot ključni sistem za dosego teh ciljev z integracijo nizkoogljičnih virov toplote.
- **Direktiva o obnovljivih virih energije (Renewable Energy Directive - RED II)**: Direktiva določa cilje za povečanje deleža obnovljivih virov energije na 32 % do leta 2030. Spodbuja uporabo OVE v daljinskem ogrevanju, predvsem pa izkoriščanje lokalno razpoložljivih virov, kot so biomasa, geotermalna energija in sončna energija.
- **Uredba o vzpostavitvi okvira za dosego podnebne nevtralnosti (Climate Law)**: Podnebni zakon določa zavezujoče cilje za dosego podnebne nevtralnosti do leta 2050, vključno z ambicioznimi cilji za zmanjšanje emisij v sektorju ogrevanja.
- **Fit for 55**: Gre za sveženj ukrepov, s katerimi si EU prizadeva do leta 2030 zmanjšati emisije za 55 % glede na raven iz leta 1990. Daljinsko ogrevanje se vidi kot ključno orodje za ta prehod, še posebej z večjo uporabo obnovljivih virov in naprednih tehnologij.

2.2.4. Viri in model financiranja za zeleno preobrazbo daljinskega ogrevanja

Viri financiranja v Sloveniji temeljijo na evropskih sredstvih, nacionalnih podpornih shemah in mednarodnih programih za podnebne spremembe in energetski prehod. Ključni viri financiranja so:

- **Mehanizem za okrevanje in odpornost (Recovery and Resilience Facility - RRF)**: Slovenija je v okviru tega mehanizma prejela sredstva za izvajanje zelenih projektov, vključno z izboljšanjem energetske učinkovitosti in prehodom na obnovljive vire v daljinskem ogrevanju.
- **Kohezijski skladi EU**: V okviru kohezijskih skladov so na voljo sredstva za projekte, ki spodbujajo trajnostno infrastrukturo, energetsko učinkovitost in uporabo obnovljivih virov. Slovenija lahko ta sredstva uporabi za nadgradnjo daljinskih sistemov ogrevanja.
- **Program LIFE**: LIFE program je namenjen financiranju projektov, ki prispevajo k varovanju okolja, podnebnih ukrepov in prehoda na nizkoogljično gospodarstvo. Projekti daljinskega ogrevanja, ki temeljijo na obnovljivih virih, lahko pridobijo podporo iz tega programa.
- **Evropski investicijski sklad (EIB)**: EIB zagotavlja financiranje projektov, ki prispevajo k doseganju ciljev EU na področju podnebnih sprememb in energetske učinkovitosti.

Slovenija lahko preko EIB pridobi dolgoročne posojila za projekte prehoda na zelene vire energije.

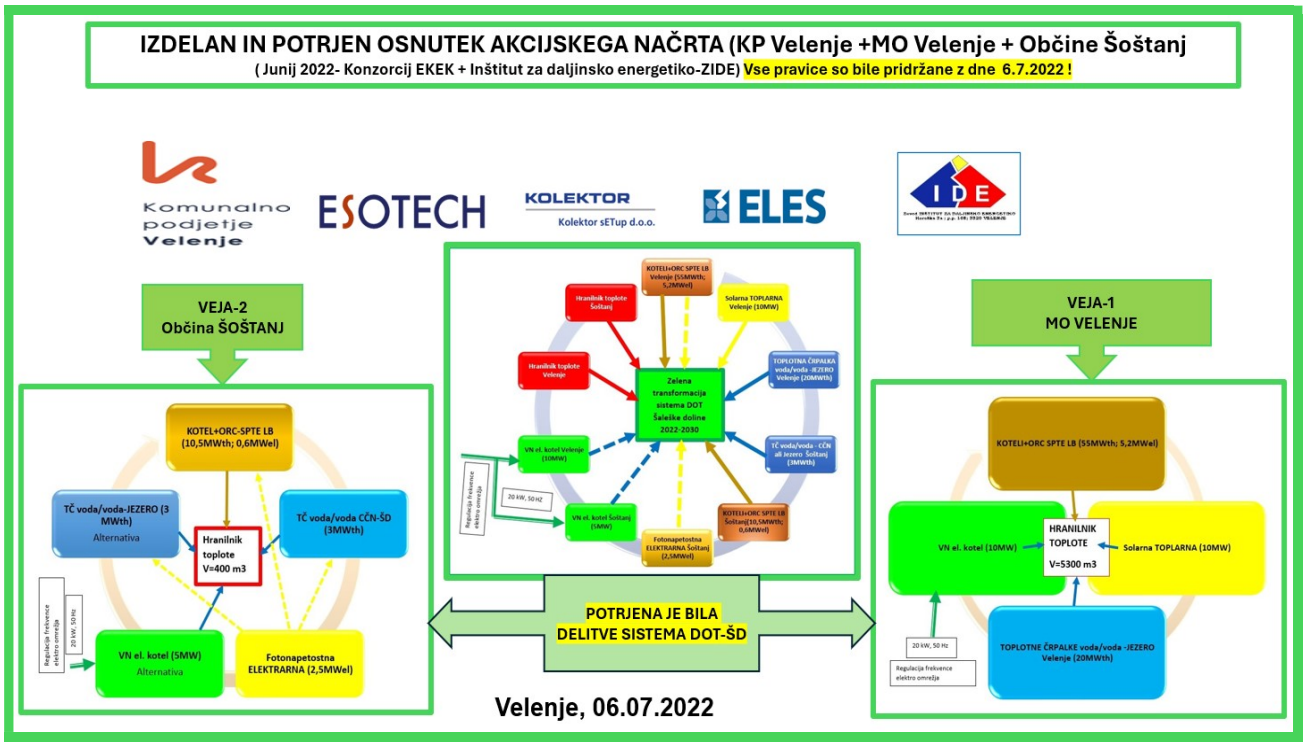
- **Slovenski okoljski javni sklad (Eko sklad)**: Eko sklad nudi finančne spodbude za projekte energetske učinkovitosti in rabe obnovljivih virov energije, vključno z naložbami v daljinsko ogrevanje.

Model financiranja za izvedbo zelene transformacije daljinskega ogrevanja bi moral temeljiti na kombinaciji lastnih sredstev, nepovratnih sredstev EU, državnih spodbud in posojilnih sredstev. Primer modela financiranja:

1. **Struktura financiranja:**
   - **Nepovratna sredstva EU (npr. RRF, kohezijski skladi)**: 40–50 %
   - **Nacionalna sredstva (npr. Eko sklad)**: 10–20 %
   - **Posojila (npr. EIB, komercialne banke)**: 20–30 %
   - **Lastni vložek (energetske družbe, lokalne oblasti)**: 10–15 %
2. **Oblike financiranja:**
   - **Projektno financiranje**: V primeru večjih projektov transformacije daljinskega ogrevanja je lahko izvedeno kot javno-zasebno partnerstvo (PPP), kjer država ali občina sodeluje z zasebnimi investitorji.
   - **ESCO model (Energy Service Company)**: Energetska podjetja investirajo v projekte za izboljšanje energetske učinkovitosti in nato povrnejo naložbo z generiranjem prihrankov.
3. **Poudarek na povratnih sredstvih**: Zmanjšanje ogljičnega odtisa in izboljšanje učinkovitosti sta osrednji nalogi, zato bo financiranje v veliki meri slonelo na inovativnih finančnih shemah, ki spodbujajo zeleno preobrazbo.

2.2.5. Priprava načrta preobrazbe skladnega s tehničnimi in okoljskimi standardi

V letu 2022 je bil izdelan s strani ZIDE, ESOTECH ter KONZORCIJA »KEKE« Akcijski načrt za preobrazbo daljinskega ogrevanja v Šaleški dolini. Akcijski načrt je bil predstavljen in potrjen s strani Sveta MO Velenje in Sveta občine Šoštanj. Na potrjen akcijski načrt ni bilo nobenih pisnih pripomb od treh občin, KP Velenje, MOPE, MF, Vlade RS, Agencije za energijo RS, HSE in TEŠ. Edini predlog dopolnitve je bil prejet od ekspertne skupine EIB-TARGET v letu 2023.



Kljub temu je zaradi globalne dinamike (okoljske in gospodarske) primerno oziroma nujna izdelava kritične analize in novilacija Akcijskega načrta izdelanega v letu 2022.

Za načrtovanje preobrazbe DSO-ŠD je bila izdelana analiza obstoječega stanja, ki so predstavljena v nadaljevanju.

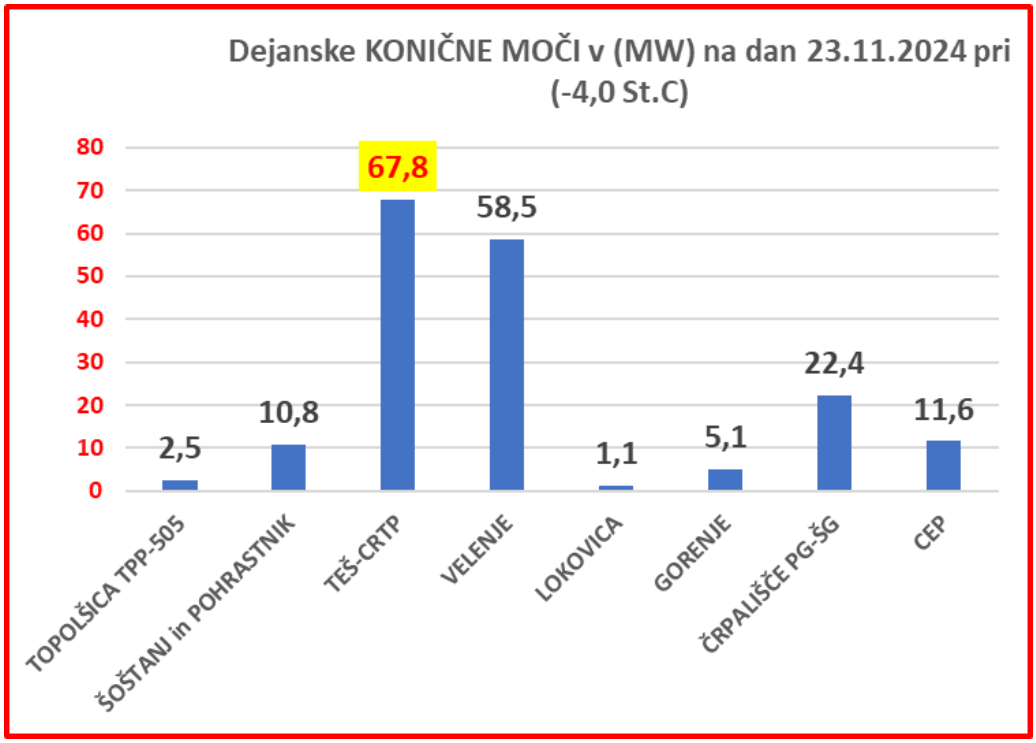
Analiza distribucijskih izgub toplote 2017-2023

LETA	NABAVA TOPLOTE v TEŠ v MWh	LETNI STROŠEK NABAVE TOPLOTE V TEŠ v (EUR)	PRODAJA TOPLOTE KP Velenje v MWh	TOPLOTNE IZGUBE sistema DOT v MWh	TOPLOTNE IZGUBE sistema DOT v (%)	POVPREČNA NABAVNA CENA TOPLOTE V TEŠ v (EUR/MWh)	LETNA VREDNOST TOPLOTNIH IZGUB v (EUR)
2017	356.000	3.916.000	242.355	- 113.645	- 31,92	11,00	- 1.250.095,00
2018	332.000	5.727.000	232.988	- 99.012	- 29,82	17,25	- 1.707.957,00
2019	316.000	6.421.120	234.942	- 81.058	- 25,65	20,32	- 1.647.098,56
2020	320.000	6.822.400	251.676	- 68.324	- 21,35	21,32	- 1.456.667,68
2021	343.000	7.312.760	236.972	- 106.028	- 30,91	21,32	- 2.260.516,96
2022	319.000	14.642.100	222.949	- 96.051	- 30,11	45,90	- 4.408.740,90
2023	304.000	14.631.520	208.000	- 96.000	- 31,58	48,13	- 4.620.480,00
	2.290.000	59.472.900	1.629.882	- 660.118			- 17.351.556,10
			71,17	- 28,83			

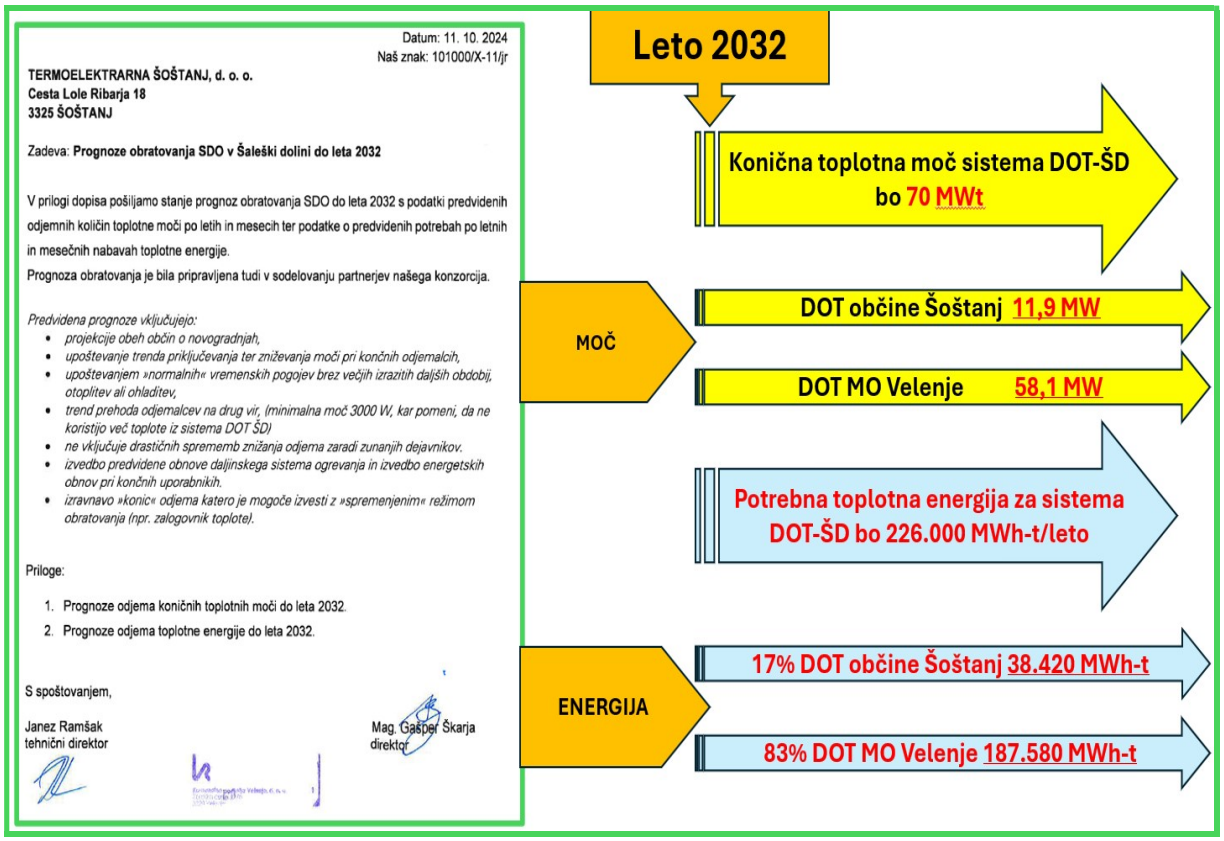
	NABAVNO - TRŽNA ANALIZA NABAVE in PRODAJE TOPLOTE za leto 2023						
Meseci:	Nabava toplote v TEŠ-2023 v MWh	STROŠKI NABAVE TOPLOTE v TEŠ v (EUR)	Prodaja toplote KPV-2023 v MWh	Distribucijske izgube toplote v MWh	Distribucijske izgube toplote v (%)	Nabavna cena toplote v TEŠ v (EUR/MWh)	Distribucijske izgube toplote v (EUR)
Januar	46.458	2.336.848	30.073	16.385	35,27	50,30	824.176,57
Februar	42.349	2.130.158	35.412	6.937	16,38	50,30	348.934,07
Marec	34.515	1.736.089	25.437	9.078	26,30	50,30	456.608,01
April	27.511	1.383.820	22.156	5.355	19,47	50,30	269.373,00
Maj	18.176	931.874	16.378	1.798	9,89	51,27	92.174,28
Junij	10.803	553.859	9.781	1.022	9,46	51,27	52.387,28
Julij	9.667	495.631	6.145	3.522	36,43	51,27	180.577,04
Avgust	10.078	516.674	6.159	3.919	38,88	51,27	200.902,52
September	10.183	522.106	5.926	4.257	41,81	51,27	218.279,97
Oktober	17.257	884.762	6.740	10.517	60,94	51,27	539.201,82
November	33.025	1.693.171	15.813	17.212	52,12	51,27	882.438,73
December	45.331	2.324.133	28.347	16.984	37,47	51,27	870.782,45
	305.353	15.509.126	208.367	96.986	31,76		4.935.836

Analiza dejanskega stanja odjema koničnih moči

T-zun v (-4,0) St.C	TOPOLŠICA TPP-505	ŠOŠTANJ in POHRASTNIK	TEŠ-CRTP	VELENJE	LOKOVICA	GORENJE	ČRPALIŠČE PG-ŠG	CEP
Pt-kon v MW	2,5	10,8	67,8	58,5	1,1	5,1	22,4	11,6



Prognoze potreb po koničnih toplotnih močeh in prognozah rabe toplotne energije na ciljno leto 2032 (posredovano je bilo tudi v TEŠ, dne 11. oktober 2024).

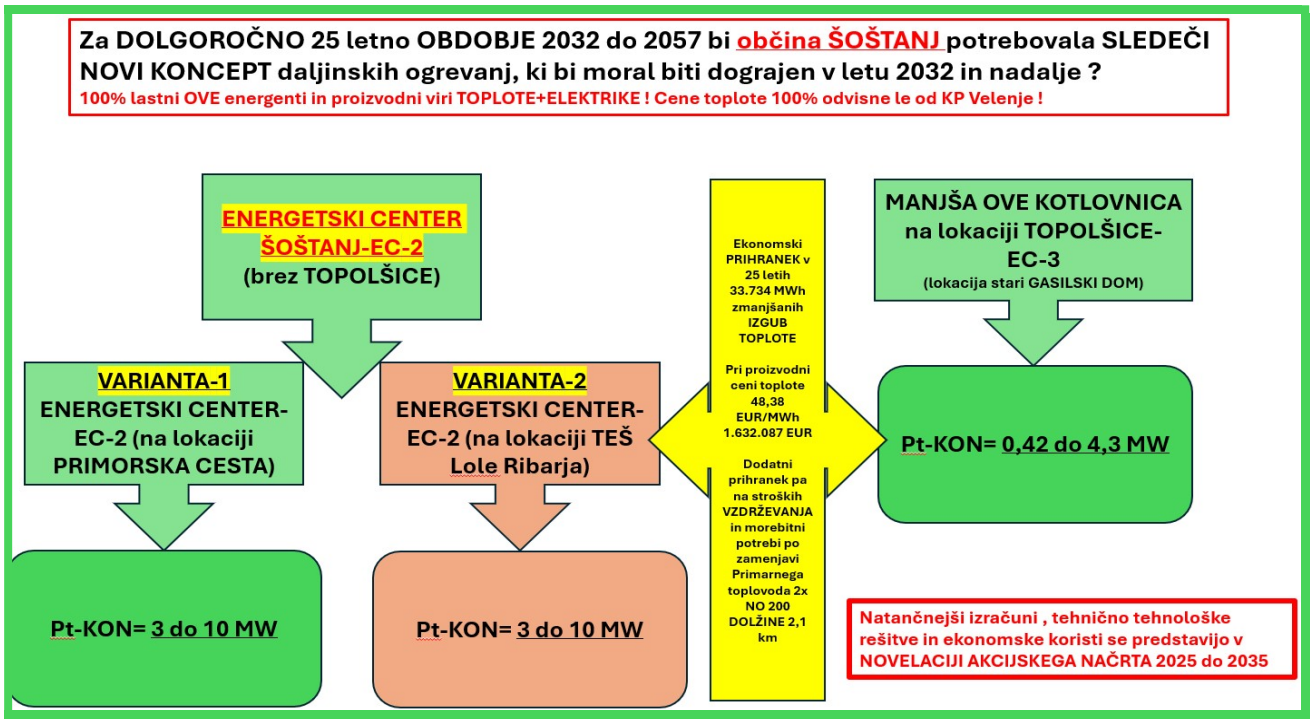


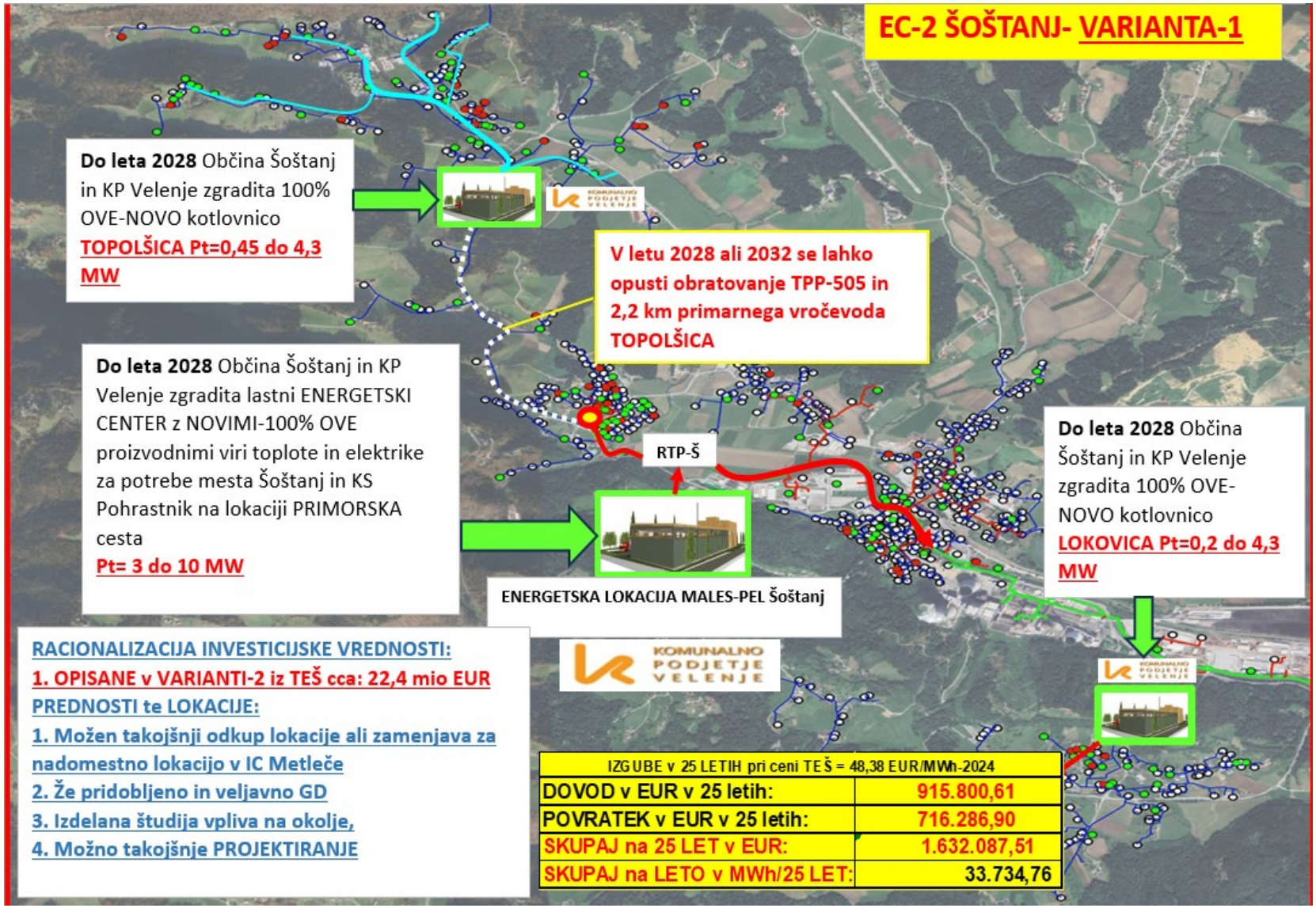
Na podlagi analiz obstoječega stanja DSO-ŠD je v nadaljevanju prikazan idejni predlog scenarija lastnih 100% OVE proizvodnih virov toplote s strani projektne skupine ZIDE+ESOTECH ter KONZORCIJA »KEKE«.

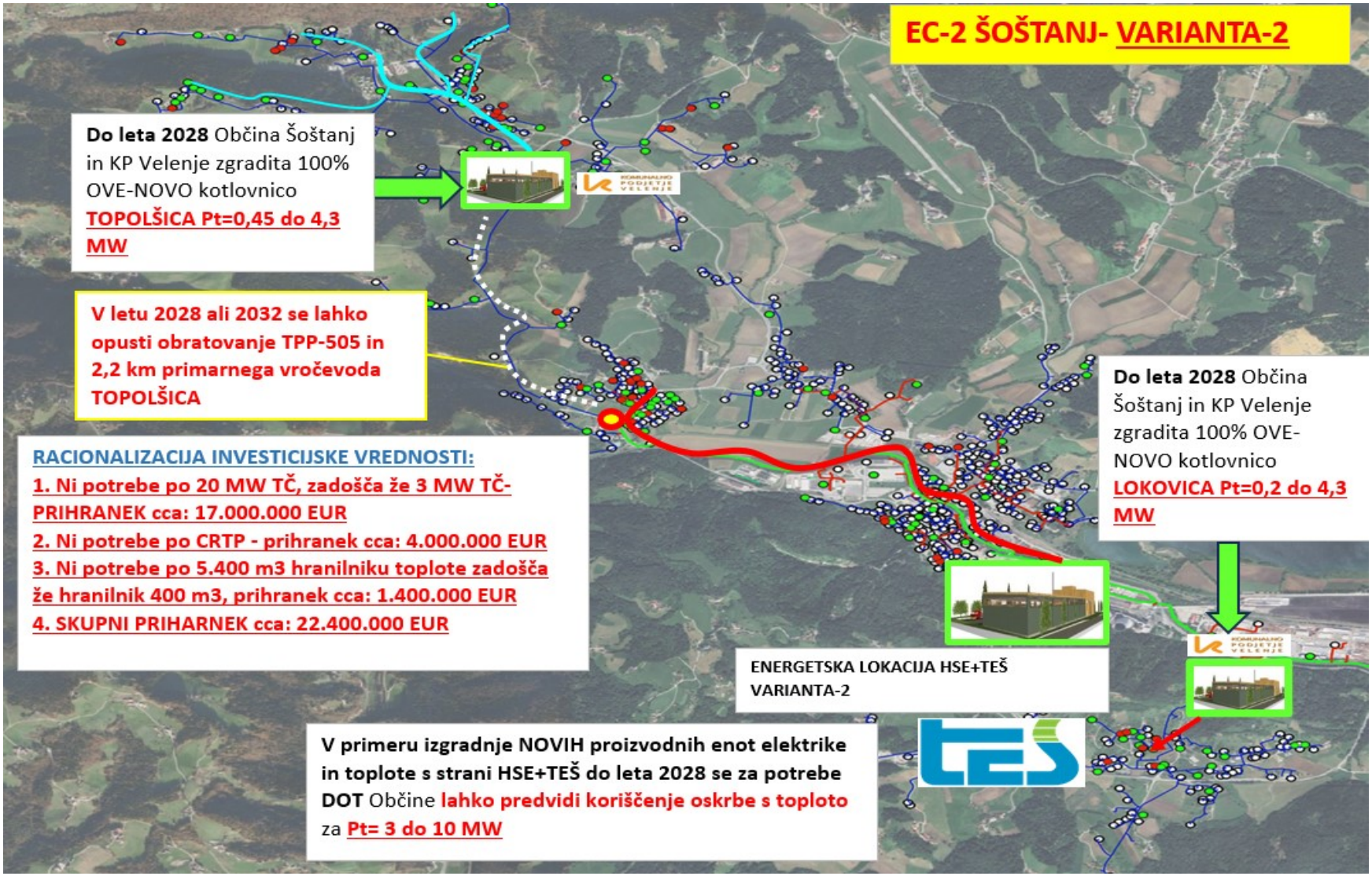
Tehnično-tehnološko in termodinamično ustreznost ter primernost zasnove novih-nadomestnih proizvodnih virov toplote je potrebno definirati na osnovah realnih potreb po proizvodnji koničnih toplotnih moči in realnih potrebah proizvodnje toplotne energije za bodoče tehnološko ustreznejše stanje sistema daljinskega ogrevanja šaleške doline 2032-2052, itd.

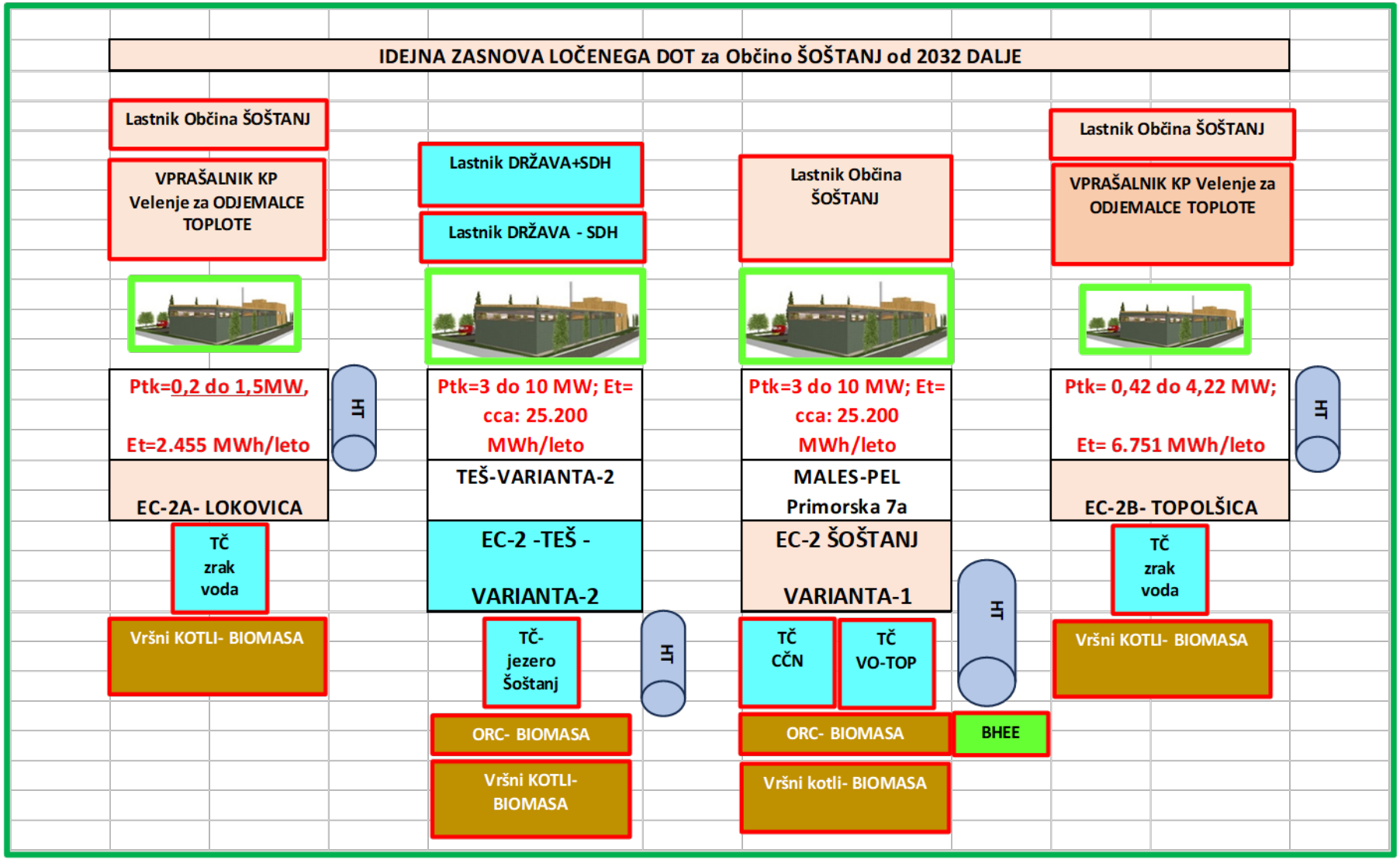
PREDLAGANI SCENARIJ NOVIH 100% OVE PROIZVODNIH VIROV TOPLOTE ZA LOČENA SISTEMA DOT-ŠOŠTANJ in DOT- VELENJE na ciljno leto 2032 in nadalje

1. **NOVI IDEJNI PREDLOG LOČENEGA SISTEMA DOT za občino ŠOŠTANJ za ciljno leto 2032, itd.**

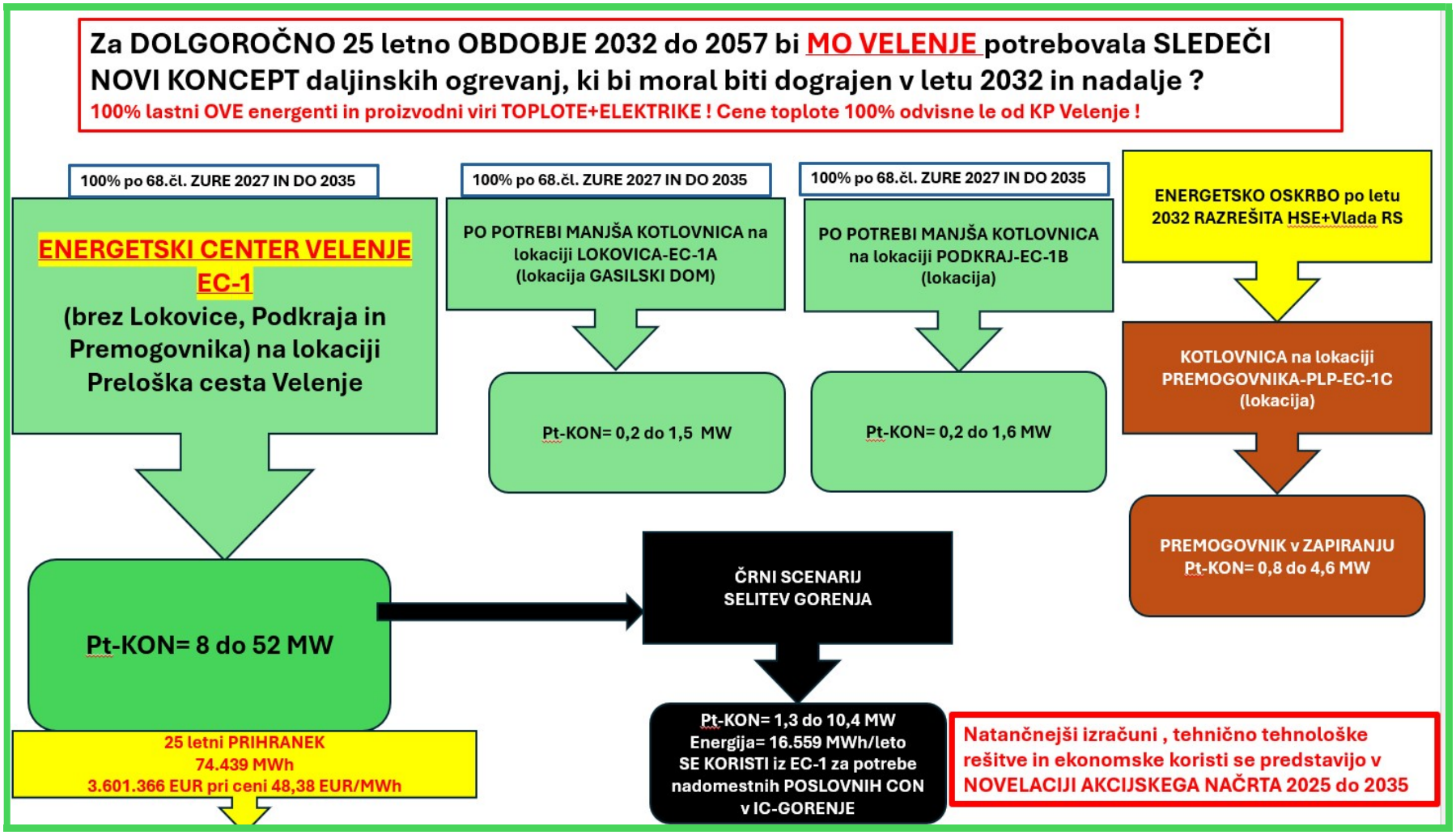

Za DOLGOROČNO 25 letno OBDOBJE 2032 do 2057 bi občina ŠOŠTANJ potrebovala SLEDEČI NOVI KONCEPT daljinskih ogrevanj, ki bi moral biti dograjen v letu 2032 in nadalje ?
100% lastni OVE energenti in proizvodni viri TOPLOTE+ELEKTRIKE ! Cene toplote 100% odvisne le od KP Velenje !
ENERGETSKI CENTER ŠOŠTANJ-EC-2 (brez TOPOLŠICE)
VARIANTA-1 ENERGETSKI CENTER-EC-2 (na lokaciji PRIMORSKA CESTA)
VARIANTA-2 ENERGETSKI CENTER-EC-2 (na lokaciji TEŠ Lole Ribarja)
Ekonomski PRIHRANEK v 25 letih 33.734 MWh zmanjšanih IZGUB TOPLOTE
Pri proizvodni ceni toplote 48,38 EUR/MWh 1.632.087 EUR
Dodatni prihranek pa na stroških VZDRŽEVANJA in morebitni potrebi po zamenjavi Primarnega toplovoda 2x NO 200 DOLŽINE 2,1 km
MANJŠA OVE KOTLOVNICA na lokaciji TOPOLŠICE-EC-3 (lokacija stari GASILSKI DOM)
Pt-KON= 0,42 do 4,3 MW
Pt-KON= 3 do 10 MW
Pt-KON= 3 do 10 MW
Natančnejši izračuni , tehnično tehnološke rešitve in ekonomske koristi se predstavijo v NOVELACIJI AKCIJSKEGA NAČRTA 2025 do 2035

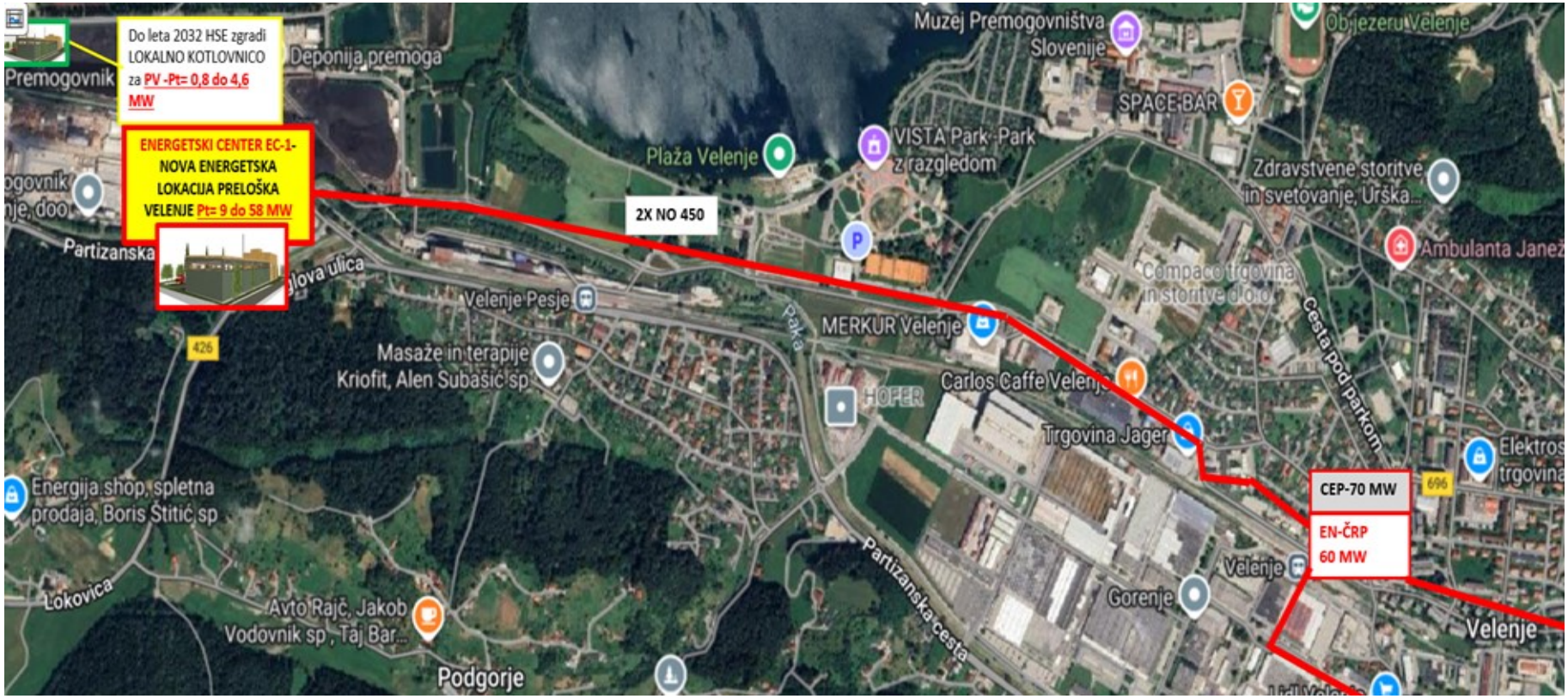

EC-2 ŠOŠTANJ- VARIANTA-1
Do leta 2028 Občina Šoštanj in KP Velenje zgradita 100% OVE-NOVO kotlovnico TOPOLŠICA Pt=0,45 do 4,3 MW
V letu 2028 ali 2032 se lahko opusti obratovanje TPP-505 in 2,2 km primarnega vročevoda TOPOLŠICA
Do leta 2028 Občina Šoštanj in KP Velenje zgradita lastni ENERGETSKI CENTER z NOVIMI-100% OVE proizvodnimi viri toplote in elektrike za potrebe mesta Šoštanj in KS Pohrastnik na lokaciji PRIMORSKA cesta
Pt= 3 do 10 MW
RTP-Š
ENERGETSKA LOKACIJA MALES-PEL Šoštanj
Do leta 2028 Občina Šoštanj in KP Velenje zgradita 100% OVE-NOVO kotlovnico LOKOVICA Pt=0,2 do 4,3 MW
KOMUNALNO PODJETJE VELENJE
RACIONALIZACIJA INVESTICIJSKE VREDNOSTI:
1. OPISANE v VARIANTI-2 iz TEŠ cca: 22,4 mio EUR
PREDNOSTI te LOKACIJE:
1. Možen takojšnji odkup lokacije ali zamenjava za nadomestno lokacijo v IC Metleče
2. Že pridobljeno in veljavno GD
3. Izdelana študija vpliva na okolje,
4. Možno takojšnje PROJEKTIRANJE
IZGUBE v 25 LETIH pri ceni TEŠ = 48,38 EUR/MWh-2024
DOVOD v EUR v 25 letih: 915.800,61
POVRATEK v EUR v 25 letih: 716.286,90
SKUPAJ na 25 LET v EUR: 1.632.087,51
SKUPAJ na LETO v MWh/25 LET: 33.734,76

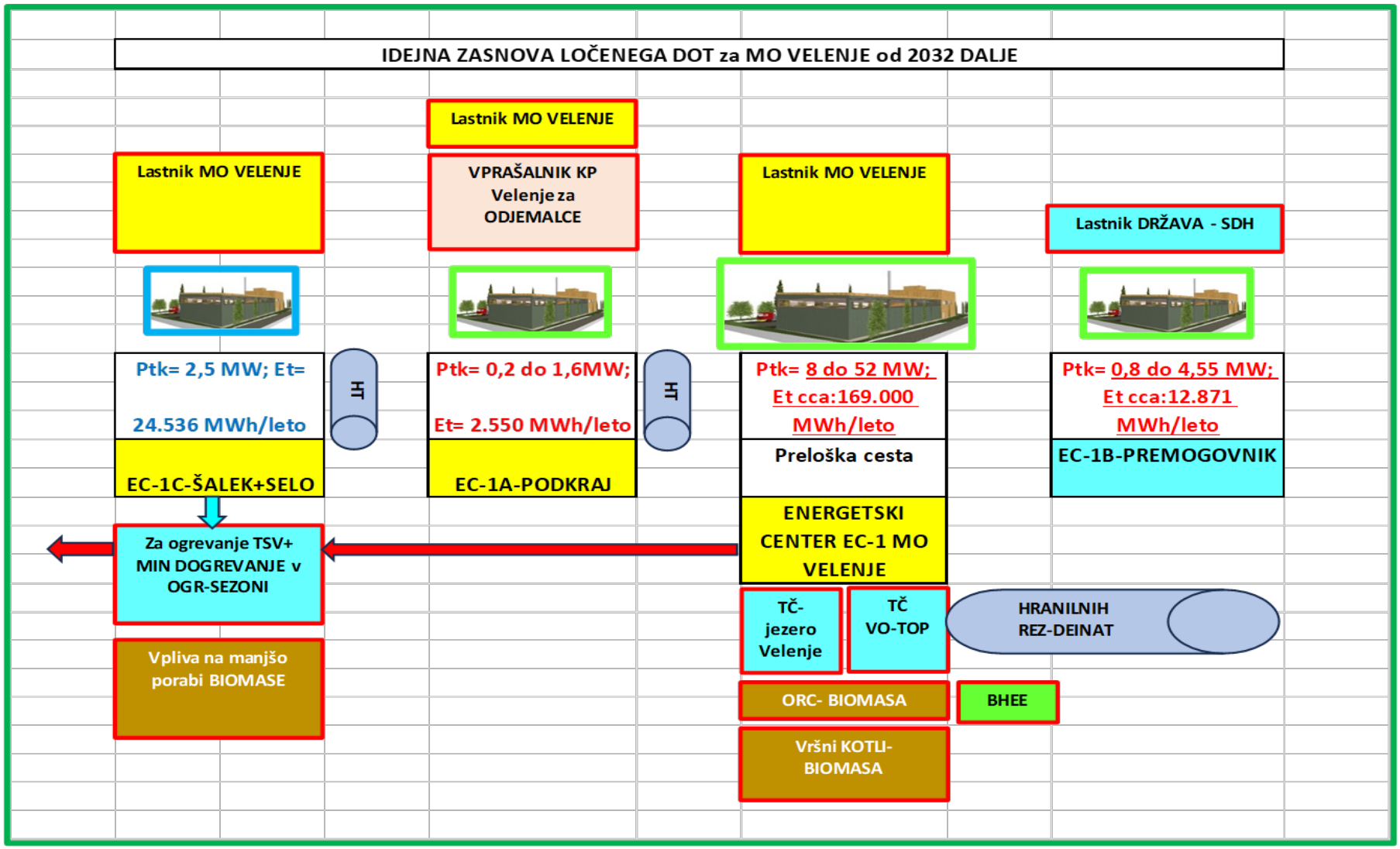

EC-2 ŠOŠTANJ- VARIANTA-2
Do leta 2028 Občina Šoštanj in KP Velenje zgradita 100% OVE-NOVO kotlovnico TOPOLŠICA Pt=0,45 do 4,3 MW
V letu 2028 ali 2032 se lahko opusti obratovanje TPP-505 in 2,2 km primarnega vročevoda TOPOLŠICA
RACIONALIZACIJA INVESTICIJSKE VREDNOSTI:
1. Ni potrebe po 20 MW TČ, zadošča že 3 MW TČ- PRIHRANEK cca: 17.000.000 EUR
2. Ni potrebe po CRTP - prihranek cca: 4.000.000 EUR
3. Ni potrebe po 5.400 m3 hranilniku toplote zadošča že hranilnik 400 m3, prihranek cca: 1.400.000 EUR
4. SKUPNI PRIHARNEK cca: 22.400.000 EUR
Do leta 2028 Občina Šoštanj in KP Velenje zgradita 100% OVE-NOVO kotlovnico LOKOVICA Pt=0,2 do 4,3 MW
ENERGETSKA LOKACIJA HSE+TEŠ VARIANTA-2
V primeru izgradnje NOVIH proizvodnih enot elektrike in toplote s strani HSE+TEŠ do leta 2028 se za potrebe DOT Občine lahko predvidi koriščenje oskrbe s toploto za Pt= 3 do 10 MW


IDEJNA ZASNOVA LOČENEGA DOT za Občino ŠOŠTANJ od 2032 DALJE
Lastnik Občina ŠOŠTANJ
VPRAŠALNIK KP Velenje za ODJEMALCE TOPLOTE
Ptk=0,2 do 1,5MW,
Et=2.455 MWh/leto
EC-2A- LOKOVICA
TČ zrak voda
Vršni KOTLI- BIOMASA
HT
Lastnik DRŽAVA+SDH
Lastnik DRŽAVA - SDH
Ptk=3 do 10 MW; Et= cca: 25.200 MWh/leto
TEŠ-VARIANTA-2
EC-2 -TEŠ - VARIANTA-2
TČ- jezero Šoštanj
ORC- BIOMASA
Vršni KOTLI- BIOMASA
HT
Lastnik Občina ŠOŠTANJ
Ptk=3 do 10 MW; Et= cca: 25.200 MWh/leto
MALES-PEL Primorska 7a
EC-2 ŠOŠTANJ VARIANTA-1
TČ CČN
TČ VO-TOP
ORC- BIOMASA
Vršni kotli- BIOMASA
HT
BHEE
Lastnik Občina ŠOŠTANJ
VPRAŠALNIK KP Velenje za ODJEMALCE TOPLOTE
Ptk= 0,42 do 4,22 MW;
Et= 6.751 MWh/leto
EC-2B- TOPOLŠICA
TČ zrak voda
Vršni KOTLI- BIOMASA
HT

2. NOVI IDEJNI PREDLOG LOČENEGA SISTEMA DOT za MO Velenje za ciljno leto 2032, itd.




Do leta 2032 HSE zgradi LOKALNO KOTLOVNICO za PV -Pt= 0,8 do 4,6 MW
ENERGETSKI CENTER EC-1- NOVA ENERGETSKA LOKACIJA PRELOŠKA VELENJE Pt= 9 do 58 MW
2X NO 450
CEP-70 MW
EN-ČRP 60 MW
Premogovnik
Deponija premoga
Muzej Premogovništva Slovenije
Ob jezeru Velenje
SPACE BAR
Plaža Velenje
VISTA Park - Park z razgledom
Zdravstvene storitve in svetovanje, Urška...
Ambulanta Janež
Partizanska
Velenje Pesje
MERKUR Velenje
Cesta pod parkom
Masaže in terapije Kriofit, Alen Subašić sp
HOFER
Carlos Caffe Velenje
Trgovina Jager
Elektros trgovina
Energija.shop, spletna prodaja, Boris Štitić sp
Lokovica
Avto Rajč, Jakob Vodovnik sp , Taj Bar...
Podgorje
Partizanska cesta
Gorenje
Velenje
426
696


IDEJNA ZASNOVA LOČENEGA DOT za MO VELENJE od 2032 DALJE
Lastnik MO VELENJE
Ptk= 2,5 MW; Et= 24.536 MWh/leto
EC-1C-ŠALEK+SELO
Lastnik MO VELENJE
VPRAŠALNIK KP Velenje za ODJEMALCE
Ptk= 0,2 do 1,6MW; Et= 2.550 MWh/leto
EC-1A-PODKRAJ
Lastnik MO VELENJE
Ptk= 8 do 52 MW; Et cca:169.000 MWh/leto
Preloška cesta
ENERGETSKI CENTER EC-1 MO VELENJE
Lastnik DRŽAVA - SDH
Ptk= 0,8 do 4,55 MW; Et cca:12.871 MWh/leto
EC-1B-PREMOGOVNIK
Za ogrevanje TSV+ MIN DOGREVANJE v OGR-SEZONI
Vpliva na manjšo porabi BIOMASE
TČ- jezero Velenje
TČ VO-TOP
HRANILNIH REZ-DEINAT
ORC- BIOMASA
BHEE
Vršni KOTLI- BIOMASA

3. ZAKLJUČEK

Ta študija tveganj za prestrukturiranje daljinskega sistema ogrevanja v Šaleški dolini ponuja celovit pogled na ključna tveganja, ki bi lahko vplivala na uspeh projekta. Pomembno je, da se tveganja redno spremljajo, sprejmejo ustrezne strategije za njihovo obvladovanje, in da se izkušnje iz prejšnjih projektov uporabijo za izboljšanje postopkov in zmanjšanje tveganj v prihodnosti.

Zakonodaja in podzakonski akti v Sloveniji že postavljajo temeljne smernice za razvoj daljinskega ogrevanja na osnovi obnovljivih virov energije. Ključni izzivi pa ostajajo v prenovi infrastrukture, finančnih naložbah in usklajevanju politik, ki bodo omogočile hitrejši prehod na nizkoogljične in energetsko učinkovite sisteme.

Kljub tveganjem se moramo zavedati, da so napredni sistemi daljinskega ogrevanja (DO) ključna komponenta energetske preobrazbe v Evropski uniji, saj omogočajo zmanjšanje emisij CO2, učinkovito rabo obnovljivih virov energije (OVE) in integracijo tehnologij, ki omogočajo nizkoogljično prihodnost. Glavni trendi vključujejo prehod na t. i. **4. in 5. generacijo daljinskega ogrevanja**, ki temelji na uporabi nizkotemperaturnih omrežij, obnovljivih virov energije, odpadne toplote in digitalizacije sistemov. Ampak moramo za takšne sisteme (4. in 5. generacija DO) predvideti optimalni prehod, ki bi lahko povezal obstoječi visokotemperaturni (2. generacija) v bodoči nizkotemperaturni režim.

V študiji je prikazan idejni sistem načrta preobrazbe daljinskega ogrevanja v Šaleški dolini, ki je skozi analizo obstoječega stanja in razpoložljivosti tehnologij na trgu ter izrabo razpoložljivih OVE optimalen za prehod iz 2. v 3. generacijo in v prihodnje tudi v 4. generacijo daljinskega ogrevanja.

Na osnovah izdelanih IDEJNIH izračunov bi lahko bile neto proizvodne cene toplote iz **lastnih 100% OVE tehnološko ločenih sistemov** DOT-ŠOŠTANJ in DOT VELENJE manjše za **12-35%** in pri tem **še popolnoma neodvisne** od zunanjega proizvajalca toplote: SDH+HSE+TEŠ. Posledično pa bi bile vsaj za toliko tudi ugodnejše neto prodajne cene toplote do 35.000 prebivalcev in cca: 600 poslovnih odjemalcev toplote iz bodočega novega trajnostno primernejšega sistema DOT Šaleške doline.

ESOTECH, d.d.
Preloška cesta 1, SI-3320 Velenje
www.esotech.si

ZBIRNI PRIKAZ - TEHNIČNO POROČILO

IDEJNA ZASNOVA ZA IZVEDBO TOPLOTNE ČRPALKE Z BATERIJSKIM HRANILNIKOM ELEKTRIČNE ENERGIJE

Izdelal:
Nejc Kolerič, dipl. inž. str.
IZS PI S-1999

VSEBINA

1. PROJEKTNA NALOGA 3

2. TEHNIČNI OPIS 5

2.1. LOKACIJA POSTAVITVE NOVEGA TEHNOLOŠKEGA PROSTORJENJA 5

2.2. TEHNOLOŠKO POSTROJENJE 8

2.2.1. TOPLOTNA ČRPALKA 8
2.2.2. PRENOSNIK TOPLOTE 29
2.2.3. ČRPALKE 35
2.2.4. OBJEKT 39
2.2.5. BATARIJSKI SISTEM 39

2.3. EKONOMSKI KAZALNIKI IN ZAKLJUČKI 40

3. RISBE 50

1. PROJEKTNA NALOGA

V sklopu prestrukturiranja premogovnih regij je predvidena operacija »Zelena transformacija oziroma Preobrazba sistema daljinskega ogrevanja«.

Za izvedbo projekta bodo ključne aktivnosti usmerjene v umeščanje novih, zelenih in "pametnih" proizvodnih virov energije, ki bodo lahko nadomestili proizvedeno toploto iz Termoelektrarne Šoštanj ter omogočili razogljičenje toplote, ki se preko daljinskega ogrevanja (DO) dobavlja končnim uporabnikom v občinah Velenje in Šoštanj.

V ta namen se je izvedla preliminarna analiza umestitve visokotemperaturne toplotne črpalke, ki bi kot vir toplote uporabila izlivno vodo, proizvedeno toploto pa dovajala v sistem DO.

V predlaganem konceptu sodobne energetske infrastrukture, bi se za pogon toplotne črpalke uporabili obstoječi obnovljivi viri energije (OVE), kot tudi zasnovali in izvedli novi OVE z namenom, da se poveča delež brez-ogljične energije za pogon predlagane toplotne črpalke. Vse to, pa bi bilo zasnovano znotraj novo ustanovljene skupnostne samooskrbe v skladu z novo uredbo o samooskrbi z električno energijo iz obnovljivih virov energije (OVE) na podlagi 5. poglavja Zakona o spodbujanju rabe obnovljivi virov energije (ZSROVE).

Energetska infrastruktura je modelirana kot energetska skupnost z umeščanjem proizvodnih virov iz OVE ter vsebuje naslednje medsebojno povezane modele za katere je potrebno predhodno izdelati idejno zasnovo, ki bo vključevala integracijo predvidenih naprav v sistem daljinskega ogrevanja. Idejna zasnova mora določiti izbor opreme in končne rešitve, ki so podlaga za izvedbo PZI.

Naprave ki bodo vključene v energetski koncept dodatnega vira ogrevanja:

- nova toplotna črpalka (TČ) s prenosnikoma (na zajemu toplote in odvodu toplote v sistem DO),
- nov baterijski hranilnik električne energije (BHEE),
- tehnološka povezava TČ do obstoječe kogeneracije,
- medsebojne tehnološke povezave med vsemi napravami.
- tehnološka povezava TČ na glavni magistralni toplovod s premostitveno konstrukcijo čez reko Pako.

Kot podlaga za izvedbo celotne idejne zasnove se upoštevajo zaključki dokumenta Umeščanje novih proizvodnih virov energije z uporabo simulacijskega digitalnega dvojčka, Kolektor Setup d.o.o Junij 2023, scenarij 2. Vsi podatki v predhodno izdelanih dokumentih se pri izdelavi idejna zasnove preverijo in preučijo, ali so tako iz tehničnega kot ekonomskega vidika ustrezni.

Naročnik pričakuje, da se poda najbolj ekonomično rešitev iz tehničnega in ekonomskega vidika.

V idejni zasnovi je potrebno določiti in prikazati:

- Na podlagi izvedenih izračunov in usmeritev prikazati najoptimalnejšo izbiro posameznih naprav skupnega modela. (predvsem določiti optimalno rešitev in izbiro ustreznega tipa toplotnega prenosnika, ki bo zagotovil najbolj učinkovit odjem toplote iz odpadne prečiščene vode (predvidenega potenciala 32 GWh/leto) in za prenos toplote preko prenosnika iz TČ na sistem daljinskega ogrevanja.
- Predlagano izbiro za oba tipa toplotnega prenosnika je potrebno tehnično utemeljiti.
- Pri definiranju toplotnega prenosnika na zajemu odpadne toplote, upoštevati tudi prostorsko razpoložljivost in trenutno višino izliva odpadne prečiščene vode v reko Pako, ali predvideti morebitno črpanje le te z črpalko do predvidnega toplotnega prenosnika (pri tem pa upoštevati porabljeno el. energijo v izračunu lastne cene toplote).
- Izdelati posamezen in skupen končni energetski bilančni proces naprav s skico in podatki (proces flow diagram), prikazom delovanje procesa in izkoristka naprav.
- Idejna zasnova mora doseči energetsko učinkovitost skupnega delovanja modela s prikazanimi podatki in tudi posamezno po napravah.
- Za izvedeni model je potrebno določiti osnovno oceno vrednosti investicije, določiti lastno ceno toplote in osnovne finančne kazalnike projekta.
- Na podlagi končnih rezultatov idejne zasnove bo sprejeta odločitev za nadaljevanje izdelave projektne dokumentacije PZI.
- Izdelati in predati je potrebno tudi izračune z najoptimalnejšo izbiro opreme.
- V idejni zasnovi se izdela tudi končna analiza digitalnega dvojčka (virtualna oblika) z upoštevanjem končnih rezultatov idejne zasnove, analiza mora prikazati realne pridobljene rezultate, ki so podlaga za nadaljnjo odločitev izvajanja projekta.
- Idejna zasnova vsebuje zaključek in utemeljitev z opisom najoptimalnejše rešitve in izbire kot posameznih naprav in celote z končnim stanjem.
- Kot primer za predlagano izbiro in definiranje naprav v energetskem modelu mora biti le ta evropskega porekla s pooblaščenim serviserjem.

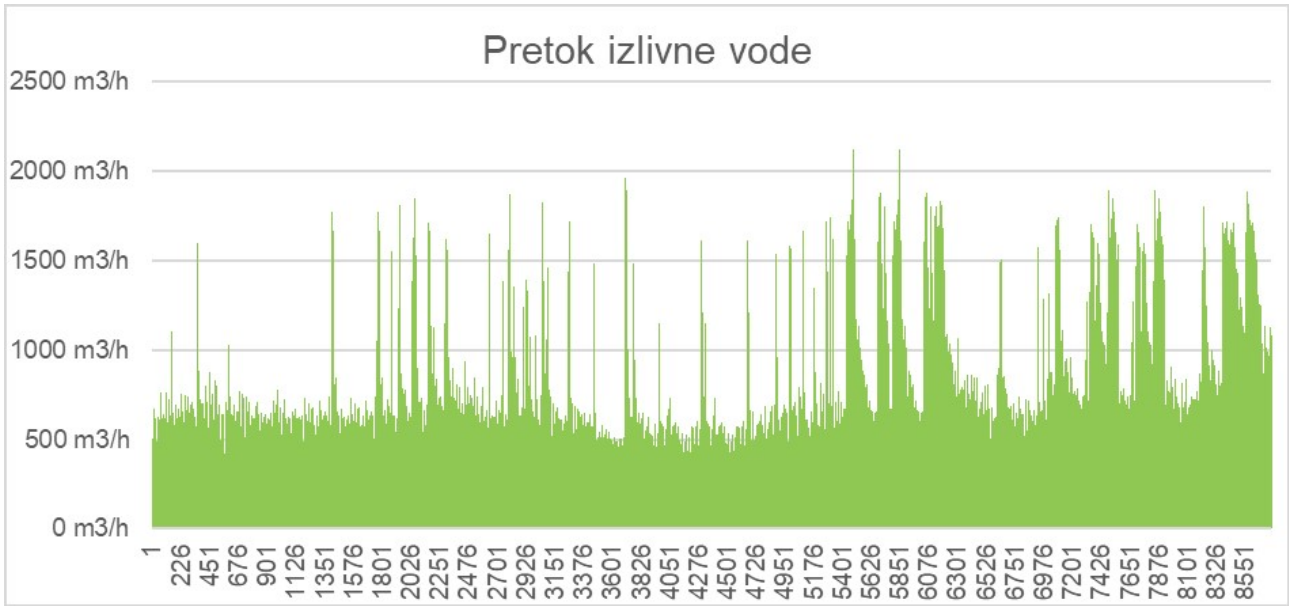
2. TEHNIČNI OPIS

2.1. LOKACIJA POSTAVITVE NOVEGA TEHNOLOŠKEGA PROSTORJENJA

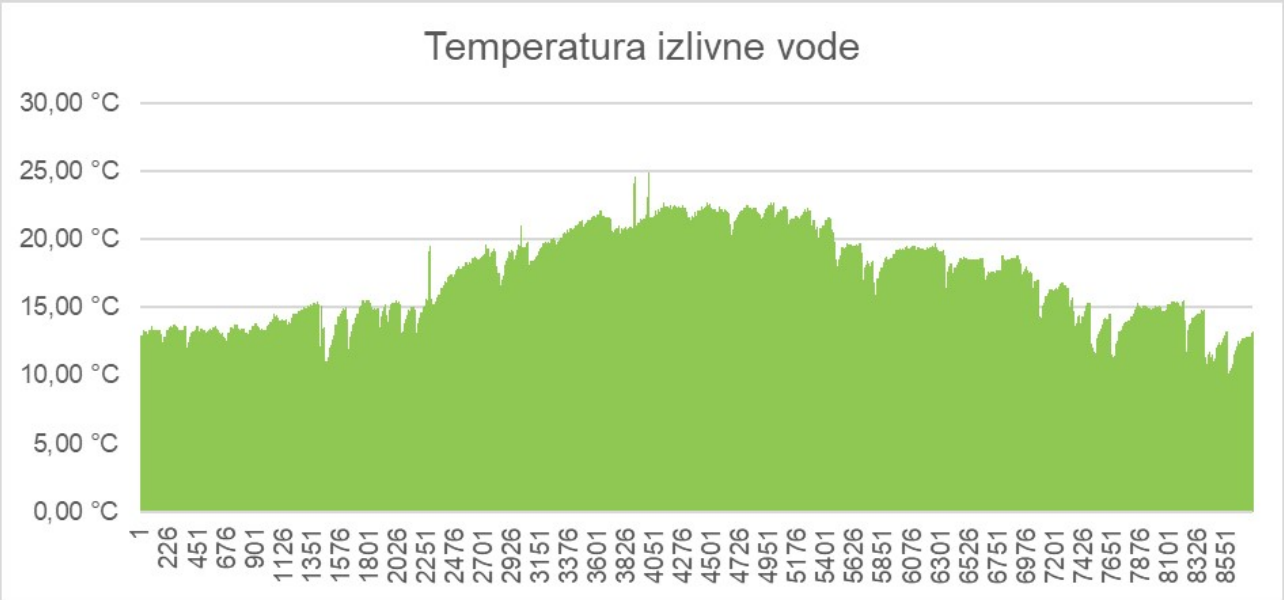
Predvidena lokacija novega tehnološkega postrojenja za proizvodnjo toplote iz OVE je na CČN Šaleške doline v Šoštanju. Osnovna dejavnost centralne čistilne naprave je čiščenje odpadnih vod Šaleške doline za komunalne in industrijske odpadne vode občin Velenje in Šoštanj, vse v skupni zmogljivosti 50.000 PE in je zasnovana na procesu biofiltracije.

Z umestitvijo toplotne črpalke (TČ) je mogoče razpoložljiv energetski potencial izlivne prečiščene vode pretvoriti v koristno toploto za dogrevanje toplovodnega omrežja Šaleške doline.

Izlivna voda se iz centralne čistilne naprave (CČN) Šaleške doline izliva v reko Pako. Pretok izlivne vode tekom leta niha med maksimalno 2000 m3/h in minimalno 270 m3/h, temperatura izlivne vode pa predvidoma zaniha med maksimalno 22°C poleti in minimalno 12°C pozimi.



Slika 1: Prikaz pretoka izlivne vode v obdobju enega leta (vir: Študija izvedljivosti umestitve visokotemperaturne toplotne črpalke za izkoriščanje izlivne vode iz Centralne čistilne naprave Šaleške doline, Maj 2023)



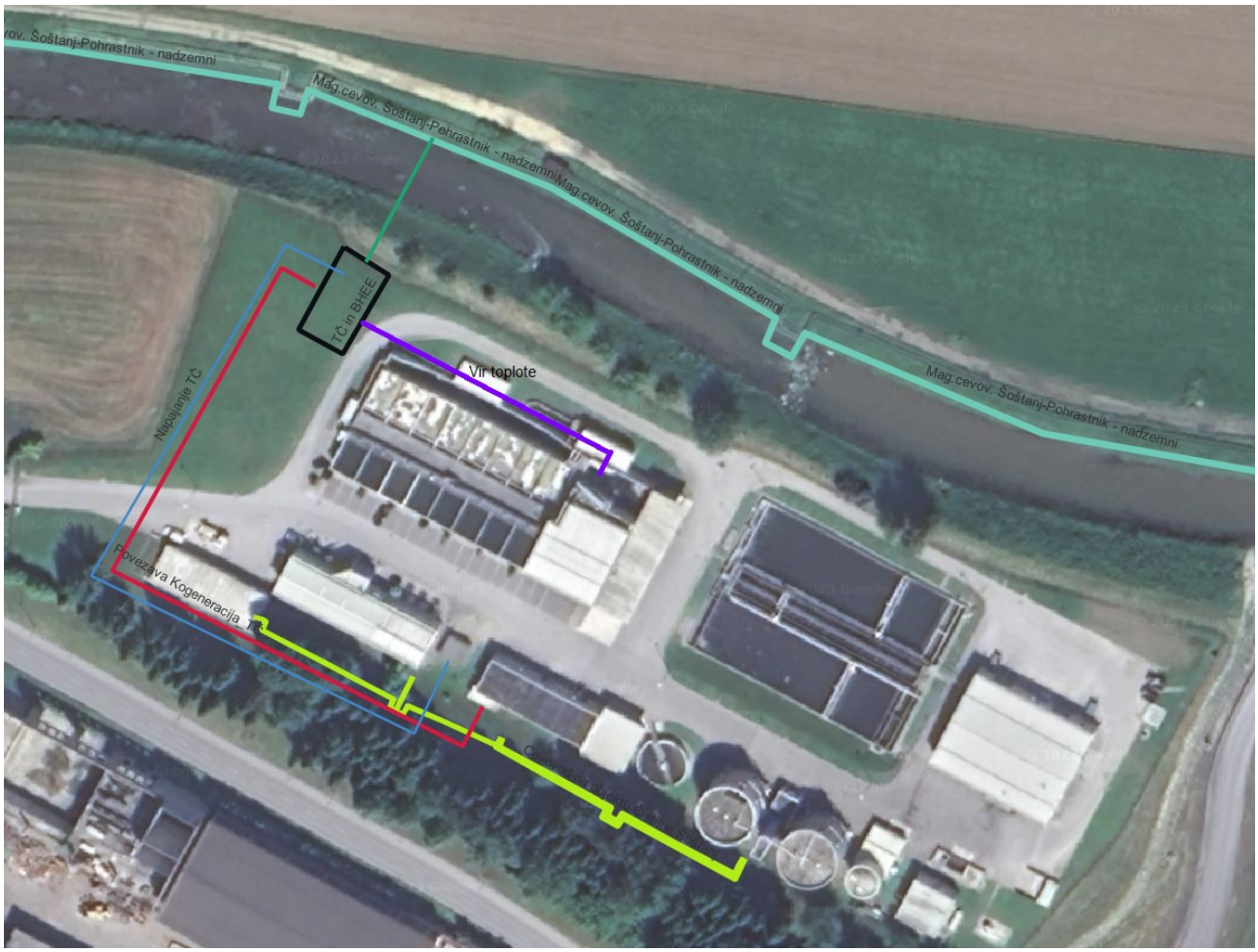
Slika 2: Prikaz temperature izlivne vode v obdobju enega leta (vir: Študija izvedljivosti umestitve visokotemperaturne toplotne črpalke za izkoriščanje izlivne vode iz Centralne čistilne naprave Šaleške doline, Maj 2023)

Kvaliteta medija (izlivna voda):

- Prečiščena komunalna odpadna voda
- Voda vsebuje hranila (ogljik dušik fosfor) in mikroorganizme, kar povzroča intenzivno rast biofilma
- Vrednosti nekaterih parametrov zadnjih 3 let

Od 2020 do danes	Temperatura	pH	El. prevodnost	Raztopljeni kisik	Usedljive snovi (2h)	Neraztopljene snovi (TSS)
	°C		µS/cm	mg/L	mL/L	mg/L
povprečje	15,4	7,82	916	5,4	0,49	14,1
max	21,8	8,04	1193	10,1	3,00	45,0
min	7,5	7,51	583	2,6	0,10	3,8

Priključitev novega toplovoda iz toplotne črpalke na sistem daljinskega ogrevanja (zelena barva, sistem daljinskega ogrevanja) se izvede na glavni magistralni toplovod, ki je dimenzije DN 250 in je lociran na nasprotnem bregu reke Pake, kot je predvidena lokacija postavitve novega tehnološkega postrojenja za proizvodnjo toplote s toplotno črpalko. Na situaciji je prikazana možna postavitev naprav, s povezavo na obstoječo Trafo postajo (modra barva), in uporabo viškov toplote iz obstoječe kogeneracijske naprave (rdeča barva), v kolikor se bo naročnik odločil za izvedbo v kasnejših fazah. Z vijoličasto barvo pa je na situaciji označen vir toplote – prečiščena voda iz CČN. Zajem vira toplote oziroma prečrpavanje očiščene vode poteka s potopno črpalko iz bazena za vodo za spiranje (27BB001) preko prenosnika toplote (PT1) do izpusta v bazen merilnega mesta (32).



Slika 3: Situacija umestitve novega tehnološkega postrojenja za proizvodnjo toplote iz OVE

2.2. TEHNOLOŠKO POSTROJENJE

Novo tehnološko postrojenje za proizvodnjo toplote iz OVE v osnovi sestavljajo naslednji glavni elementi:

- Potopna črpalka (s frekvenčno regulacijo)
- Prenosnik toplote 1 (vir toplote/toplotna črpalka1)
- Toplotna črpalka 1 (za dvig temperature na 40°C)
- Toplotna črpalka 2 (za dvig temperature 94°C)
- Prenosnik toplote 2 (toplotna črpalka 2/daljinsko omrežje)
- Obtočne črpalke (s frekvenčno regulacijo)
- Merilno regulacijska oprema
- Cevovodne povezave
- Elektro povezave

2.2.1. Toplotna črpalka

Novo tehnološko postrojenje zajema dve toplotni črpalki, kateri bi proizvedli toplotno moč min. 730kW pri temperaturnem režimu 70/90°C na vstopu v sistem daljinskega ogrevanja. V prvi fazi je predvideno dogrevanje povratka glavnega magistralnega toplovoda DN250. V drugi fazi, ko bo temperaturni režim daljinskega ogrevanja za vejo Šoštanj nižji od trenutnega (v prihodnje predvidena razdelitev na dve ločeni veji daljinskega ogrevanja na vejo Velenje in vejo Šoštanj) pa se dovod priključi na glavni dovodni magistralni toplovod DN250.

Sistem je zastavljen kot »dvostopenjski«, kar pomeni, da v prvi stopnji s toplotno črpalko 1 segrejemo medij iz 9°C (v letnem povprečju 14°C) na 40°C. V drugi stopnji s toplotno črpalko 2 pa segrejemo medij iz 40°C na izstopno temperaturo iz TČ 94°C (90°C za prenosnikom toplote 2- na strani DO).

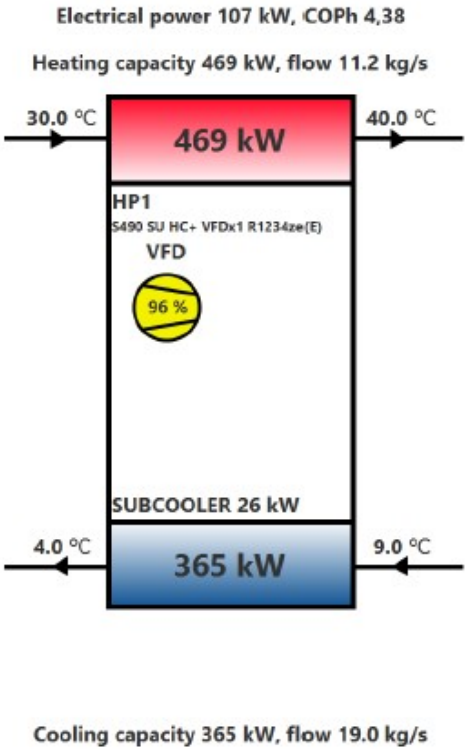
Preračun toplotne črpalke 1

V nadaljevanju je prikazan izračun toplotne črpalke 1 (tip: S490 SU HC+ VFDx1 R1234ze(E)) za minimalno temperaturo vira toplote (12°C) in pa letno povprečno temperaturo vira toplote (17°C). Pri prenosu toplote preko prenosnika toplote je ta temperatura za 3°C nižja na vstopu v uparjalnik toplotne črpalke.

CASE 1-WORSE CASE

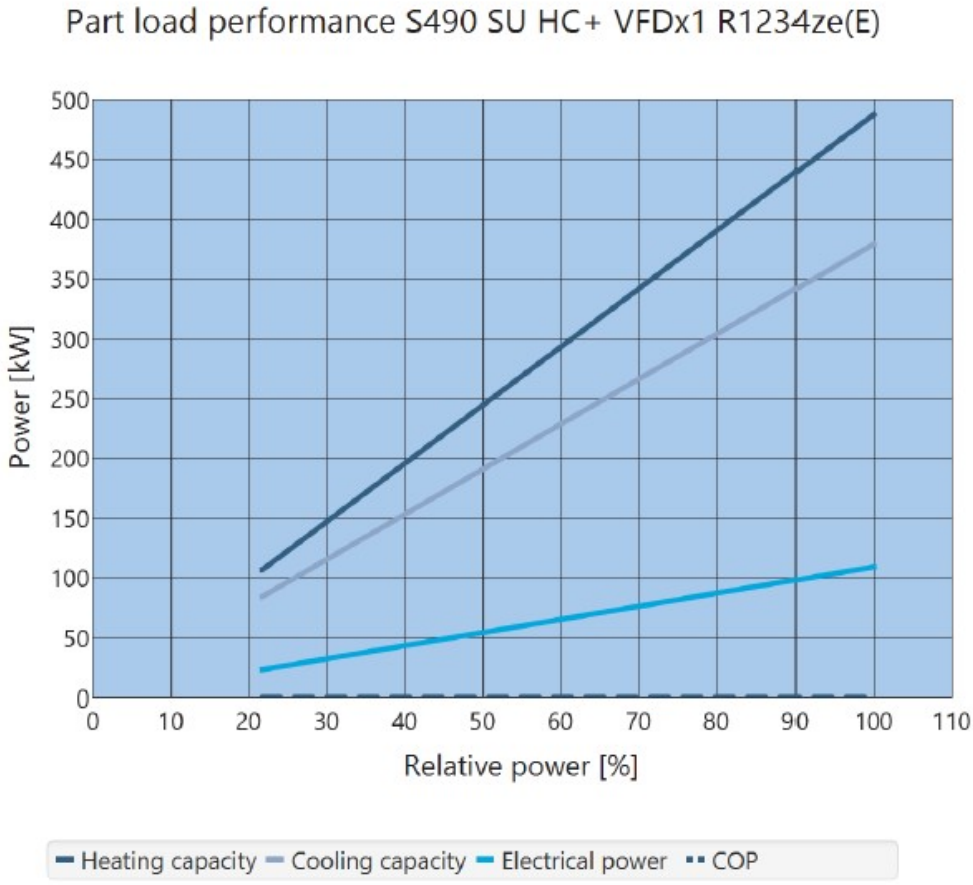
PERFORMANCE (±5 % ACCURACY) - CASE 1-WORSE CASE

Type	
Heat pumps	1
Heating capacity	469 kW
Refrigeration capacity acc. to EN 12900	365 kW
Power consumption	107 kW
COP	4.38
Heat sink (condenser)	
Type of heating medium	water
Heat sink inlet temperature	30.0 °C
Heat sink outlet temperature	40.0 °C
Flow	11.3 l/s
Pressure loss in heat exchanger	31 kPa
Heat source (evaporator)	
Type of coolant	water - ethylene glycol (20 %)
Heat source inlet temperature	9.0 °C
Heat source outlet temperature	4.0 °C
Flow	18.6 l/s
Pressure loss in heat exchanger	26 kPa



PERFORMANCE - HP1 - S490 SU HC+ VFDX1 R1234ZE(E) - CASE 1- WORSE CASE

CAPACITY CONTROL



CONDENSER

Flow	11.2 kg/s
Pressure drop	11 kPa

SUBCOOLER

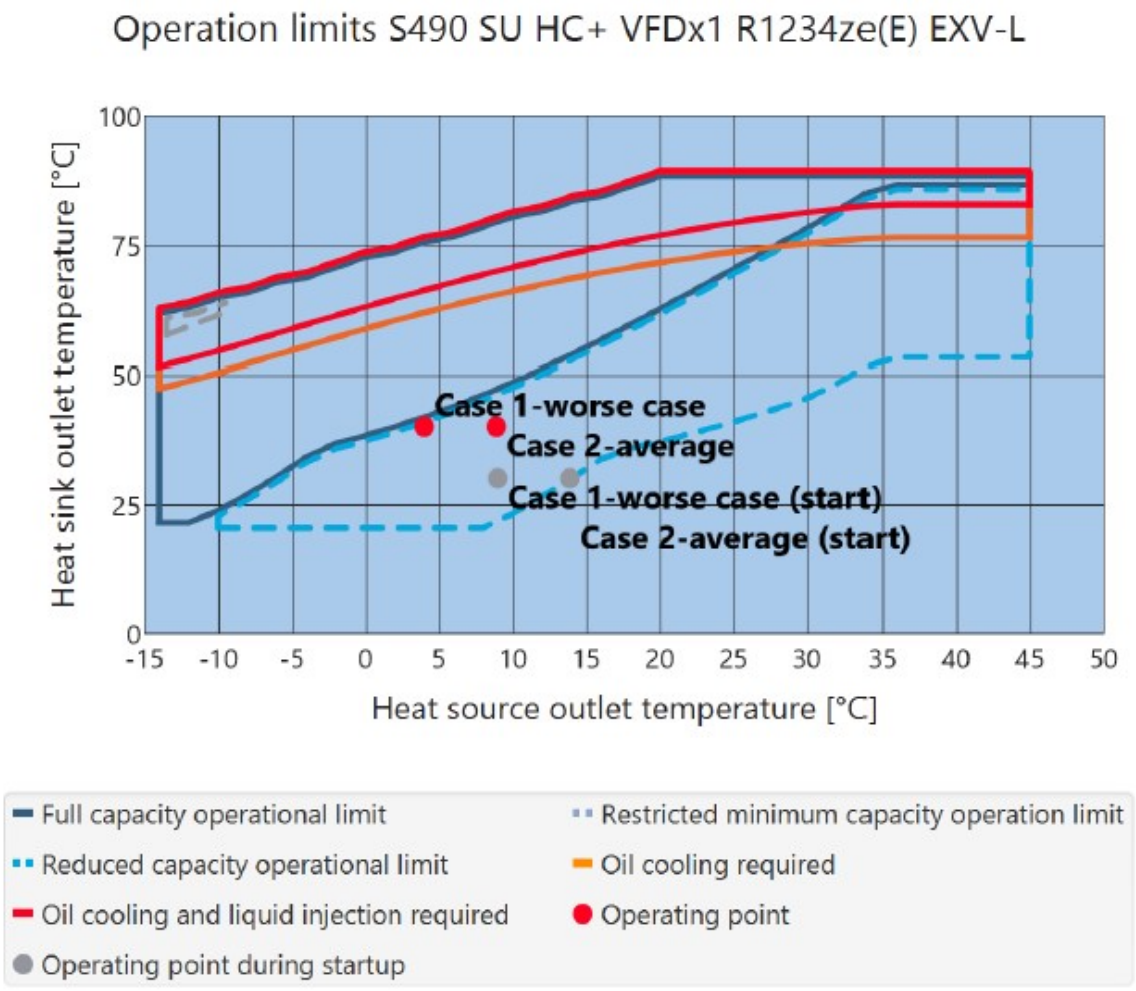
Flow	6.3 kg/s
Pressure drop	20 kPa

EVAPORATOR

Flow	19.0 kg/s
Pressure drop	26 kPa

OPERATION LIMITS

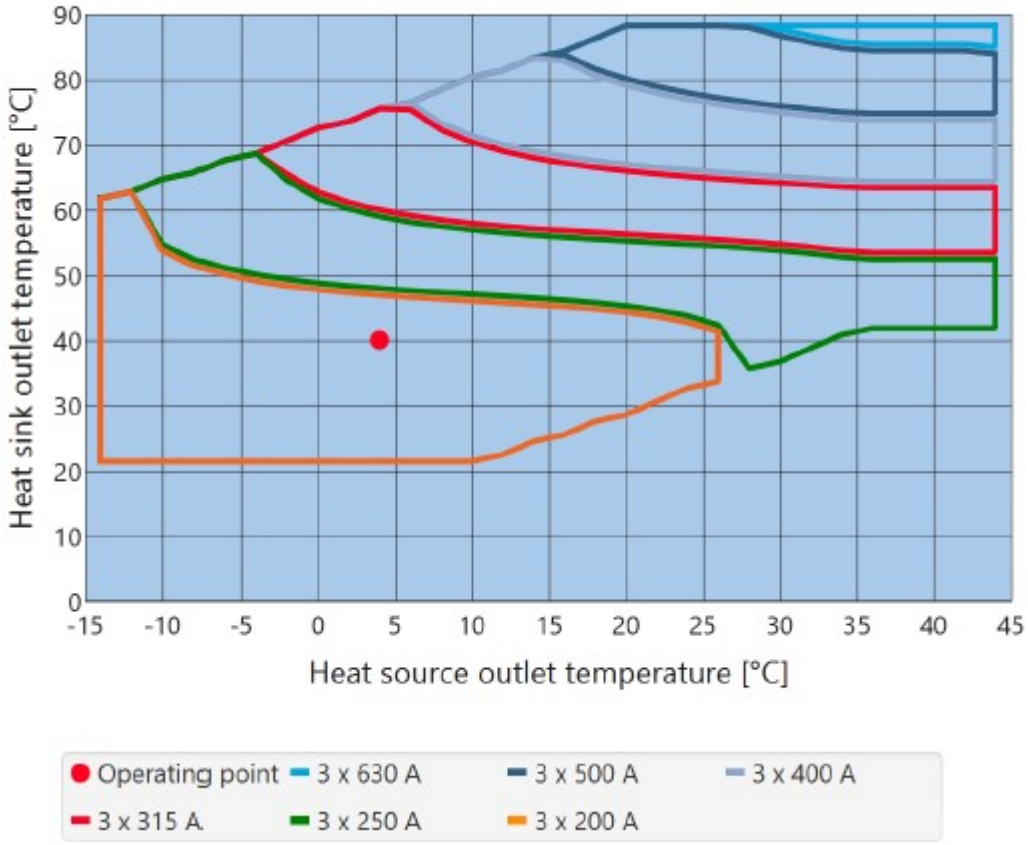
Maximum allowed heat source (evaporator) inlet temperature	50.0 °C
Maximum allowed heat source (evaporator) outlet temperature	45.0 °C
Minimum allowed heat source (evaporator) inlet temperature	-9.0 °C
Minimum allowed heat source (evaporator) outlet temperature	-14.0 °C



ELECTRICAL DETAILS

Actual power at design point	107 kW
Reactive power at design point	22 kvar
Apparent power at design point	109 kVA
Power factor at design point	0.98
Current at design point	157 A
Starting current at design point	157 A
Current at the most demanding operating point	485 A
Starting current at the most demanding operating point	485 A
Recommended fuse size for a maximum range of operation	3 x 630 A

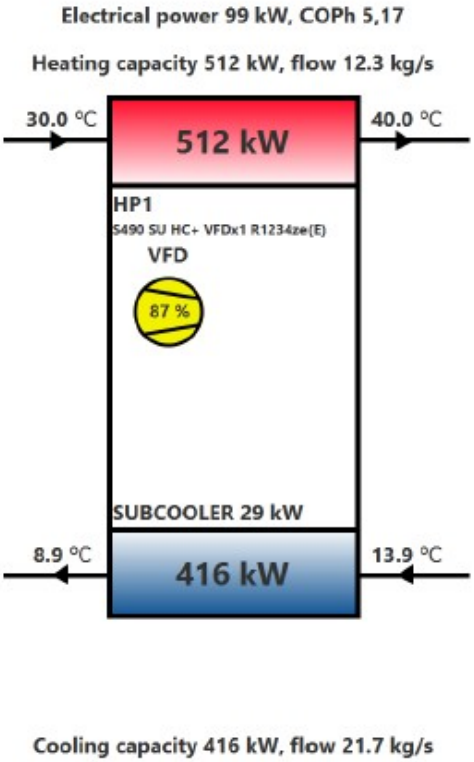
Fuse size selection S490 SU HC+ VFDx1 R1234ze(E) (Part load 96 %)



CASE 2-AVERAGE

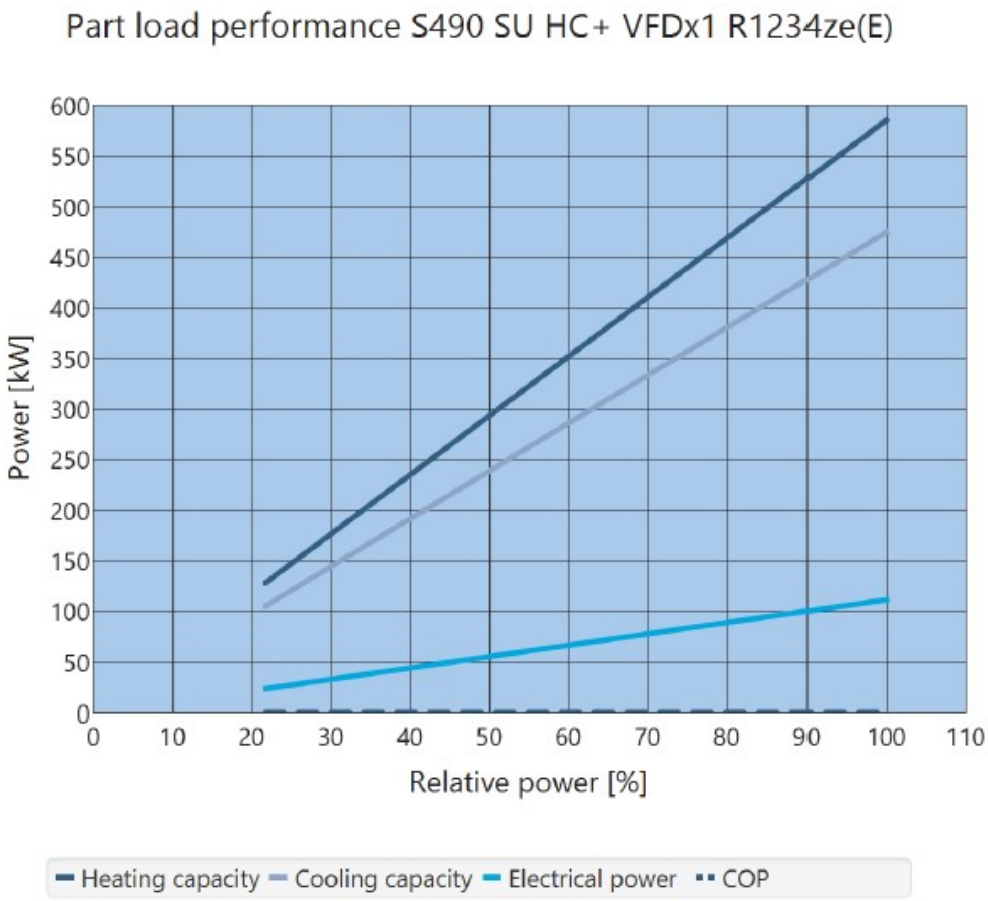
PERFORMANCE (±5 % ACCURACY) - CASE 2-AVERAGE

Type	
Heat pumps	1
Heating capacity	512 kW
Refrigeration capacity acc. to EN 12900	416 kW
Power consumption	99 kW
COP	5.18
Heat sink (condenser)	
Type of heating medium	water
Heat sink inlet temperature	30.0 °C
Heat sink outlet temperature	40.0 °C
Flow	12.3 l/s
Pressure loss in heat exchanger	32 kPa
Heat source (evaporator)	
Type of coolant	water - ethylene glycol (20 %)
Heat source inlet temperature	13.9 °C
Heat source outlet temperature	8.9 °C
Flow	21.2 l/s
Pressure loss in heat exchanger	34 kPa



PERFORMANCE - HP1 - S490 SU HC+ VFDX1 R1234ZE(E) - CASE 2- AVERAGE

CAPACITY CONTROL



CONDENSER

Flow	12.3 kg/s
Pressure drop	12 kPa

SUBCOOLER

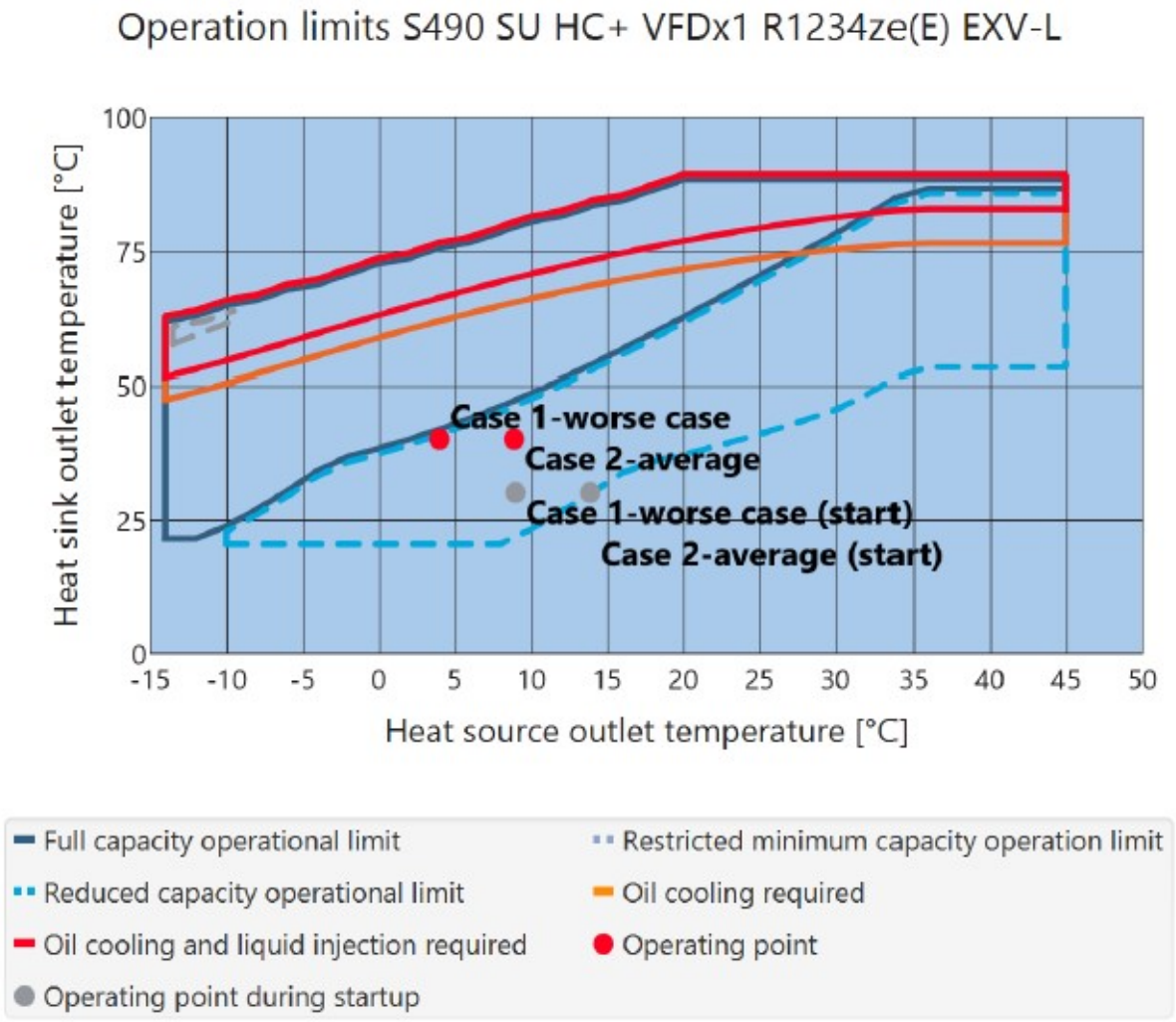
Flow	6.3 kg/s
Pressure drop	20 kPa

EVAPORATOR

Flow	21.7 kg/s
Pressure drop	34 kPa

OPERATION LIMITS

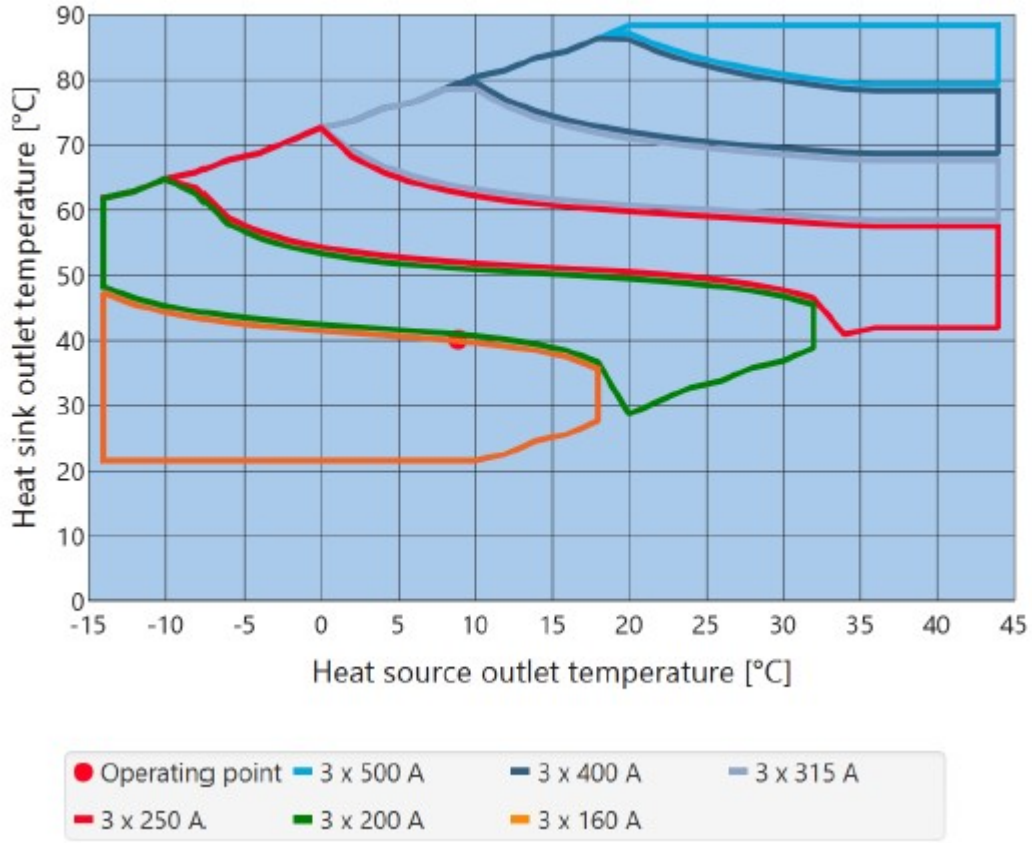
Maximum allowed heat source (evaporator) inlet temperature	50.0 °C
Maximum allowed heat source (evaporator) outlet temperature	45.0 °C
Minimum allowed heat source (evaporator) inlet temperature	-9.0 °C
Minimum allowed heat source (evaporator) outlet temperature	-14.0 °C



ELECTRICAL DETAILS

Actual power at design point	99 kW
Reactive power at design point	20 kvar
Apparent power at design point	101 kVA
Power factor at design point	0.98
Current at design point	145 A
Starting current at design point	145 A
Current at the most demanding operating point	440 A
Starting current at the most demanding operating point	440 A
Recommended fuse size for a maximum range of operation	3 x 630 A

Fuse size selection S490 SU HC+ VFDx1 R1234ze(E) (Part load 87 %)



TECHNICAL DATA - HP1 - S490 SU HC+ VFDX1 R1234ZE(E)

UNIT

Type	S490 SU HC+ VFDx1 R1234ze(E)
Item number	CHS49001HPV1
Compressors	1 screw compressor
Refrigerant (amount)	R1234ze(E) (circa 90.0 kg)
Description	Heat pump with AISI 304/316 brazed plate heat exchangers. Compact and completely factory packaged unit, ready for connection on site, dismounted for transportation.
Amount of liquid connections	6

CONDENSER

Design pressure (liquid side)	16.0 bar
Design temperature (liquid side)	120 °C
Maximum allowed flow	27.4 kg/s
Liquid channel volume	74.3 l
Plate material	AISI316L
Brazing material	Copper

SUBCOOLER

Design pressure (liquid side)	16 bar
Design temperature (liquid side)	120 °C
Maximum allowed flow	27.5 kg/s
Liquid channel volume	15.5 l
Plate material	AISI316L
Brazing material	Copper

EVAPORATOR

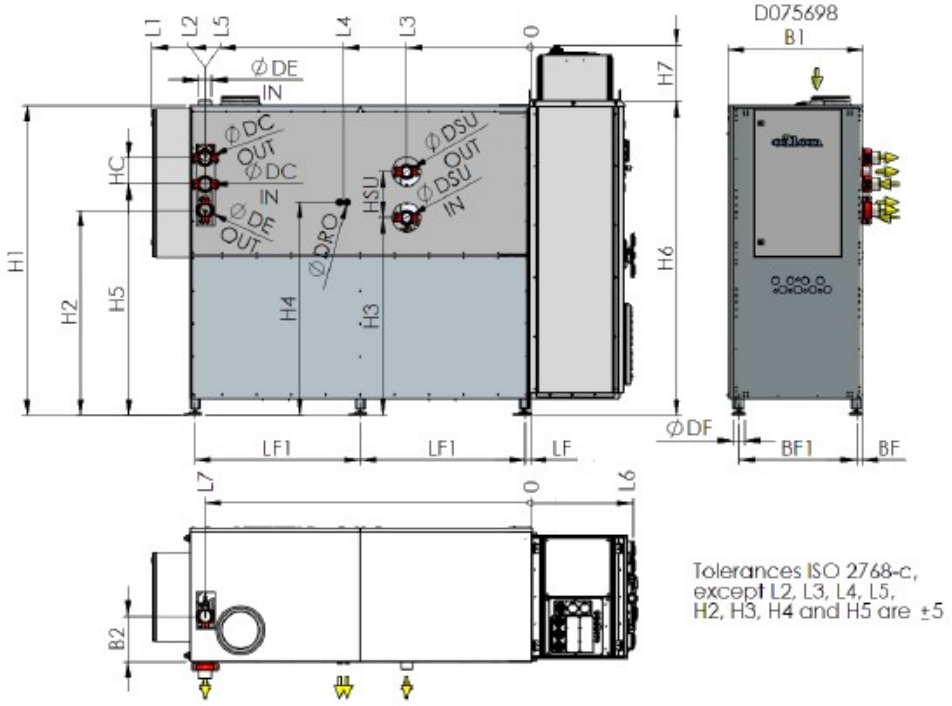
Design pressure (liquid side)	16 bar
Design temperature (liquid side)	120 °C
Maximum allowed flow	28.3 kg/s
Liquid channel volume	86.0 l
Plate material	AISI316L
Brazing material	Copper

DIMENSIONS

B1	911 mm	H6	2117 mm
B2	309 mm	H7	402 mm
BF	41 mm	HC	177 mm
BF1	792 mm	HSU	324 mm
DC	DN80 Victaulic	L1	2551 mm
DE	DN80 Victaulic	L2	2192 mm
DF	80 mm	L3	842 mm
DRO	DN25	L4	1101 mm
DSU	DN80 Victaulic	L5	2192 mm
H1	2091 mm	L6	888 mm
H2	1382 mm	LF	35 mm
H3	1326 mm	LF1	1113 mm
H4	1831 mm	Weight	4000 kg
H5	1559 mm		



DE = Evaporator inlet/outlet connection
DSU = Subcooler inlet/outlet connection
DRO = Safety relief valve blow-out connection
DC = Condenser inlet/outlet connection



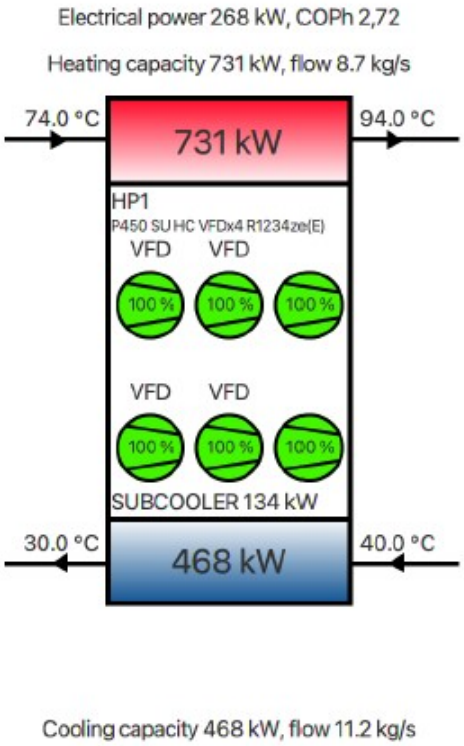
Preračun toplotne črpalke 2

V nadaljevanju je prikazan izračun toplotne črpalke 2 (tip: P450 SU HC VFDx4 R1234ze(E)) za najbolj neugoden scenarij (minimalno temperaturo vira toplote) in pa letno povprečen scenarij (povprečno temperaturo vira toplote). Pri prenosu toplote preko prenosnika toplote je temperatura za 4°C nižja kot pa na izstopu iz kondenzatorja toplotne črpalke.

CASE 1-WORSE CASE

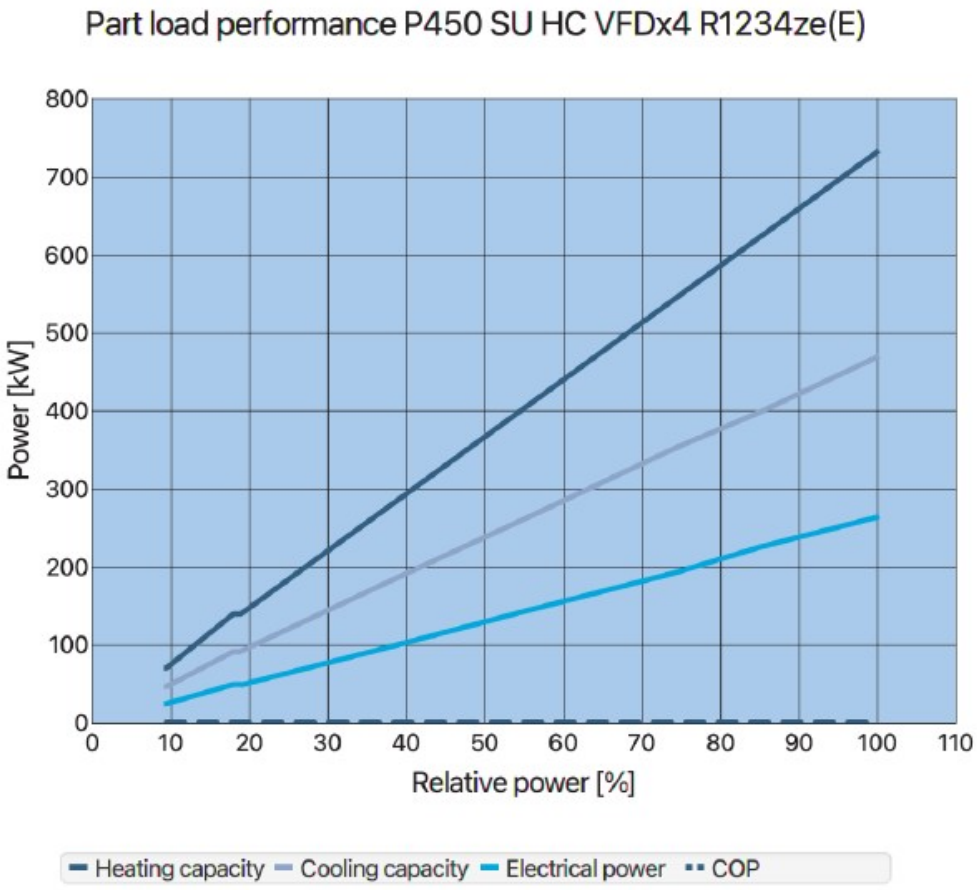
PERFORMANCE (±5 % ACCURACY) - CASE 1-WORSE CASE

Type	
Heat pumps	1
Heating capacity	731 kW
Refrigeration capacity acc. to EN 12900	468 kW
Power consumption	268 kW
COP	2.72
Heat sink (condenser)	
Type of heating medium	water
Heat sink inlet temperature	74.0 °C
Heat sink outlet temperature	94.0 °C
Flow	9.0 l/s
Pressure loss in heat exchanger	24 kPa
Heat source (evaporator)	
Type of coolant	water
Heat source inlet temperature	40.0 °C
Heat source outlet temperature	30.0 °C
Flow	11.3 l/s
Pressure loss in heat exchanger	6 kPa



PERFORMANCE - HP1 - P450 SU HC VFDX4 R1234ZE(E) - CASE 1- WORSE CASE

CAPACITY CONTROL



CONDENSER

Flow	8.7 kg/s
Pressure drop	4 kPa

SUBCOOLER

Flow	6.8 kg/s
Pressure drop	20 kPa

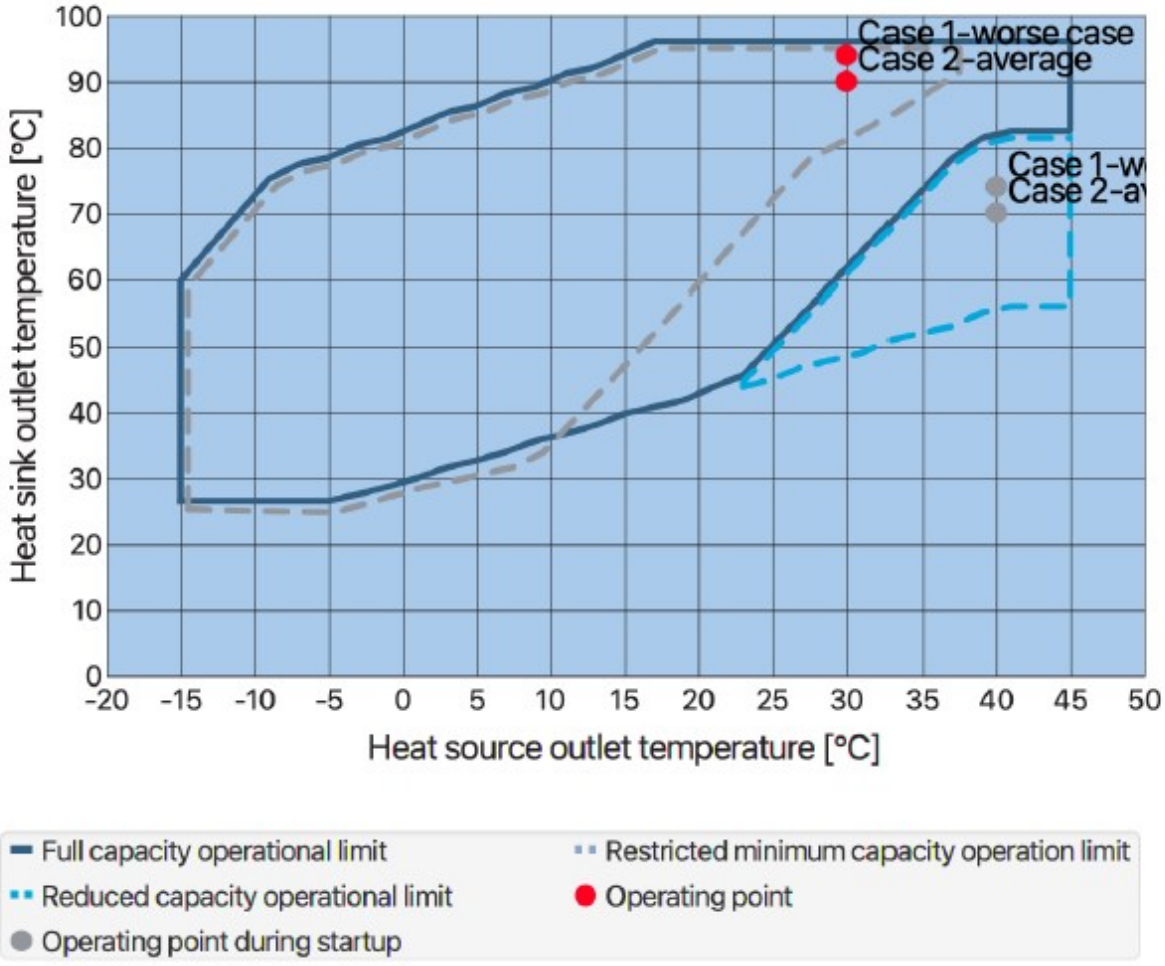
EVAPORATOR

Flow	11.2 kg/s
Pressure drop	6 kPa

OPERATION LIMITS

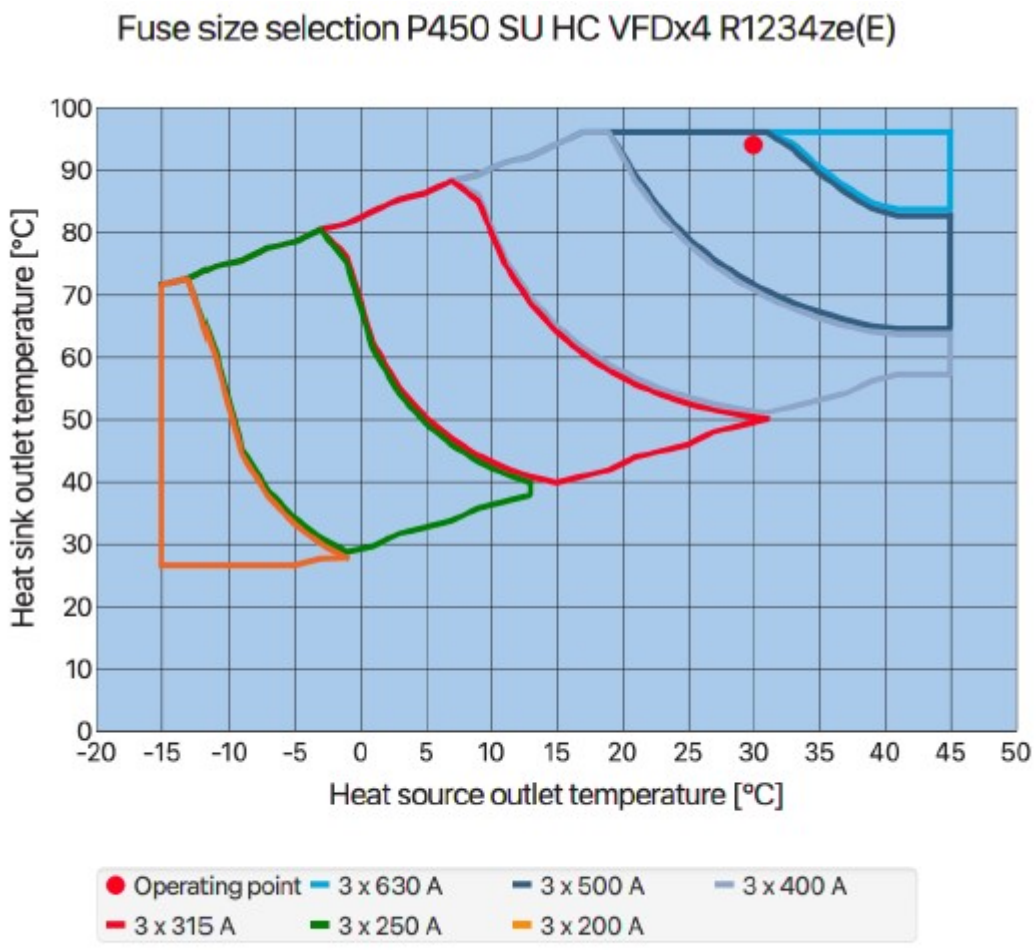
Maximum allowed heat source (evaporator) inlet temperature	50.0 °C
Maximum allowed heat source (evaporator) outlet temperature	45.0 °C
Minimum allowed heat source (evaporator) inlet temperature	-10.0 °C
Minimum allowed heat source (evaporator) outlet temperature	-15.0 °C

Operation limits P450 SU HC VFDx4 R1234ze(E) EXV-L



ELECTRICAL DETAILS

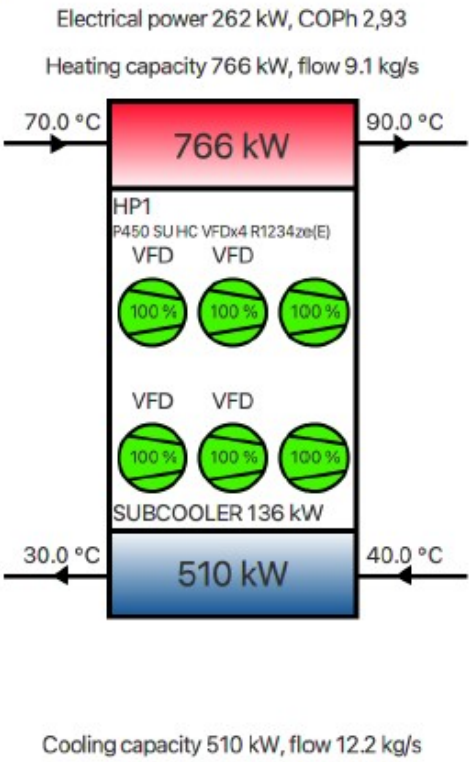
Actual power at design point	268 kW
Reactive power at design point	114 kvar
Apparent power at design point	292 kVA
Power factor at design point	0.92
Current at design point	420 A
Starting current at design point	695 A
Current at the most demanding operating point	513 A
Starting current at the most demanding operating point	841 A
Recommended fuse size for a maximum range of operation	3 x 630 A



CASE 2-AVERAGE

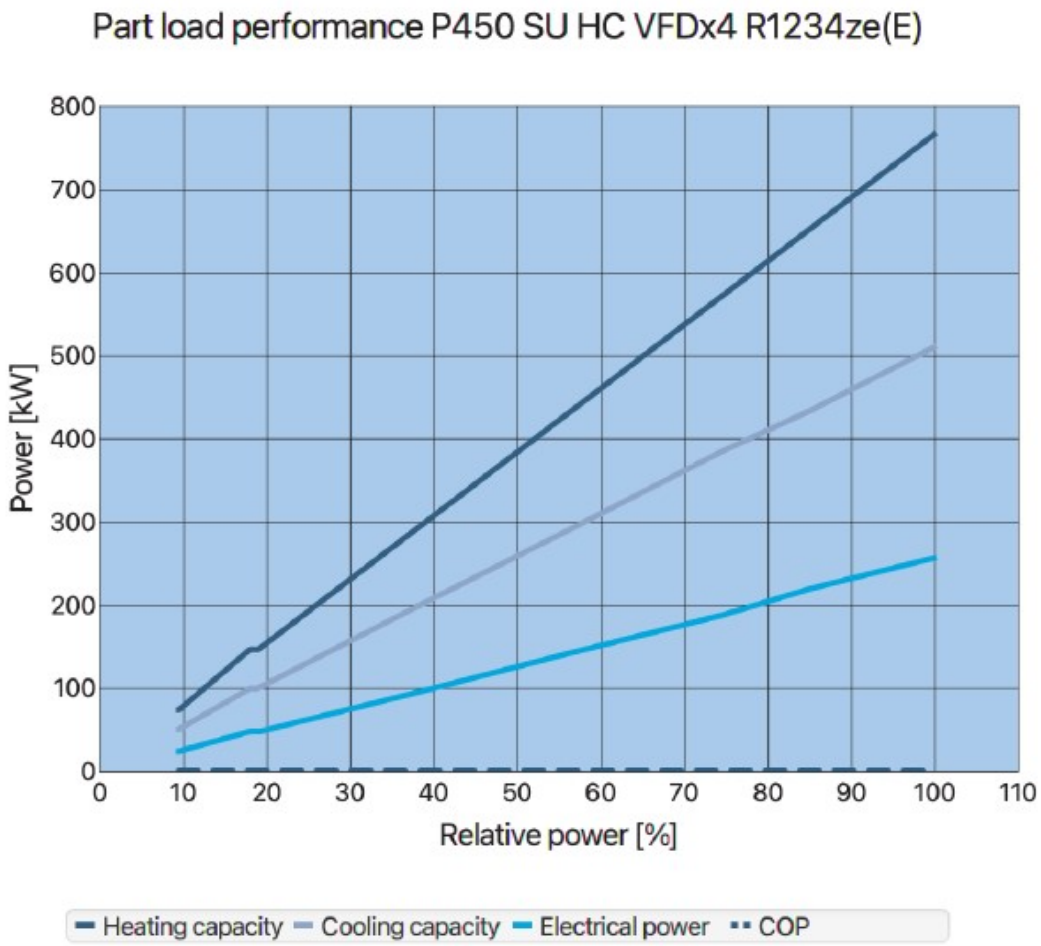
PERFORMANCE (±5 % ACCURACY) - CASE 2-AVERAGE

Type	
Heat pumps	1
Heating capacity	766 kW
Refrigeration capacity acc. to EN 12900	510 kW
Power consumption	262 kW
COP	2.93
Heat sink (condenser)	
Type of heating medium	water
Heat sink inlet temperature	70.0 °C
Heat sink outlet temperature	90.0 °C
Flow	9.4 l/s
Pressure loss in heat exchanger	24 kPa
Heat source (evaporator)	
Type of coolant	water
Heat source inlet temperature	40.0 °C
Heat source outlet temperature	30.0 °C
Flow	12.3 l/s
Pressure loss in heat exchanger	6 kPa



PERFORMANCE - HP1 - P450 SU HC VFDX4 R1234ZE(E) - CASE 2- AVERAGE

CAPACITY CONTROL



CONDENSER

Flow	9.1 kg/s
Pressure drop	4 kPa

SUBCOOLER

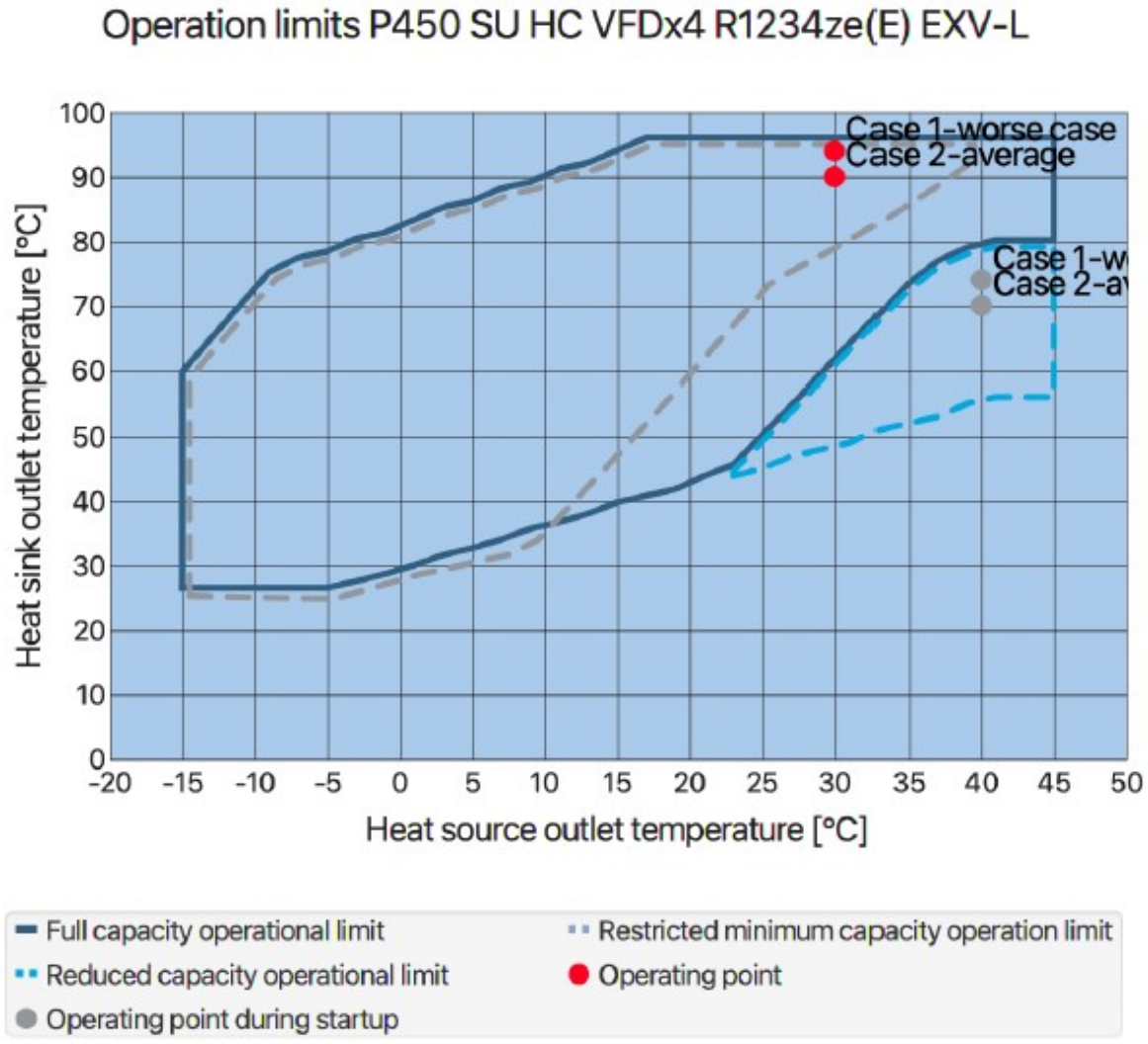
Flow	6.8 kg/s
Pressure drop	20 kPa

EVAPORATOR

Flow	12.2 kg/s
Pressure drop	6 kPa

OPERATION LIMITS

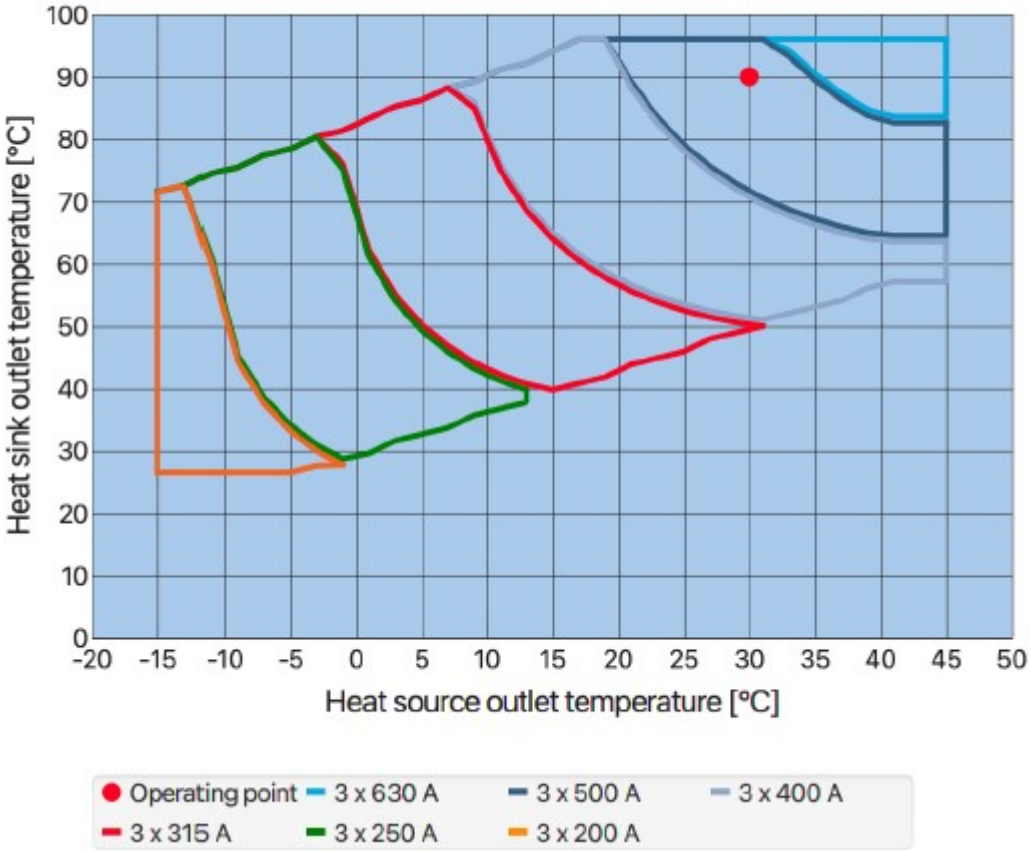
Maximum allowed heat source (evaporator) inlet temperature	50.0 °C
Maximum allowed heat source (evaporator) outlet temperature	45.0 °C
Minimum allowed heat source (evaporator) inlet temperature	-10.0 °C
Minimum allowed heat source (evaporator) outlet temperature	-15.0 °C



ELECTRICAL DETAILS

Actual power at design point	262 kW
Reactive power at design point	112 kvar
Apparent power at design point	285 kVA
Power factor at design point	0.919
Current at design point	409 A
Starting current at design point	679 A
Current at the most demanding operating point	513 A
Starting current at the most demanding operating point	841 A
Recommended fuse size for a maximum range of operation	3 x 630 A

Fuse size selection P450 SU HC VFDx4 R1234ze(E)



TECHNICAL DATA - HP1 - P450 SU HC VFDX4 R1234ZE(E)

UNIT

Type	P450 SU HC VFDx4 R1234ze(E)
Item number	CHP45001HV4Z
Compressors	6 piston compressors
Refrigerant (amount)	R1234ze(E) (circa 38.0 + 38.0 kg)
Description	Heat pump with AISI 304/316 brazed plate heat exchangers. Compact and completely factory packaged unit, ready for connection on site, dismounted for transportation.
Amount of liquid connections	6

CONDENSER

Design pressure (liquid side)	16.0 bar
Design temperature (liquid side)	120 °C
Maximum allowed flow	41.8 kg/s
Liquid channel volume	62.6 l
Plate material	AISI316L
Brazing material	Copper

SUBCOOLER

Design pressure (liquid side)	16 bar
Design temperature (liquid side)	120 °C
Maximum allowed flow	10.5 kg/s
Liquid channel volume	18.7 l
Plate material	AISI316L
Brazing material	Copper

EVAPORATOR

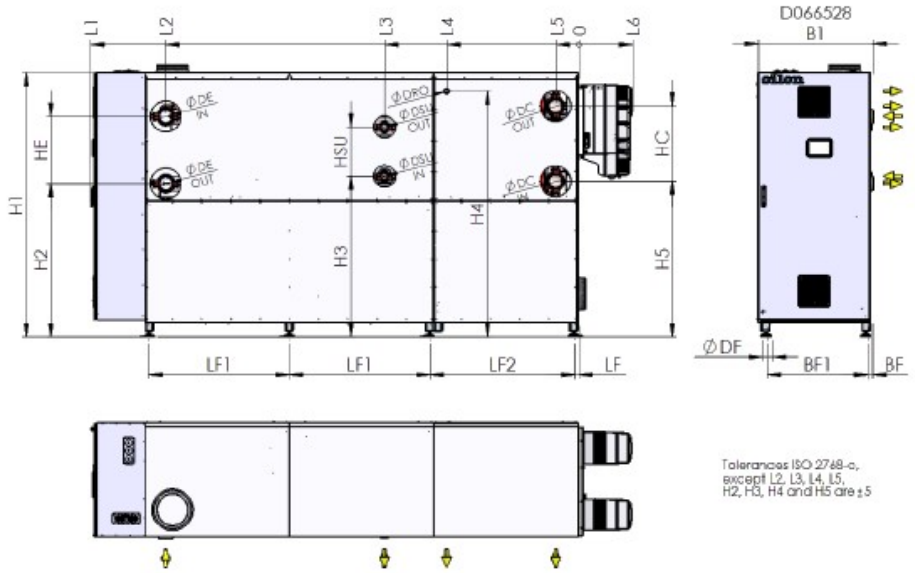
Design pressure (liquid side)	16 bar
Design temperature (liquid side)	120 °C
Maximum allowed flow	42.9 kg/s
Liquid channel volume	48.3 l
Plate material	AISI316L
Brazing material	Copper

DIMENSIONS

B1 911 mm	HC 595 mm
BF 41 mm	HE 532 mm
BF1 792 mm	HSU 390 mm
DC DN100 VICTAULIC	L1 3866 mm
DE DN100 VICTAULIC	L2 3274 mm
DF 80 mm	L3 1537 mm
DRO Cu35	L4 1537 mm
DSU DN50 VICTAULIC	L5 178 mm
H1 2091 mm	L6 604 mm
H2 1213 mm	LF 35 mm
H3 1271 mm	LF1 1113 mm
H4 1862 mm	LF2 1145 mm
H5 1232 mm	Weight 3700 kg



DE = Evaporator inlet/outlet connection
DSU = Subcooler inlet/outlet connection
DRO = Safety relief valve blow-out connection
DC = Condenser inlet/outlet connection



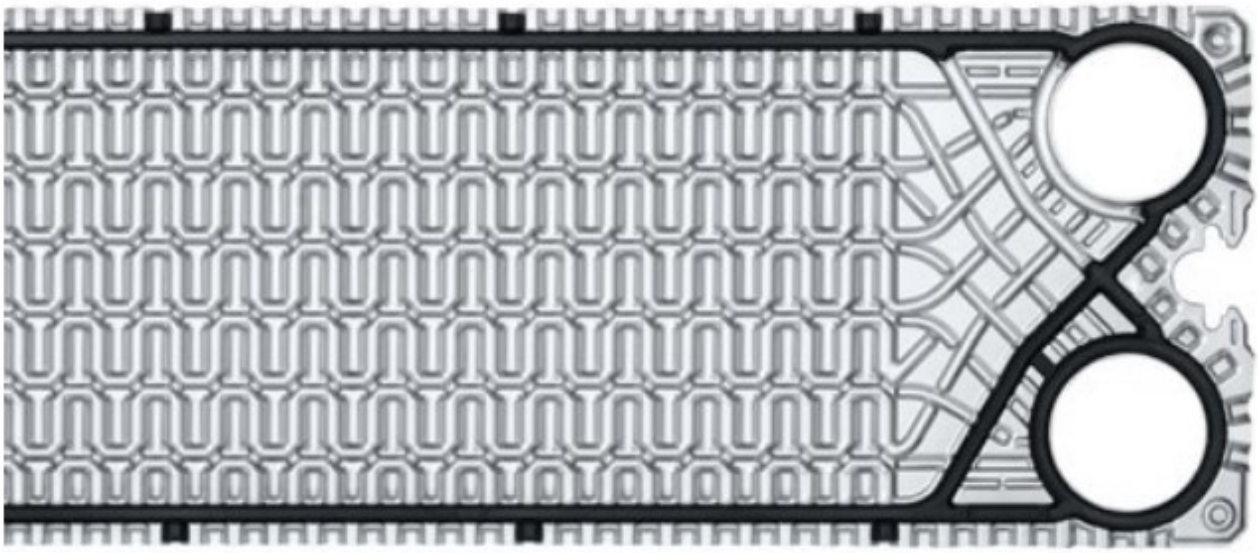
2.2.2. Prenosnik toplote

Prenosnik toplote je ključni elementi sistema, ki mora zagotoviti nemoteno funkcionalnost ob hkrati visokem izkoristku in minimalnem padcu temperature med toplo in hladno stranjo. Za izkoriščanje vira toplote (izlivne vode) je predviden lamelni prenosnik toplote 1, ki je primeren za odpadne vode. Prenosnik toplote 1 je konstrukcijsko zasnovan tako, da so lahko velikosti delcev v izlivni vodi, kateri potujejo skozi utore lamel, do 5mm. Kljub temu pa je pred prenosnikom toplote predviden filter, kateri izloči iz vode večje delce od 5mm in na ta način ščiti pred morebitno zamašenostjo prenosnika toplote.

Za končni prenos toplote na povratek daljinskega ogrevanja pa je predviden lamelni prenosnik toplote 2, ki je konstrukcijsko zasnovan za industrijske sisteme ogrevanja.

Preračun prenosnika toplote 1

V nadaljevanju je prikazan izračun in tehnični podatki predvidenega prenosnika toplote 1 tipa: NF150L B-10. Nova tehnologija plošč prenosnika toplote **N**ew **F**ree flow je namensko izdelana za medije kateri vsebujejo vlakna in trdne delce.



Kelvion Plate Heat Exchanger: NF150L B-10

Thermal data for 1 unit(s) in parallel and 1 unit(s) in series

	hot side		cold side	
Media:	Water		Ethylene glycol (Antifrogen N) 20,00 %	
Media group acc. PED 2014/68/EU:	Group 2 - others		Group 2 - others	
Heat exchanged:		400,00		kW
Mass flow:	68631		73657	kg/h
Volume flow:	68,65		71,48	m³/h / m³/h

Temperature inlet:	12,00	4,00	°C
Temperature outlet:	7,00	9,00	°C
Pressure drop:	534	737	mbar
Working pressure inlet:	5,00	5,00	barg
Filling volume:	0,32919	0,32919	m³
Product properties			
Density:	999,69	1030,40	kg/m³
Heat capacity:	4196,35	3910,00	J/kgK
Thermal conductivity:	0,57766	0,50290	W/mK
Dyn. viscosity inlet:	0,001234	0,003052	kg/ms
Dyn. viscosity outlet:	0,001427	0,002526	kg/ms

Unit Data				
Plate Type:	NF150L			
Heat transfer area (total / per unit):	69,42		69,42	m²
Number of plates (total / per unit):	91		91	
Plate thickness:	1.0			mm
LMTD:	3,00			K
Surface margin:	38,21			%
Plate material:	AISI316L			
Gasket material / Gasket type:	EPDM		glued	
Internal flow (passes x channels):	5 x 9	5 x 9		
No. of frames (par. / ser. / total):	1	1	1	
Material pressure plates / surface:	S355J2+N	painted	RAL5002	
CIP:				

The connection types and positions are defined in the attached dimension sheet.

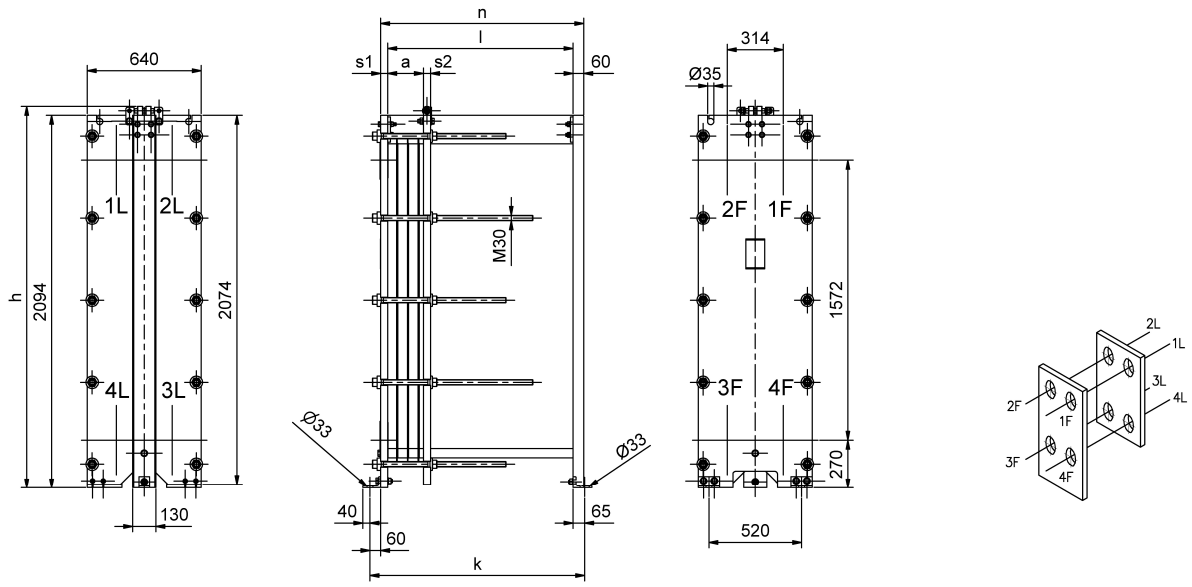
Design temperature:	**Min.:**	0,00 / 0,00	**Max.:**	100,00 / 100,00	°C
Design pressure:	**Min.:**	0,00 / 0,00	**Max.:**	10,00 / 10,00	barg

Test pressure: 13,00 / 13,00 barg **Design code:** PED 2014/68/EU AD-2000 Checkfactor 1.3

PED category: art. 4 ch. 3, , Normal

Conformity assessment diagram: Medium innocuous and steam pressure at Tdesign<= 0.5 barg

Dimenzije prenosnika toplote **NF150L B-10**

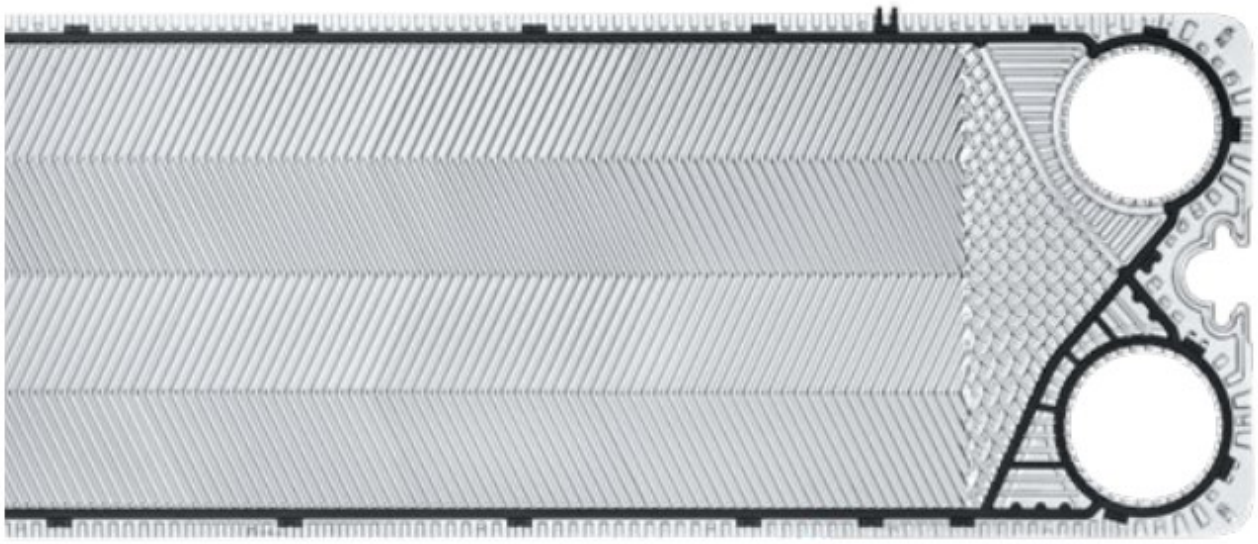


n:	2040 mm	s_1:	40 mm	a-max frame:	1022 mm	empty weight:	1772 kg
k:	2105 mm	s_2:	40 mm	a-max actual:	987 mm	max. total weight:	2438 kg
l:	1940 mm	h:	2144 mm			max. bolt length:	1650 mm

Pos	**Size**	**Type**	**Media**	**Side/Flow**	**m**
1F	DN150	Rubber insert EN1092-1-PN16 EPDM	Water	hot - in	4 mm
2F	DN150	Rubber insert EN1092-1-PN16 EPDM	Ethylene glycol	cold - out	4 mm
3L	DN150	Rubber insert EN1092-1-PN16 EPDM	Ethylene glycol	cold - in	4 mm
4L	DN150	Rubber insert EN1092-1-PN16 EPDM	Water	hot - out	4 mm

Preračun prenosnika toplote 2

V nadaljevanju je prikazan izračun in tehnični podatki predvidenega prenosnika toplote 2 tipa: NT100X CDH-10.



Kelvion Plate Heat Exchanger: NT100X CDH-10

Thermal data for 1 unit(s) in parallel and 1 unit(s) in series

	hot side	cold side	
Media:	Water	Ethylene glycol (Antifrogen N) 20,00 %	
Media group acc. PED 2014/68/EU:	Group 2 - others	Group 2 - others	
Heat exchanged:	750,00		kW
Mass flow:	32143	33920	kg/h
Volume flow:	33,16	34,12	m³/h / m³/h
Temperature inlet:	94,00	70,00	°C
Temperature outlet:	74,00	90,00	°C
Pressure drop:	259	273	mbar
Working pressure inlet:	5,00	5,00	barg
Filling volume:	0,03638	0,03817	m³
Product properties			
Density:	969,24	994,00	kg/m³
Heat capacity:	4200,00	3980,00	J/kgK
Thermal conductivity:	0,66946	0,55700	W/mK
Dyn. viscosity inlet:	0,000300	0,000631	kg/ms
Dyn. viscosity outlet:	0,000382	0,000474	kg/ms

Unit Data

Plate Type:	NT100X H			
Heat transfer area (total / per unit):	27,20		27,20	m²
Number of plates (total / per unit):	42		42	
Plate thickness:	0.5			mm
LMTD:	4,00			K
Surface margin:	0,56			%
Plate material:	AISI304			
Gasket material / Gasket type:	EPDM		glueless	
Internal flow (passes x channels):	1 x 20	1 x 21		
No. of frames (par. / ser. / total):	1	1	1	
Material pressure plates / surface:	S355J2+N	painted	RAL5002	
CIP:				

The connection types and positions are defined in the attached dimension sheet.

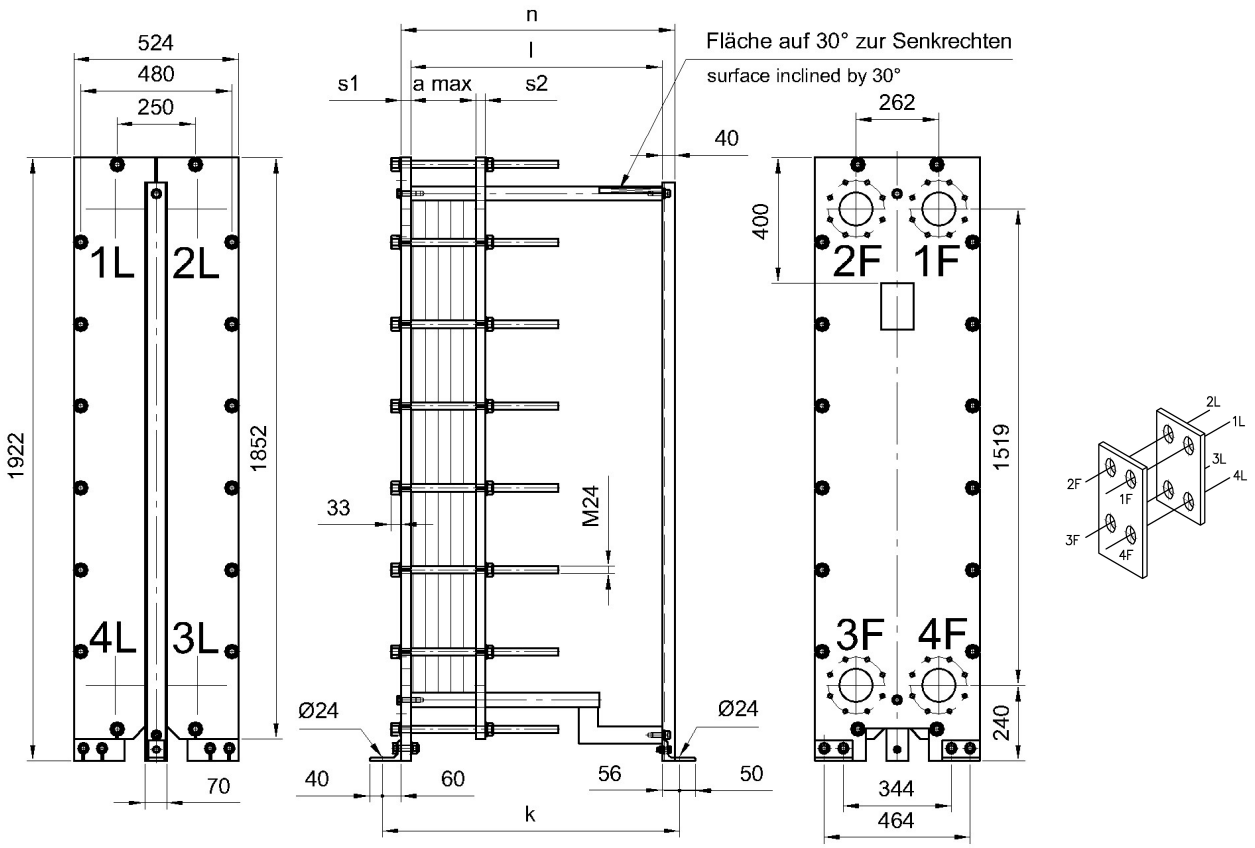
Design temperature:	**Min.:**	0,00 / 0,00	**Max.:**	110,00 / 110,00	°C
Design pressure:	**Min.:**	0,00 / 0,00	**Max.:**	10,00 / 10,00	barg

Test pressure: 13,00 / 13,00 barg **Design code:** PED 2014/68/EU AD-2000 Checkfactor 1.3

PED category: art. 4 ch. 3, , Normal

Conformity assessment diagram: Medium innocuous and steam pressure at Tdesign<= 0.5 barg

Dimenzije prenosnika toplote **NT100X CDH-10**



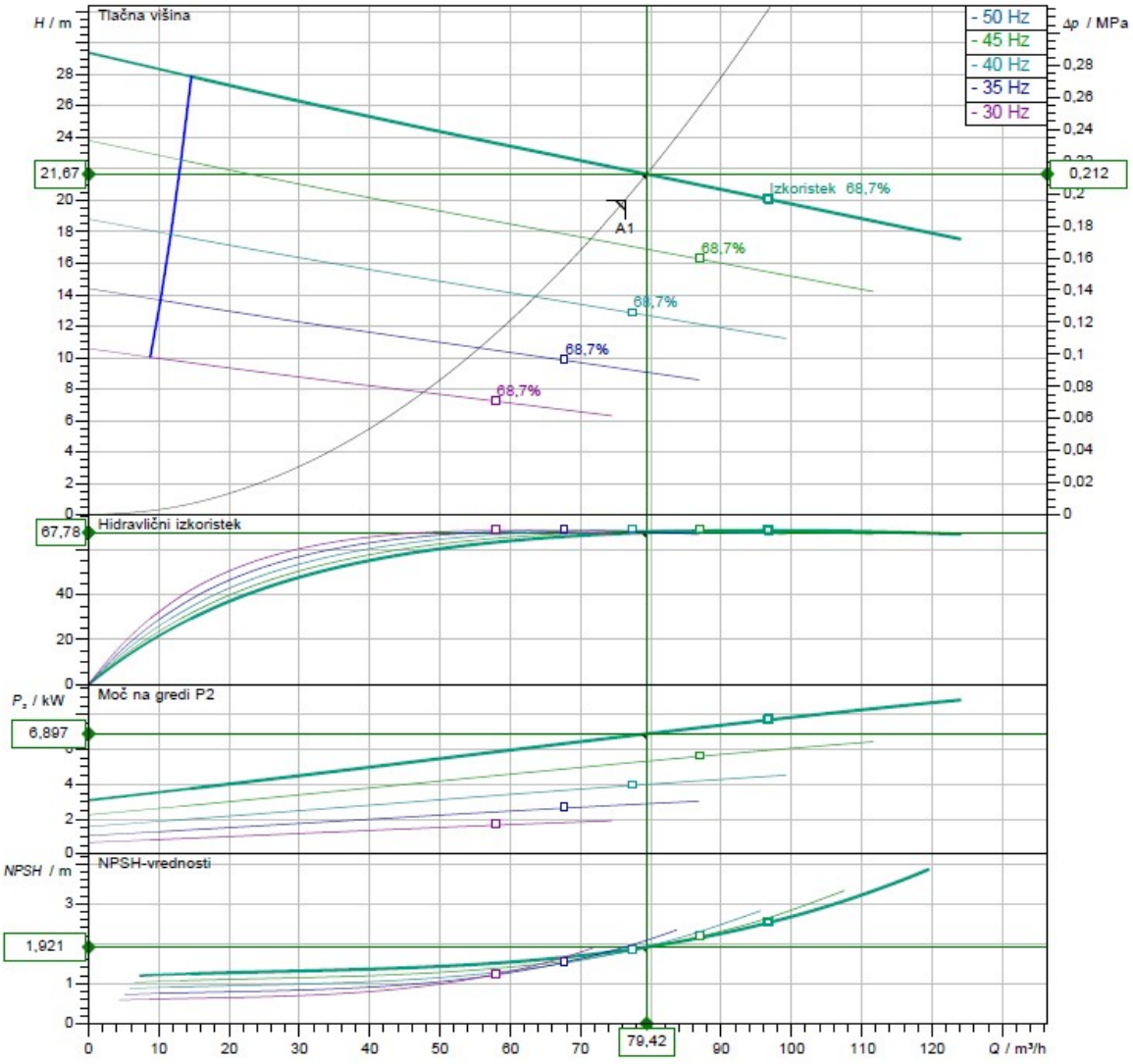
n:	535 mm	s_1:	30 mm	a-max frame:	189 mm	empty weight:	611 kg
k:	611 mm	s_2:	30 mm	a-max actual:	145 mm	max. total weight:	683 kg
l:	465 mm	h:	1922 mm			max. bolt length:	400 mm

Pos	**Size**	**Type**	**Media**	**Side/Flow**	**m**
1F	DN100	Rubber insert EN1092-1-PN16 EPDM	Water	hot - in	4 mm
2F	DN100	Rubber insert EN1092-1-PN16 EPDM	Ethylene glycol	cold - out	4 mm
3F	DN100	Rubber insert EN1092-1-PN16 EPDM	Ethylene glycol	cold - in	4 mm
4F	DN100	Rubber insert EN1092-1-PN16 EPDM	Water	hot - out	4 mm

2.2.3. Črpalke

Za prenos oz. distribucijo medija med glavnimi elementi za proizvodno toplote skrbijo črpalke, ki so opremljene s frekvenčno regulacijo.

Zajem vira toplote oz. prečrpavanje očiščene vode poteka s potopno črpalko iz bazena za vodo za spiranje (27BB001) preko prenosnika toplote (PT1) do izpusta v bazen merilnega mesta (32). V nadaljevanju je prikazan izbor potopne črpalke Wilo FA 08.64E z motorjem T 17.2-4/24H.



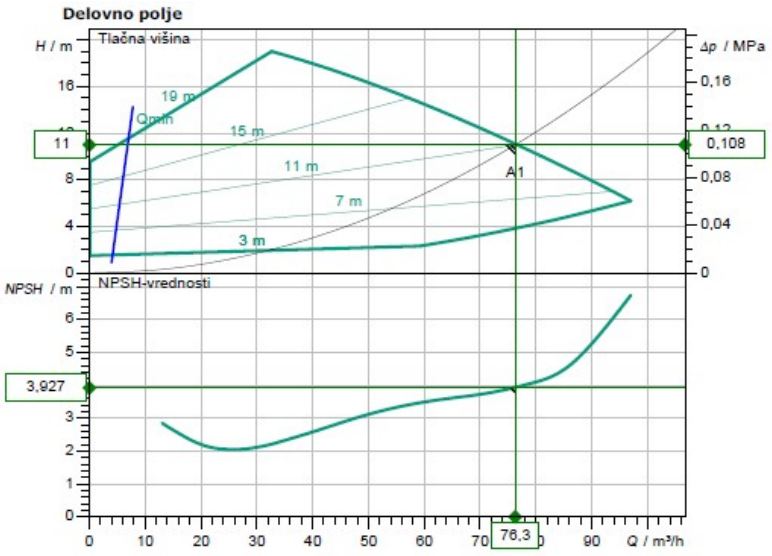
Podatki o moci se nanašajo na: Odpadna voda (100%); 20 °C; 998,2 kg/m³; 1,001001803 mm²/s
Tolerance as per ISO 9906 / Annex A.2

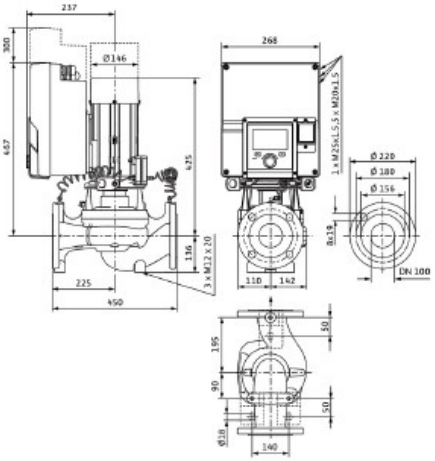
Pump		
Impeller Ø	designed	278 mm
Nazivno število vrtljajev		1417 1/min
Frekvenca		50 Hz
Tip tekača		Single-channel

Motor	
Rated power	10 kW

Duty point data	
Količina pretoka	79,4 m³/h
Črpalna višina	21,7 m
Moč na gredi	6,9 kW
Pump efficiency	67,78 %
Potrošnja el. toka	8,4 kW
NPSH-vrednost črpalke	1,9 m
Št. vrtljajev	1447 1/min

Na sekundarni strani prenosnika toplote 1 je zaprti tokokrog deminalizirane vode s 20% glikola. Za kroženje tega medija med prenosnikom toplote 1 in uparjalnikom toplotne črpalke 1 skrbi obtočna črpalka Wilo Stratos GIGA2.0-I 100/1-20/3,0.





Potrebni podatki

Črpalna količina	76,30 m³/h
Tlačna višina	11,00 m
Medij	Voda 100 %
Temperatura medija	20,00 °C
Gostota	998,20 kg/m³
Kinematična viskoznost	1,00 mm²/s

Hidravlični podatki (delovna točka)

Črpalna količina	76,30 m³/h
Tlačna višina	11,00 m
Nazivna moč P1	3,23 kW
NPSH	3,93 m

Informacije o proizvodu

Visoko učinkovita enojna črpalka s suhim rotorjem
Stratos GIGA2.0-I 100/1-20/3,0

Vrsta obratovanja	dp-v
Maks. delovni tlak	1,6 MPa
Temperatura medija	-20 °C ... +140 °C
Maks. temperatura okolice	50 °C
Minimalni indeks učinkovitosti (MEI)	≥ 0.7

Podatki motorja

Konstrukcija motorja	EC-motor
Razred energijske učinkovitosti	IE5
Omrežni priključek	3~ 400 V / 50 Hz
Dopustna toleranca napetosti	+-10 %
maks. število vrtljajev	2970 1/min
Nazivna moč P2	3,00 kW
Nazivni tok	5,10 A
Vrsta zaščite	IP55
Razred izolacije	F
Zaščita motorja	Tipalo PTC integrirano

Priključne dimenzije

Sesalni priključek	DN 100, PN 16
Priključek cevi na tlačni strani	DN 100, PN 16
Gradbena dolžina	450 mm

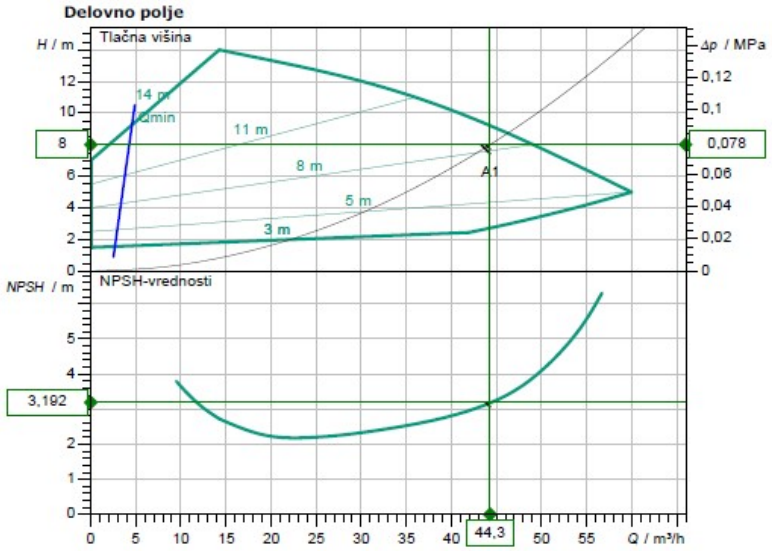
Materiali

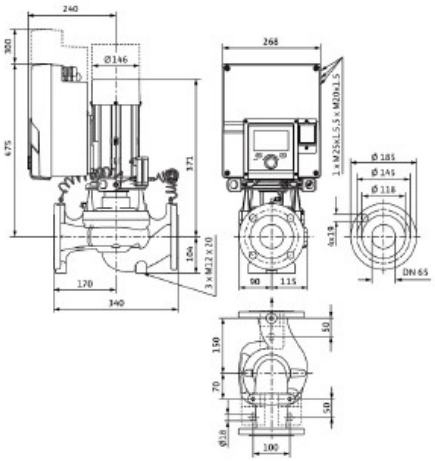
Ohišje črpalke	5.1301/EN-GJL-250
Tekač	PPS-GF40
Laterna	5.1301, EN-GJL-250 katodno lakirano
Gred	1.4057
Tesnilo gredi	AQ1EGG

Informacije za naročila

Teža pribl.	57 kg
Koda	2204765

Med prvo stopnjo (toplotna črpalka 1) in drugo stopnjo (toplotna črpalka 2) proizvodnje toplote je za kroženje medija predvidena obtočna črpalka Wilo Stratos GIGA2.0-I 65/1-15/1,5.





Potrebni podatki

Črpalna količina	44,30 m³/h
Tlačna višina	8,00 m
Medij	Voda 100 %
Temperatura medija	20,00 °C
Gostota	998,20 kg/m³
Kinematična viskoznost	1,00 mm²/s

Hidravlični podatki (delovna točka)

Črpalna količina	44,30 m³/h
Tlačna višina	8,00 m
Nazivna moč P1	1,41 kW
NPSH	3,19 m

Informacije o proizvodu

Visoko učinkovita enojna črpalka s suhim rotorjem
Stratos GIGA2.0-I 65/1-15/1,5

Vrsta obratovanja	dp-v
Maks. delovni tlak	1,6 MPa
Temperatura medija	-20 °C ... +140 °C
Maks. temperatura okolice	50 °C
Minimalni indeks učinkovitosti (MEI)	≥ 0.7

Podatki motorja

Konstrukcija motorja	EC-motor
Razred energijske učinkovitosti	IE5
Omrežni priključek	3~ 400 V / 50 Hz
Dopustna toleranca napetosti	+-10 %
maks. število vrtljajev	2930 1/min
Nazivna moč P2	1,50 kW
Nazivni tok	2,60 A
Vrsta zaščite	IP55
Razred izolacije	F
Zaščita motorja	Tipalo PTC integrirano

Priključne dimenzije

Sesalni priključek	DN 65, PN 16
Priključek cevi na tlačni strani	DN 65, PN 16
Gradbena dolžina	340 mm

Materiali

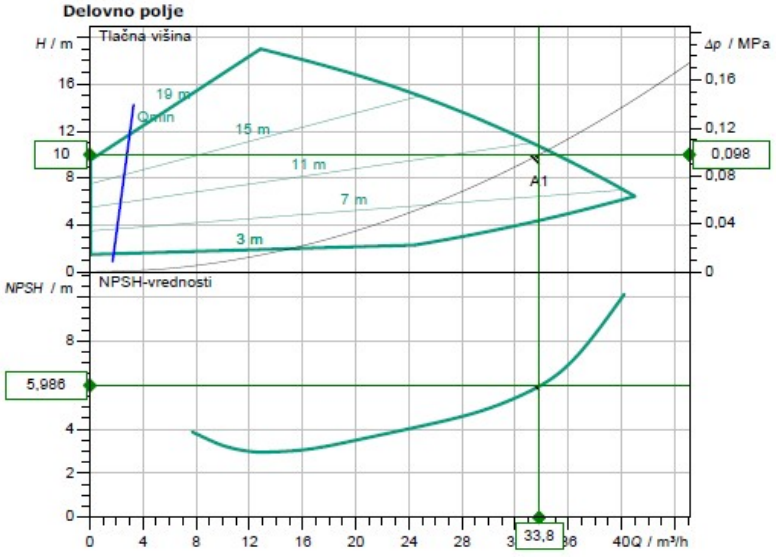
Ohišje črpalke	5.1301/EN-GJL-250
Tekač	PPS-GF40
Laterna	5.1301, EN-GJL-250 katodno lakirano
Gred	1.4057
Tesnilo gredi	AQ1EGG

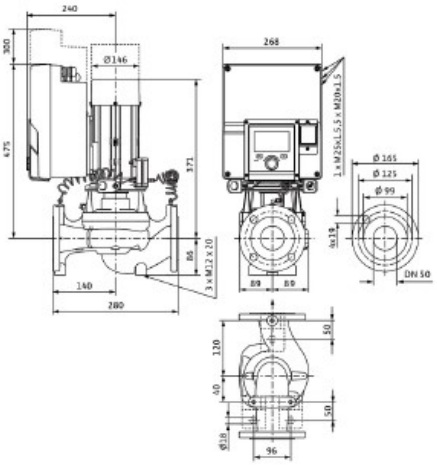
Informacije za naročila

Teža pribl.	41 kg
Koda	2204739

Za kroženje medija med toplotno črpalko 2 in prenosnikom toplote 2, preko katerega prenesemo proizvedeno toploto na sistem daljinksega ogrevanja, skrbi obtočna črpalka Wilo Stratos GIGA2.0-I 50/1-20/1,5. Enak tip obtočne črpalke je predviden tudi za distribucijo toplote od prenosnika toplote 2 do magistralnega toplovoda DN250.

Delovno polje





Potrebni podatki

Črpalna količina	33,80 m³/h
Tlačna višina	10,00 m
Medij	Voda 100 %
Temperatura medija	20,00 °C
Gostota	998,20 kg/m³
Kinematična viskoznost	1,00 mm²/s

Hidravlični podatki (delovna točka)

Črpalna količina	33,80 m³/h
Tlačna višina	10,00 m
Nazivna moč P1	1,48 kW
NPSH	5,99 m

Informacije o proizvodu

Visoko učinkovita enojna črpalka s suhim rotorjem
Stratos GIGA2.0-I 50/1-20/1,5

Vrsta obratovanja	dp-v
Maks. delovni tlak	1,6 MPa
Temperatura medija	-20 °C ... +140 °C
Maks. temperatura okolice	50 °C
Minimalni indeks učinkovitosti (MEI)	≥ 0.7

Podatki motorja

Konstrukcija motorja	EC-motor
Razred energijske učinkovitosti	IE5
Omrežni priključek	3~ 400 V / 50 Hz
Dopustna toleranca napetosti	+-10 %
maks. število vrtljajev	4020 1/min
Nazivna moč P2	1,50 kW
Nazivni tok	2,50 A
Vrsta zaščite	IP55
Razred izolacije	F
Zaščita motorja	Tipalo PTC integrirano

Priključne dimenzije

Sesalni priključek	DN 50, PN 16
Priključek cevi na tlačni strani	DN 50, PN 16
Gradbena dolžina	280 mm

Materiali

Ohišje črpalke	5.1301/EN-GJL-250
Tekač	PPS-GF40
Laterna	5.1301, EN-GJL-250 katodno lakirano
Gred	1.4057
Tesnilo gredi	AQ1EGG

Informacije za naročila

Teža pribl.	37 kg
Koda	2204732

2.2.4. Objekt

Objekt tehnološkega postrojenja je zasnovana kot skeletna, lahka jeklena konstrukcija, pokrit in zaprt z vseh štirih strani. Dimenzije so (širina x dolžina x višina): 7,50 m x 9,00 m x 4,00 m,

Glavni konstrukcijski okviri in sekundarni nosilci bodo izdelani iz jeklenih profilov.

Streha strojnice bo enokapnica, naklona 5°, izvedena bo s termoizolacijskimi paneli, ki bodo pritrjeni na sekundarne nosilce. Stene strojnice bodo izveden s fasadnimi termoizolacijskimi paneli, pritrjenih na jekleno podkonstrukcijo. Po obodu se bo stik streha-stena zaščitil z zaključnimi letvami iz pločevine, žlebom in vertikalnimi odtočnimi cevmi za odvod padavinske vode.

Vsi jekleni profili bodo barvani v isti barvi (RAL npr. 9006 ali po izboru naročnika). Strešni in fasadni paneli bodo v isti barvi npr. TRIMO paneli RAL 9006 ali po izbiri naročnika).

Za temelj objekta se predvidijo točkovni temelji (širina x dolžina x višina): 1,20m x 1,20m x 0,74 m, na katere se bo izvedla talna plošča debeline 20 cm.

V strojnici se predvidi glavni okviri iz jeklenih profilov; stebri HEA100, primarni nosilci IPE160. Sekundarni nosilci bodo jekleni profili pravokotnega prereza HOP 100 x 60 x 4 mm, diagonale zavetrovanja bodo jekleni profili kvadratni prerez HOP 40 x 40 x 3 mm.

2.2.5. Batarijski sistem

Za podporo delovanju sistema toplotne črpalke je predvidena vgradnja baterijskega hranilnika električne energije. BHEE je predviden v kontejnerski izvedba, lociran v neposredni bližini novega tehnološkega objekta z naslednjimi glavnimi karakteristikami:

- Moč 500 kW energije 1000 kWh.
- Povezava na električno omrežje.
- Umestitev v prostor.
- Določitev optimalne velikosti BHEE (moč in kapaciteta) glede na trenutno in predvideno rabo na lokaciji v povezanem modelu in sam priklop v energetsko infrastrukturo bo obdelan v kasnejši fazi projektne dokumentacije.

2.3. EKONOMSKI KAZALNIKI IN ZAKLJUČKI

Skozi idejno zasnovo smo prikazali izračune procesa pri najbolj neugodnem scenariju, pri temperatura vira 12°C (na katerega je dimenzionirana tehnološka oprema) in pa pri letno povprečni temperaturi vira toplote 17°C, ter določili potrebno tehnološko opremo za proizvodnjo toplote, ki je osnova za izračun investicijske vrednosti projekta.

Ocenjena investicijska vrednost postavitve novega tehnološkega postrojenja znaša **2.245.000,00 €**. V investicijo oceno so zajeti naslednji stroški:

- Projektna dokumentacija: **125.000,00 €**
- Arhitekturno gradbeni del – objekt TČ in BHEE: **350.000,00 €**
  - izkopi, zaščita gradbene jame, armatura in opaži, temeljenje, AB konstrukcija,…
  - jeklena konstrukcija, fasadni paneli, krovsko kleparska dela, estrihi,…
  - zunanja ureditev (dovozi, zasaditev,…)
- Gradbeni del – energetski most in objekt mešalne postaje: **225.000,00 €**
  - izkopi, zaščita gradbene jame, armatura in opaži, temeljenje, AB konstrukcija,…
  - jeklena konstrukcija dolžine cca 30m, cevovod 2xDN100
  - inštalacije
- Elektro del: **175.000,00 €**
  - ozemljitve, strelovodi, NN stikalni bloki, videonadzor, scada in sw,…
- Strojno-tehnološki del: **1.300.000,00 €**
  - več-stopenska toplotna črpalk, ureditev zajema in črpanja iz obstoječega bazena
  - pomožni elementi (črpalke, prenosniki toplote, ekspanzijske posode,…)
  - krmilno regulacijska oprema in tehnološke povezave
  - BHEE
- Ostalo: **70.000,00 €**
  - upravni postopki, takse, nepredvidena dela,…

<u>Določitev proizvodne cene toplote</u>

Za izračun stroška za proizvodnjo toplote smo izdelali na osnovi glavnih tehničnih karakteristikah postrojenja (prikazane v nadaljevanju), podatka cene električne energije (katerega je podal naročnik), celotne investicijske vrednosti novih proizvodnih virov električne in toplotne energije (brez in s sofinanciranjem) in amortizacijske dobe 10 let.

1. Brez sofinanciranja

Naziv objekta	Nazivna moč [kW]	Letna proizvodnja [MWhel]	Letna proizvodnja [MWhth] 4000ur	Letna proizvodnja [MWhth] 8000ur	Ocena investicije [EUR]
SE CČN Šoštanj	106,12	137,95			161.568,00 €
SE Grmov Vrh	143,18	173,49			213.452,00 €
SE Mazej	55,2	65,59			90.280,00 €
mHE Čuješ	31	269			350.000,00 €
mHE Grmov Vrh	60	330			0
Toplotna črpalka z BHEE	766		3064	6128	2.245.000,00 €
Skupaj		976,03	3064	6128	**3.060.300,00 €**

2. S sofinanciranja

Naziv objekta	Nazivna moč [kW]	Letna proizvodnja [MWhel]	Letna proizvodnja [MWhth] 4000ur	Letna proizvodnja [MWhth] 8000ur	Ocena investicije [EUR]
SE CČN Šoštanj	106,12	137,95			48.470,40 €
SE Grmov Vrh	143,18	173,49			64.035,60 €
SE Mazej	55,2	65,59			27.084,00 €
mHE Čuješ	31	269			105.000,00 €
mHE Grmov Vrh	60	330			0
Toplotna črpalka z BHEE	766		3064	6128	673.500,00 €
Skupaj		976,03	3064	6128	**918.090,00 €**

Osnovni podatki proizvodnje toplote:

- Nazivna toplotna moč: 766 kW
- Temperaturni režim: 90/70°C
- Električna moč postrojena: 375 kW
- Število obratovalnih ur: 8000 ur
- Cena električne energije: 240 €/MWhel

Na letni ravni bi torej proizvedli **6.128 MWh** toplote, za kar bi porabili **3.000 MWh** električne energije.

Proizvodna električne energije je upoštevana z novimi in obstoječimi OVE proizvodnimi viri , kateri so prikazani o zgornji tabeli. Pri predpostavki, da se celotna proizvedena električna energije iz OVE porabi za proizvodnjo toplote, bi primanjkljaj električne energije (katero bi morali kupiti po ceni 240 €/MWh) znašal **1950 MWh**. Ceno toplote smo izračunali skladno s aktom o metadologiji za oblikovanje cene toplote za daljinsko ogrevanje.

Brez sofinanciranja	
	8000 ur/leto [EUR/MWh]
Variabilni del cene	79,27
Fiksni del cene	450.365,54
Povprečna cena	**135,56**

S sofinanciranjem	
	8000 ur/leto [EUR/MWh]
Variabilni del cene	79,27
Fiksni del cene	170.703,66
Povprečna cena	**100,61**

Cena proizvedene toplote bi na podlagi zgoraj navedenih podatkov znašala brez sofinanciranja **135,56 €/MWh**, s sofinanciranjem pa **100,61 €/MWh**.

V nadaljevanju smo izračunali ceno proizvedene toplote v primeru, da novo tehnološko postrojenje obratuje toplejših mesecih (od maja do oktobra). V tem primeru je povprečna temperatura vira toplote 20°C. V kolikor bi postrojenje obratovalo samo v tem obdobju bi lahko prišlo do umestitve manjše toplotne črpalke za ogrevanje medija na prvi stopnji (izračuna manjše toplotne črpalke je prikazan na koncu tehničenega poročila).

Osnovni podatki proizvodnje toplote pri obratovanju v toplejših mesecih:

- Nazivna toplotna moč: 766 kW
- Temperaturni režim: 90/70°C
- Električna moč postrojena: 375 kW
- Število obratovalnih ur: 4000 ur
- Cena električne energije: 240 €/MWhel

Na letni ravni bi proizvedli **3.064 MWh** toplote, za kar bi porabili **1.500 MWh** električne energije.

Pri predpostavki, da se celotna proizvedena električna energije iz OVE porabi za proizvodnjo toplote, bi primanjkljaj električne energije znašal 525 MWh. Za izračun cene proizvedene toplote smo upoštevali, da naročnik zagotovi dodatni OVE za proizvodnjo električne energije (za pokrivanje primanjkljaja).

Brez sofinanciranja	
	4000 ur/leto [EUR/MWh]
Variabilni del cene	0,00
Fiksni del cene	450.365,54
Povprečna cena	**112,59**

S sofinanciranjem	
	4000 ur/leto [EUR/MWh]
Variabilni del cene	0,00
Fiksni del cene	170.703,66
Povprečna cena	**42,68**

Cena proizvedene toplote bi na podlagi zgoraj navedenih podatkov znašala brez sofinanciranja **112,59 €/MWh**, s sofinanciranjem pa **42,68 €/MWh**.

Predlogi in zaključki

Projekt ima velik pomen začetka umeščanja novih OVE proizvodnih virov toplote v sistem daljinskega ogrevanja v Šaleški dolini. Gre sicer za manjši vir, ki bi predvsem deloval v poletnih mesecih za delno pokrivanje potreb toplote (STV) na območju Topolšice in Podhrastnika.

Iz analize cene toplote proizvedene iz novega proizvodnega vira je razvidno, da je optimalno delovanje postrojenja v obdobju toplejših mesecev (manj kot 4000 ur/leto). V tem času so temperature dovoda in povratka v magistralnem toplovodu nižje kot v zimskem obdobju, kar pomeni, da lahko proizvedeno toploto vključimo direkno v dovodno cev toplovoda (temperatura na izstopu iz novega postrojenja enaka ali večja od dovoda). V zimskem obdobju zaradi trenutno visokih temperatur dovoda v magistralnem toplovodu (višje kot pa na izstopu iz novega postrojenja) lahko segrevamo samo povratek mag. toplovoda. V tem primeru so izgube proizvedene toplote bistveno višje kot pa v primeru vključitve novega proizvodnega vira za obdobje toplejših mesecev.

Pri predpostavki, da naročnik zagotovi dodatni OVE za proizvodnjo električne energije (za pokrivanje primanjkljaja – 525MWhel) in s 70% sofinanciranje projektov, bi cena toplote znašala manj od trenutne nabavne cene iz obstoječega vira toplote za DO Šaleške doline.

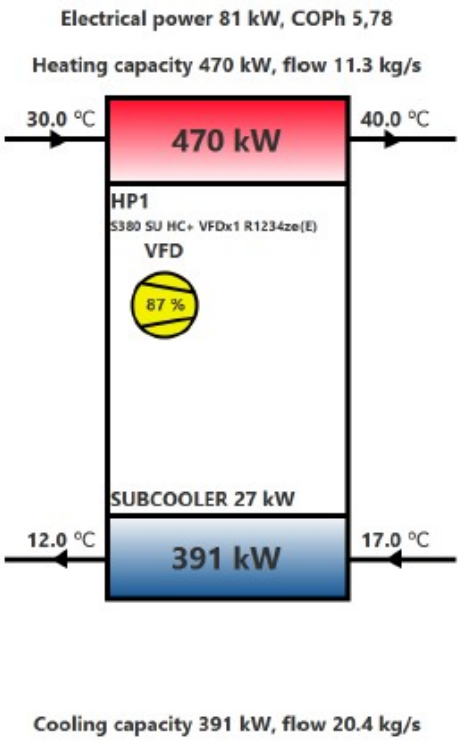
Na podlagi analiz in pomena projekta predlagamo nadaljno podrobno razdelavo projektne dokuemntacije (izdelava projektne dokumentacije za izvedbo).

Prikaz izračuna manjše toplotne črpalke

CASE 1-WORSE CASE

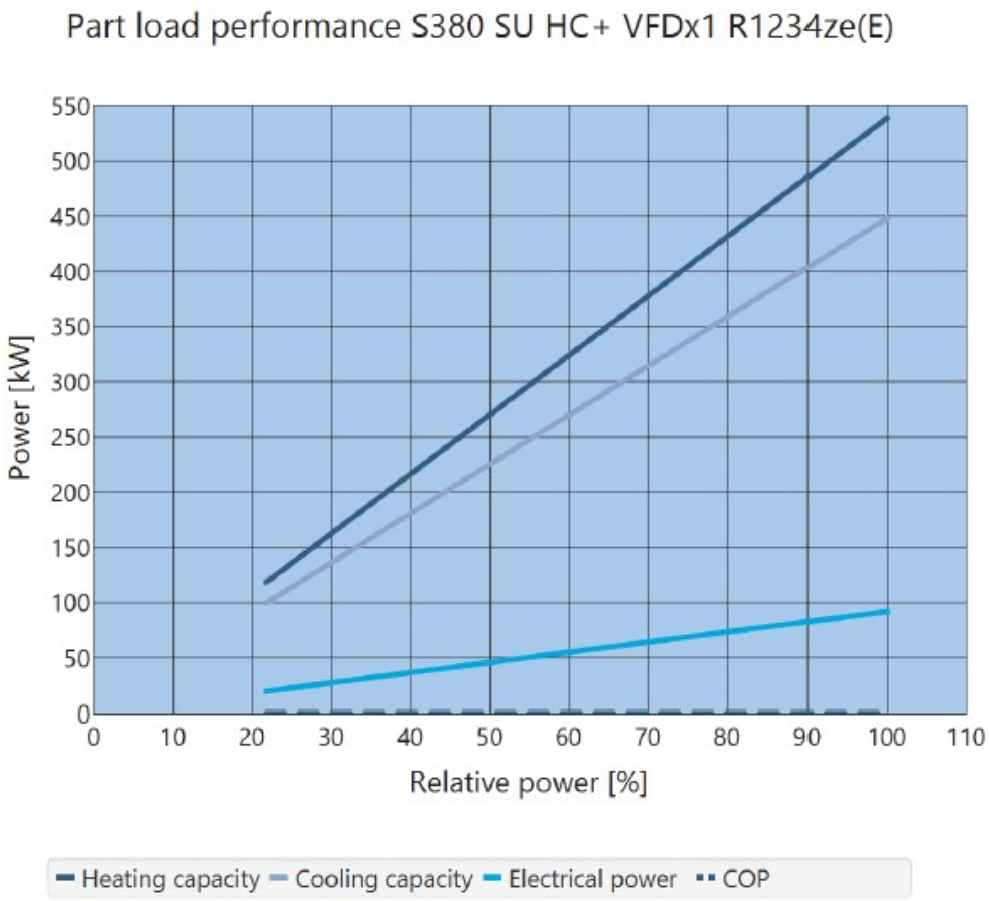
PERFORMANCE (±5 % ACCURACY) - CASE 1-WORSE CASE

Type	
Heat pumps	1
Heating capacity	470 kW
Refrigeration capacity acc. to EN 12900	391 kW
Power consumption	81 kW
COP	5.78
Heat sink (condenser)	
Type of heating medium	water
Heat sink inlet temperature	30.0 °C
Heat sink outlet temperature	40.0 °C
Flow	11.3 l/s
Pressure loss in heat exchanger	31 kPa
Heat source (evaporator)	
Type of coolant	water - ethylene glycol (20 %)
Heat source inlet temperature	17.0 °C
Heat source outlet temperature	12.0 °C
Flow	20.0 l/s
Pressure loss in heat exchanger	41 kPa



PERFORMANCE - HP1 - S380 SU HC+ VFDX1 R1234ZE(E) - CASE 1- WORSE CASE

CAPACITY CONTROL



CONDENSER

Flow	11.3 kg/s
Pressure drop	11 kPa

SUBCOOLER

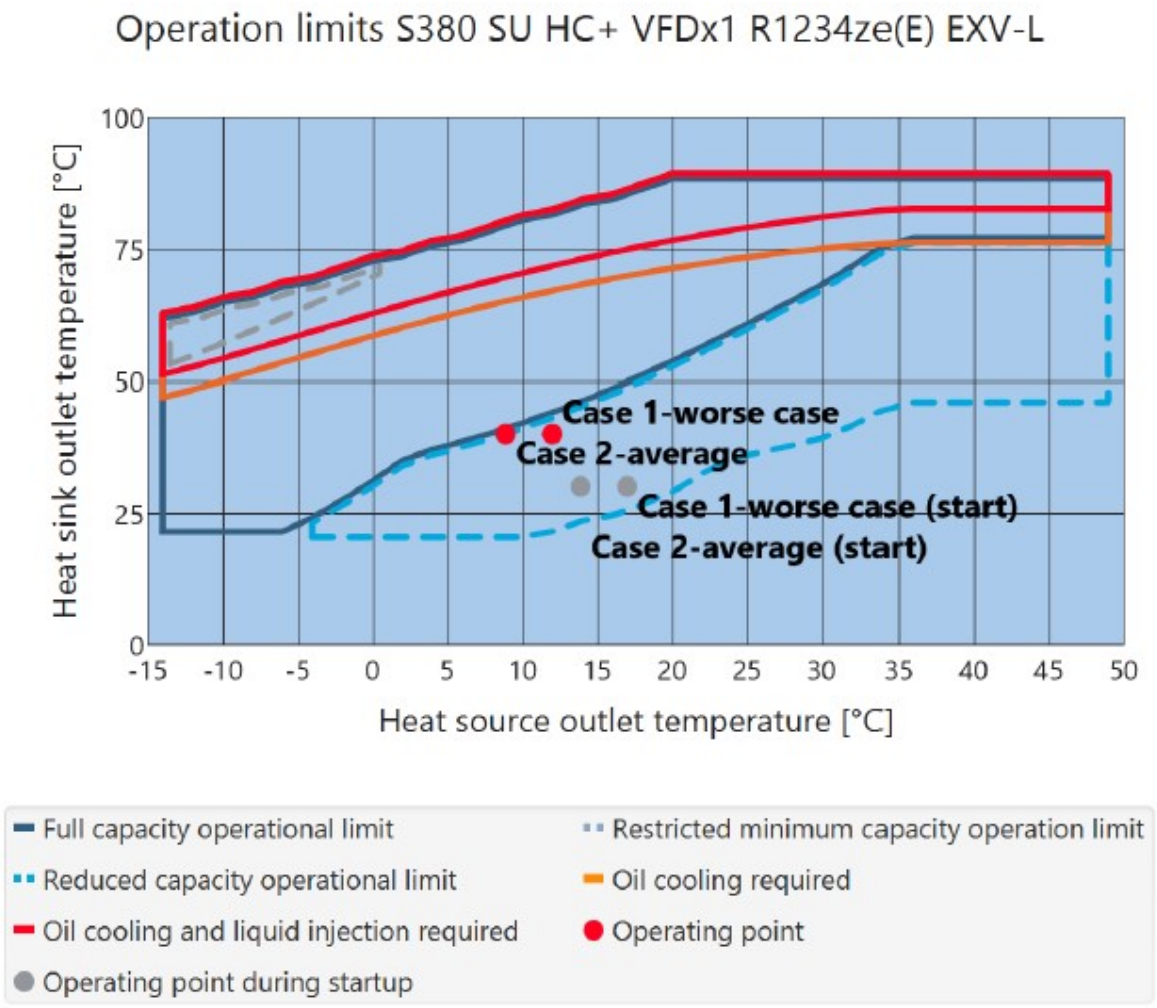
Flow	6.3 kg/s
Pressure drop	20 kPa

EVAPORATOR

Flow	20.4 kg/s
Pressure drop	41 kPa

OPERATION LIMITS

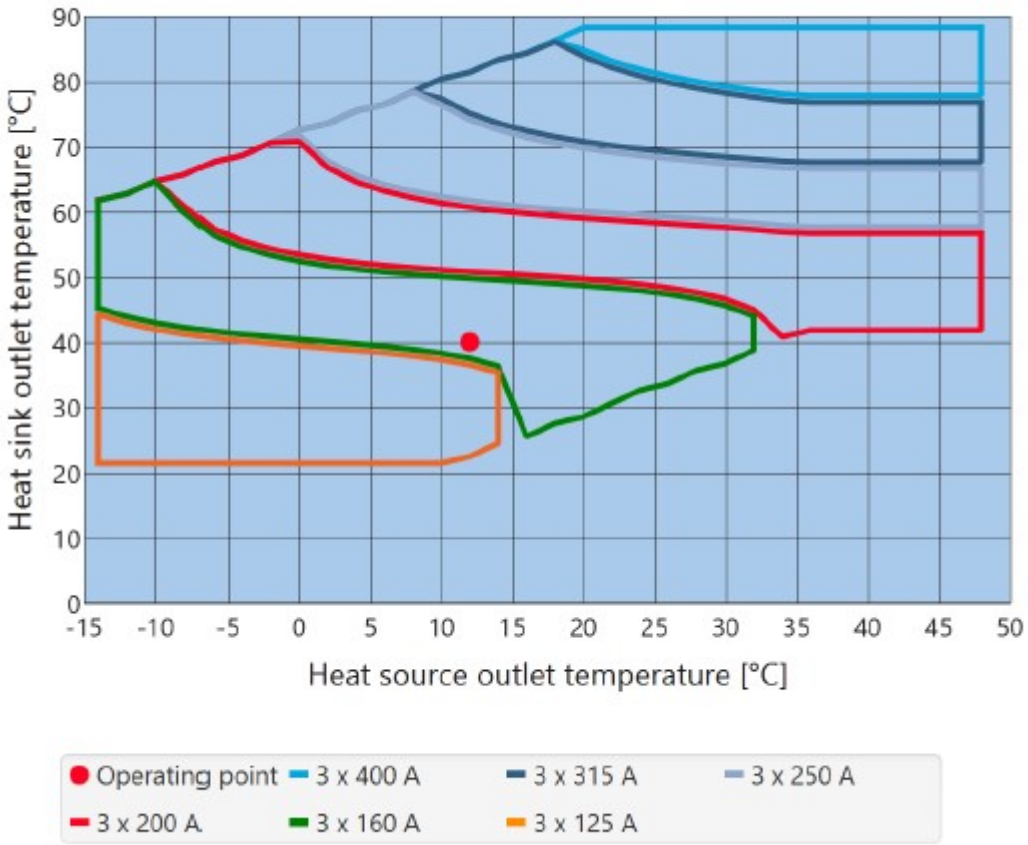
Maximum allowed heat source (evaporator) inlet temperature	50.0 °C
Maximum allowed heat source (evaporator) outlet temperature	49.0 °C
Minimum allowed heat source (evaporator) inlet temperature	-9.0 °C
Minimum allowed heat source (evaporator) outlet temperature	-14.0 °C



ELECTRICAL DETAILS

Actual power at design point	81 kW
Reactive power at design point	17 kvar
Apparent power at design point	83 kVA
Power factor at design point	0.98
Current at design point	119 A
Starting current at design point	119 A
Current at the most demanding operating point	357 A
Starting current at the most demanding operating point	357 A
Recommended fuse size for a maximum range of operation	3 x 500 A

Fuse size selection S380 SU HC+ VFDx1 R1234ze(E) (Part load 87 %)



TECHNICAL DATA - HP1 - S380 SU HC+ VFDX1 R1234ZE(E)

UNIT

Type	S380 SU HC+ VFDx1 R1234ze(E)
Item number	CHS38001HPV1
Compressors	1 screw compressor
Refrigerant (amount)	R1234ze(E) (circa 77.0 kg)
Description	Heat pump with AISI 304/316 brazed plate heat exchangers. Compact and completely factory packaged unit, ready for connection on site, dismounted for transportation.
Amount of liquid connections	6

CONDENSER

Design pressure (liquid side)	16.0 bar
Design temperature (liquid side)	120 °C
Maximum allowed flow	27.4 kg/s
Liquid channel volume	74.3 l
Plate material	AISI316L
Brazing material	Copper

SUBCOOLER

Design pressure (liquid side)	16 bar
Design temperature (liquid side)	120 °C
Maximum allowed flow	27.5 kg/s
Liquid channel volume	10.1 l
Plate material	AISI316L
Brazing material	Copper

EVAPORATOR

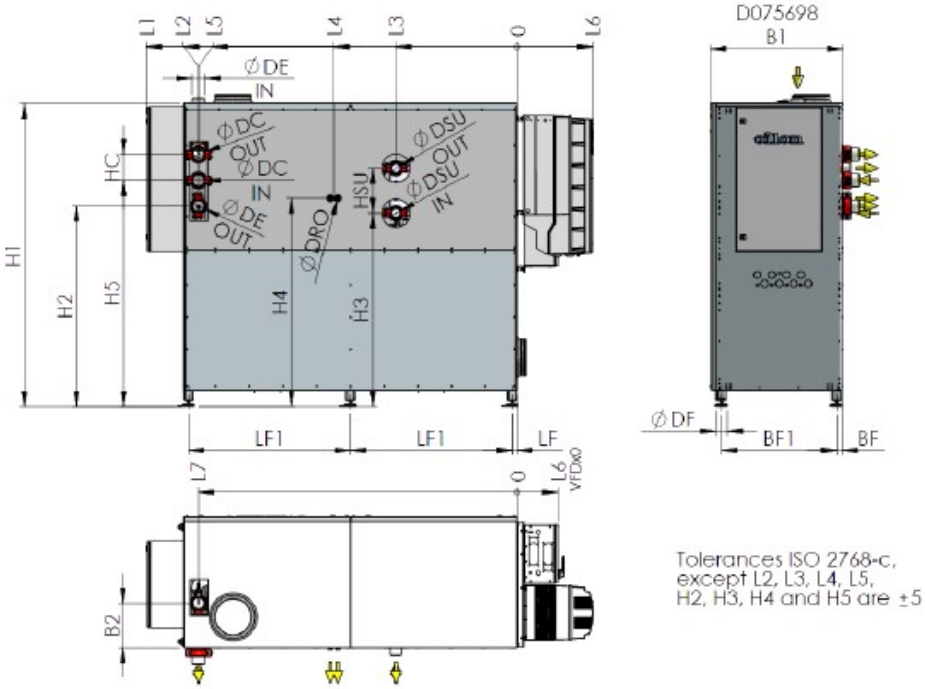
Design pressure (liquid side)	16 bar
Design temperature (liquid side)	120 °C
Maximum allowed flow	28.2 kg/s
Liquid channel volume	63.6 l
Plate material	AISI316L
Brazing material	Copper

DIMENSIONS

B1	911 mm	H5	1558 mm
B2	306 mm	HC	192 mm
BF	41 mm	HSU	324 mm
BF1	792 mm	L1	2551 mm
DC	DN80 Victaulic	L2	2192 mm
DE	DN80 Victaulic	L3	834 mm
DF	80 mm	L4	1101 mm
DRO	DN25	L5	2192 mm
DSU	DN80 Victaulic	L6	519 mm
H1	2091 mm	LF	35 mm
H2	1382 mm	LF1	1113 mm
H3	1333 mm	Weight	3600 kg
H4	1781 mm		



DE = Evaporator inlet/outlet connection
DSU = Subcooler inlet/outlet connection
DRO = Safety relief valve blow-out connection
DC = Condenser inlet/outlet connection

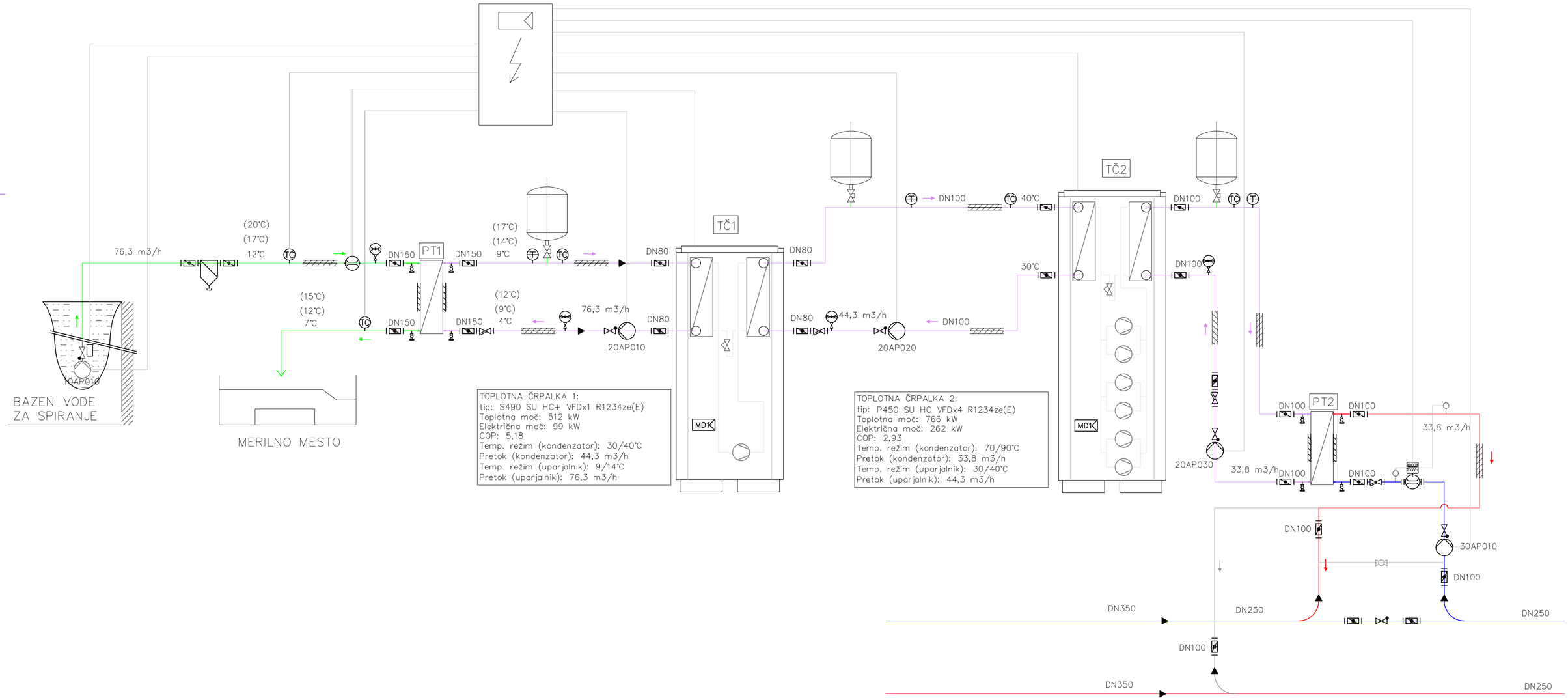


Tolerances ISO 2768-c,
except L2, L3, L4, L5,
H2, H3, H4 and H5 are ±5

3. RISBE

1330S.01.010	Shema energetskega postrojenja
1330S.01.020	Tloris energetskega objekta

Spr./Rev.:	Opis spremembe/Revision note:	Datum/Date:	Podpis/Sign.:
1	-	-	



TOPLOTNA ČRPALKA 1:
tip: S490 SU HC+ VFDx1 R1234ze(E)
Toplotna moč: 512 kW
Električna moč: 99 kW
COP: 5,18
Temp. režim (kondenzator): 30/40°C
Pretok (kondenzator): 44,3 m3/h
Temp. režim (uparjalnik): 9/14°C
Pretok (uparjalnik): 76,3 m3/h

TOPLOTNA ČRPALKA 2:
tip: P450 SU HC VFDx4 R1234ze(E)
Toplotna moč: 766 kW
Električna moč: 262 kW
COP: 2,93
Temp. režim (kondenzator): 70/90°C
Pretok (kondenzator): 33,8 m3/h
Temp. režim (uparjalnik): 30/40°C
Pretok (uparjalnik): 44,3 m3/h

Opozorilo: vgradne oz. montažne mere preveriti na izdelku pri montaži!

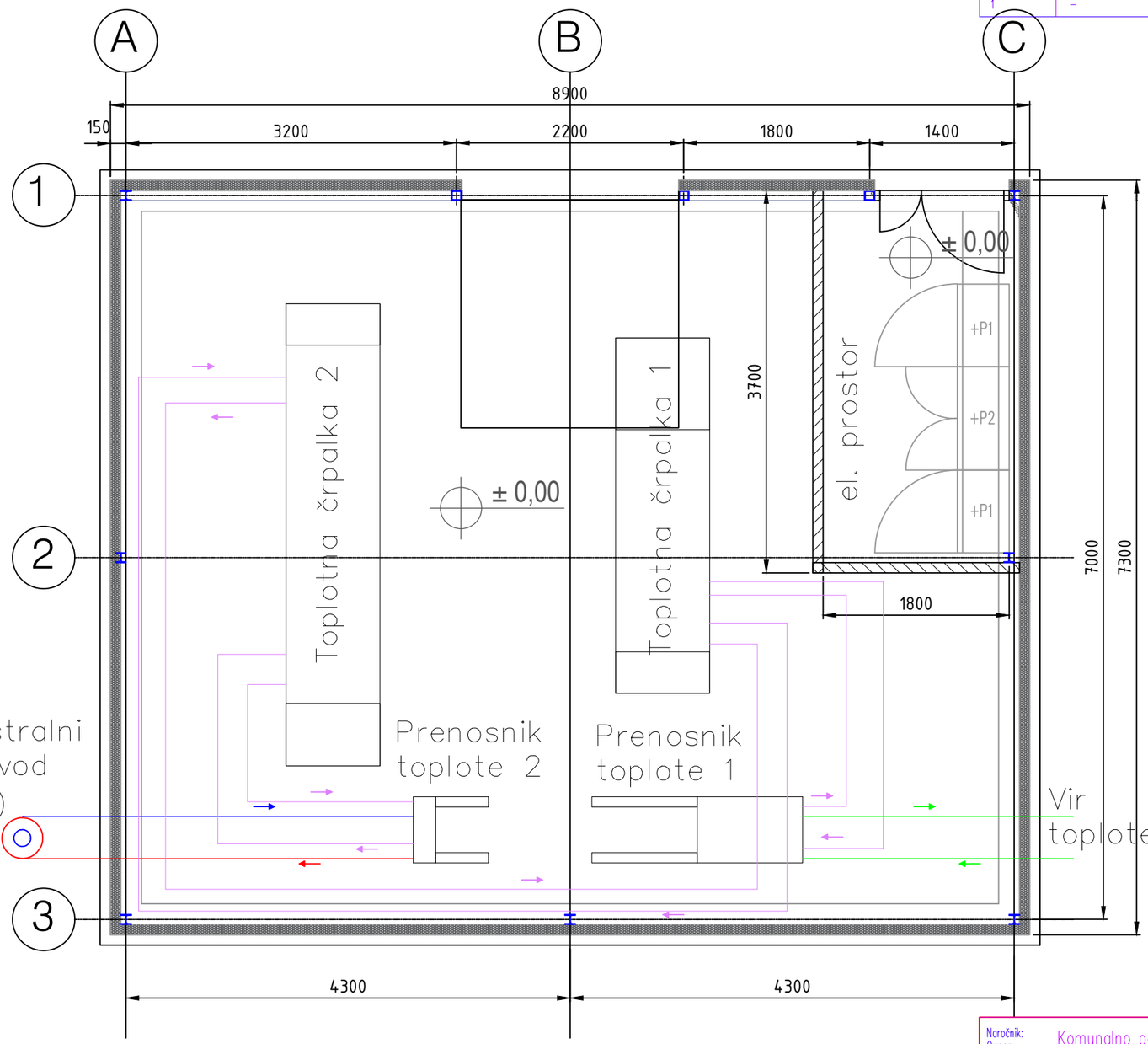
Ta načrt je last ESOTECH, d.d., VELENJE. Kopiranje ali uporaba v druge namene je dovoljena le s pisnim dovoljenjem.

This drawing is property of ESOTECH, d.d. Company for the implementation of projects in the energy sector and industry, Velenje. and is not to be copied or used without its written permission.

Naročnik: Owner:	Komunalno podjetje Velenje Koroška cesta 37/b 3320 VELENJE	Objekt/lokacija: Facility/location: ČČN Šaleška dolina
Podizvajalec: Subcontractor:		Del objekta/sistem: Part of facility/system:
	Ime/Name: / Id. št./Id.No:	Vsebina/naslov risbe: Drawing title: Shema energetske postaje
(Potrdil) VP: Approved:	B. Žigon, u.d.i.s. / S-0973	
(Preveril) PI: Confirmed:		
Izdelal: Designed:	Nejc Koleríč, d.i.s / S-1999	
Datoteka: File:	*.dwg	Št.projekta; Proj.No: 1330/2023 / Vrsta projdok.; Type of proj.doc.: Idejna zasnova / Vrsta načrta/mape; Type of drow./map: M4 / st/št; n/p: 1/1
IZS: 0402	ESOTECH družba za razvoj in izvajanje ekoloških in energetskih projektov, d.d. Prešeška c. 1, 3320 Velenje, Slovenija	Merilo/Scale: / Datum/Date: Dec. 2023 / Identifikacijska št.: Identification No.: 1330S.01.010 / Spr./Rev.: 0

Vse poročeni dokumenti so last podjetja ESOTECH d.d. Posredovanje teh dokumentov tretji osebi, ke posebej konkurenci, ni dovoljeno. Proti kršiteljem bo uveden kazenski postopek.

Spr./Rev.:	Opis spremembe/Revision note:	Datum/Date:	Podpis/Sign.:
1	-	-	



Opozorilo: vgradne oz. montažne mere preveriti na izdelku oz. pri montaži!

Vsi ponudbeni dokumenti so last podjetja ESOTECH d.d. Posredovanje teh dokumentov tretji osebi, še posebej konkurenci, ni dovoljeno. Proti kršiteljem bo uveden kazenski postopek.

This drawing is property of ESOTECH, d.d. Company for the implementation of projects in the energy sector and industry, Velenje. Copying for the implementation of projects in the energy sector and industry, Velenje, and is not to be copied or used without its written permission.

To načrt je last ESOTECH, d.d. VELENJE. Kopiranje, ali uporaba v druge namene, je dovoljena le s pisnim dovoljenjem.

Naročnik: Owner:	Komunalno podjetje Velenje Koroška cesta 37/b 3320 VELENJE	Objekt/lokacija: Facility/location: CČN Šaleška dolina
Podizvajalec: Subcontractor:		Del objekta/sistem: Part of facility/system:

	Ime/Name:	Id. št./Id.No:
(Potrdil) VP: Approved:	B. Žigon, u.d.i.s.	S-0973
(Preveril) PI: Confirmed:		
Izdelal: Designed:	Nejc Kolerič, d.i.s	S-1999
Datoteka: File:	*.dwg	

IZS: 0402

ESOTECH
družba za razvoj in izvajanje ekoloških in energetskih projektov, d.d.
Preloška c. 1, 3320 Velenje, Slovenija

Merilo/Scale: /

Datum/Date: Dec. 2023

Vsebina/naslov risbe: Drawing title:

Tloris energetskega objekta

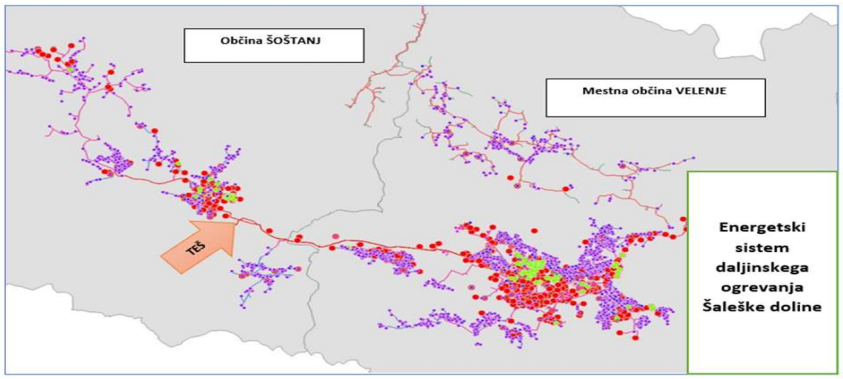
Št.projekta; Proj.No:	Vrsta proj.dok.; Type of proj.doc.:	Vrsta načrta/mape; Type of draw./map:	st/st; n/p
1330/2023	Idejna zasnova	M4	1/1

Identifikacijska št.: Identification No.:	1330S.01.020	Spr./Rev.:
		0

ESOTECH, d. d.
Preloška cesta 1, SI-3320 Velenje
www.esotech.si

IDEJNA ZASNOVA

ZA PRIKLJUČITEV ALTERNATIVNIH VIROV PROIZVODNJE TOPLOTNE ENERGIJE ZA DISTRIBUCIJSKI SISTEM TOPLOTE NA GEOGRAFSKEM OBMOČJU MESTNE OBČINE VELENJE IN OBČINE ŠOŠTANJ



Velenje, Januar 2020

Naziv projekta-študije:

IDEJNA ZASNOVA ZA PRIKLJUČITEV ALTERNATIVNIH VIROV PROIZVODNJE TOPLOTNE ENERGIJE ZA DISTRIBUCIJSKI SISTEM TOPLOTE NA GEOGRAFSKEM OBMOČJU MESTENE OBČINE VELENJE IN OBČINE ŠOŠTANJ

NAROČNIK:
Komunalno podjetje Velenje, d. o. o.
Koroška 37/b, 3320 Velenje

Številka dokumentacije :
ESOTECH št. 1223/2020

Izvajalec projekta-študije:
ESOTECH, d. d.,
Preloška cesta 1, 3320 Velenje

Direktor: Marko Škoberne Žig podjetja:
Podpis:

Odgovorni vodja projekta: Osebni žig:
Boštjan ŽIGON, univ. dipl. inž. str. S-0973
Podpis:

Študijo izdelali:

Mag. Robert Hudournik
Miran Zager
Nejc Kolerič
Nejc Jurko

Kraj in datum izdelave projekta-študije:
Velenje, Januar 2020

VSEBINA

1. Uvod 6
1.1. Analize stanja daljinskega ogrevanja v Šaleški dolini 2019, 2020 12
1.2. Stališča pomembnih akterjev na področjih energetike v Republiki Sloveniji 21
1.2.1 Stališča Ministrstva za infrastrukturo 21
1.2.2. Razvojni načrt proizvodnje in naložb v Holdingu Slovenske elektrarne 22
1.2.3. STALIŠČA Premogovnika Velenje 23
1.2.4. Proizvodnja električne in toplotne energije v Termoelektrarni Šoštanj 27
1.2.5. Dest letni razvojni načrt in vizija PLINOVODI, d. o. o. 32
1.2.6. Usmeritve lokalnih skupnosti MO Velenje , občine Šoštanj in Komunalnega podjetja Velenje, d. o. o. 34
2. Analiza dolgoročno razpoložljivih energetskih virov v šaleški dolini 37
2.1. Dolgoročno zagotavljanje potrebnega primarnega energenta - premoga lignita za potrebe TEŠ in DOT Šaleške doline 37
2.2. Možnosti in dolgoročne razpoložljivosti koriščenja zemeljskega plina s SPTE na zemeljski plin 39
2.3. Možnosti in dolgoročne razpoložljivosti koriščenja lesne biomase 40
2.4. Možnosti in dolgoročne razpoložljivosti koriščenja sončne energije 41
2.5. Možnosti in dolgoročne razpoložljivosti koriščenja termične obdelave komunalnih odpadkov 42
2.6. SFR in RFD frakcije odpadkov 43
2.7. Možnosti in dolgoročne razpoložljivosti koriščenja odpadne toplote iz tehnoloških procesov industrije in komunalnih sistemov v Šaleški dolini 44
2.8. Možnosti in dolgoročne razpoložljivosti koriščenja geotermalne energije 45
2.9. Možnost vgradnje hranilnikov toplotne energije v sistemih daljinskega ogrevanja Šaleške doline. 46
2.10. Ostale viri 47
3. Predvideni alternativni proizvodni viri toplote z opredeljeno uporabo primarnih energentov 48
3.1. Solarna toplarna 48
3.1.1 Veliki solarni sistemi s sezonskimi hranilniki toplote 48
Vrste sezonskih hranilnikov toplote v velikih sistemih 48
Primer sezonskega hranilnika v praksi 50
3.1.2 Način priklopa solarnega sistema 51
3.1.3 Primer iz prakse 52
3.1.4 Vezalna shema solarnega sistema v daljinsko omrežje brez hranilnika toplote 53
3.1.5 Ekonomska analiza 54
3.2. Uporaba odpadkov in biomase s tehnologijo uplinjanja 54
3.2.1 PILOTNI PROJEKT tehnologije uplinjanja za pridobivanje vodika, metana ali metanola SYNTECH 57

3.2.2 Ekonomska ocena....60
3.3. ZEMELJSKI PLIN....61
3.4. TOPLOTNE ČRPALKE VODA- VODA (koriščenje energije Šaleških jezer) 61
3.4.1 Ocenjena investicijska vrednost 63
3.5. MOŽNOSTI KORIŠČENJA NIZKOCENOVNE ELEKTRIČNE ENERGIJE V VN ELEKTRO KOTLIH....63
4. Predvidene mikrolokacije za postavitev alternativnih virov proizvodnje toplote . 66
5. Opredeljitev praga zadosnosti za dolgoročno zanesljivo proizvodnjo toplotne moči 75
5.1. Izhodiščne klimatske razmere: 75
5.2. Struktura obračunskih toplotnih moči....76
5.3. Analiza trendov nabave toplotne energije v TEŠ 2017-2019-prognoza 2020....77
5.4. Povprečne mesečne temperature dovoda in povratka ogrevne vode na pragu dobave v TEŠ....78
5.5. Idejna analiza obratovalnih temperatur v omrežju sistema DOT Šaleške doline 79
5.6. Izmerjene maksimalne konične toplotne moči po mesecih za ekstremni dan....80
5.7. Strukture prodaje variabilnega dela toplotne energije od 2017 do 2019 s prognozo za leto 2020....81
5.8. Strukture prodaje fiksnega dela toplotne moči od 2017 do 2019 s prognozo za leto 2020 83
5.9. Izmerjen-registriran maksimalni odjem toplotnih moči za ekstremni dan po občinah s sistemom SCADA-CNS-KP Velenje....84
5.10. IZRAČUNI PRAGA ZADOSTNOSTI PROIZVODNJE TOPLOTNE MOČI po mesecih za sistem daljinskega ogrevanja Šaleške doline....85
5.11. SCENARIJI DOLGOROČNE OSKRBE S TOPLOTNO ENERGIJO v Šaleški dolini 88
5.11.1. SCENARIJ-1:....89
5.11.2. SCENARIJ-2:....90
5.11.3. SCENARIJ-3:....91
5.11.4. SCENARIJ-4:....92
6. Kateri alternativni vir za proizvodnjo toplotne energije bi bili ekonomsko upravičeni in bi lahko bili uporabljeni za uravnoteženo obratovanje distribucijskega sistema v poletnih mesecih, pravtako pa bi jih lahko po potrebi vključevali v primeru izpada proizvodnje osnovnega proizvodnjega vira toplote v TEŠ.... 93
7. Izkoriščanje zemeljskega plina 98
7.1 Plinska kotlovnica 20 MW....98
7.1.1 Tehnični opis sistema....99
7.2 Kogeneracija s plinskimi motorji 105
7.2.1 Tehnični opis sistema....106
8. Proizvodnja toplote s toplotnIMI črpalkAMI.... 113
8.1 Odpadna toplota iz tehnoloških virov....114
8.2 Izkoriščanje toplote jezera....116

9. Izkoriščanje sončne energije 118
9.1 Solarni sistem daljinskega ogrevanja 118
9.1.1 Tehnične karakteristike sistema 120
10. Možnosti shranjevanja proizvedene toplote s hranilniki toplote 126
11. Določitev pričakovanih proizvodnjih cen toplotne energije iz predvidenih alternativnih virov proizvodnje po aktu o metodologiji za oblikovanje cen toplotne AE-RS (uradni list RS 27/15, 47/15, 61/15 in 36/16) 131
11.1. Strokovne podlage za celovito oceno možnosti za uporabo soproizvodnje in daljinskega ogrevanja 131
11.2. Uporabljena metodologija za oblikovanje proizvodnih cen oskrbe s toploto 132
11.3. MODEL IZRAČUNA VARIABILNIH, FIKSNIH in POVPREČNIH CEN TOPLOTE iz alternativnih virov 135
11.3.1. Idejni scenarij rasti cen toplote iz SEDANJIH proizvodnih virov v TEŠ 2019 do 2055 135
11.3.2. SPECIFIKACIJA MOŽNIH IDEJNIH ZASNOV NOVIH INVESTICIJSKIH PROJEKTOV V ALTERNATIVNE VIRE PROIZVODNJE ENERGIJE V ŠALEŠKI DOLINI 138
11.3.3. Idejni izračuni pričakovanih cen toplotne oskrbe iz alternativnih virov proizvodnje toplote 139
12. ZAKLJUČKI in predlogi 143
13. Uporabljeni viri in literatura 151

KAZALO SLIK

Slika 1.1: Sedanje stanje proizvodnih virov toplote v TEŠ-2019-2020……...12
Slika 1.2.:Sedanje prioritete obratovanja proizvodnih virov toplote v TEŠ-2019-2020……12
Slika 1.3.: Prikaz konične mesečne odjemne toplotne moči za občino Šoštanj in MO Velenje……..13
Slika 1.4.: Prikaz skupne odjemne konične toplotne moči na pragu TEŠ za DOT……..13
Slika 1.5.: Sedanje stanje razmerja rabe končne energije in distribucijskih izgub v sistemu DOT Šaleške doline……14
Slika1.6: Sedanje stanje geografskih območij daljinske energetike Šaleške doline……...14
Slika1.7: Situacija CRTP in magistralnih razvodov toplote v Šaleški dolini……..15
Slika1.8: Situacija energetskega omrežja DOT Šaleške doline……..16
Slika1.9: CEP-Pohrastnik 14 MW……17
Slika1.10: Črpališče CEP- Pohrastnik 14 MW……17
Slika1.11: Situacija toplovodnega razvoda za Topolšico in lokacija CEP-Pohrastnik 14 MW……..17
Slika1.12: CEP-70 MW Koroška 3a Velenje……...18
Slika1.13: Črpališče CEP-70 MW Koroška 3a Velenje……18
Slika1.14: Situacija energetskega omrežja DOT iz CEP-70 MW v MO Velenje……...18
Slika1.15: Lokacija črpališča 110 MW in 2C omrežje DOT MO Velenje……19
Slika1.16: 2C-Črpališče 110 MW za MO Velenje……...19
Slika1.17:Dispečerski center toplote na Koroški 3a……..20
Slika1.18: Algoritem CNS in TIS KP Velenje PE Energetika……20
Slika1.19: Prikaz on-line podatkov obratovanja sistema DOT preko CNS in TIS KP Velenje PE Energetika……..20
Slika 1.20: Prognozirani scenariji obratovanja Premogovnika Velenje do leta 2054……..24
Slika1.21: Scenarij dinamik izkopavanja lignita v Premogovniku Velenje do leta 2054……..24
Slika 1.22: Prognozirani pogrezi Velenjeskega jezera……..26
Slika 1.23: Prognozirani pogrezi Družmirskega jezera v občini Šoštanj……...26
Slika 1.24: Proizvodnja TEŠ 2018–2030……27
Slika 1.25: Idejni scenarij možnosti sosežiga SRF odpadkov v TEŠ in občini Šoštanj……..28
Slika 1.26: Idejna arhitektura predvidene investicije plinsko parnega postrojenja na lokaciji TEŠ……29
Slika 1.27: Prikaz možnih variant izgradnje NOVIH proizvodnih virov na lokaciji TEŠ……..30
Slika 1.28: Situacija sedanjega stanja prenosne plinovodne infrastrukture ZP v RS……..32
Slika 1.29: Situacija načrtovanih razvojnih investicij na prenosnem plinovodnem omrežju v RS……..34
Slika 2.1: Prečni presek skozi lignitno kadunjo (Vir: Dervarič, M. Rudniki in premogovniki v Sloveniji……38
Slika2.2: plinovodno omrežje na območju MOV in OŠ……..39
Slika 2.3: Potencial lesne biomase v SaŠa regiji……41
Slika 2.4: Potencial sončne energije v Sloveniji……42

Slika 2.5: Energetski potencial RFD goriva po regijah……..44
Slika 2.6: Potencial geotermalne energije Sloveniji……...46
Slika 3.1: HW TES – sezonski hranilnik toplote……..49
Slika 3.2: PTES – sezonski hranilnik toplote……...49
Slika 3.3: BTES – sezonski hranilnik toplote……..…50
Slika 3.4: ATES – sezonski hranilnik toplote……...50
Slika 3.5: Sezonski hranilnik toplote v mestu Vojens……51
Slika 3.6: Način priklopa solarnega sistema na omrežje sistema DO……51
Slika 3.7: Vezava solarnega sistema v sistem DO s sezonskim hranilnikom toplote……..52
Slika 3.8: Vezava solarnega sistema v sistem DO brez sezonskega hranilnika toplote……. 53
Slika 3.9:Vpliv velikosti SSE na ceno……...54
Slika 3.10: Procesi pri uplinjanju……...56
Slika 3.11. Sotočni uplinjevalnik s stabilno plastjo goriva (updraft)……57
Slika 3.12. Protitočni uplinjevalnik s stabilno plastjo goriva (downdraft)……..…57
Slika 3.13. Uplinjevalnik lebdečo plastjo (fluidized bed)……...57
Slika 3.14: Shema postrojenja……...58
Slika 3.15: Shema celotnega procesa možne obdelave odpadnih snovi in mesto uplinjevalnega postrojenja……...60
Slika 3.16: Sistem delovanja toplotne črpalke in viri toplote (Vir: Ekoenergija)……..62
Slika 3.17: Možni vir toplote……...63
Slika 3.18: Primer umestitve električnega kotla v sistem DOT……..…64
Slika 3.19: Shema sistema proizvodnje toplote iz VN električnih kotlih……..…64
Slika 3.20: Dimenzije referenčnega električnega kotla……..…65
Slika 3.21: Primer postavitve sistema z VN električnih kotlov……..…66
Slika 3.22: Povprečne cene toplote iz VN el. kotlov……..66
Slika 4.1: Vse možne mikro lokacije alternativnih virov proizvodnje toplote iz 1. FAZE študije 2019……..…67
Slika 4.2: Idejna lokacija plinske kogeneracije na lokaciji TEŠ……...68
Slika 4.3: Primer plinske kogeneracije……68
Slika 4.4: Idejna lokacija vršne plinske kotlovnice……69
Slika 4.5: Primer vršne plinske kotlovnice……...69
Slika 4.6: Shema priključitve vršne plinske kotlovnice na obstoječi vročevodni sistem…….70
Slika 4.7: Idejni terminski plan predvidene izgradnje vršne plinske kotlovnice 20 MW……...70
Slika 4.8: Možni površini za proučitev izvedbe solarne toplarne v Občini Šoštanj……...71
Slika 4.9: Idejne lokacije postavitve hranilnikov toplote……....71
Slika 4.10: Idejna lokacija postavitve toplotnih črpalk na lokaciji TEŠ……72
Slika 4.11: Idejne mikrolokacije solarne toplarne……..…72
Slika 4.12: Idejna lokacija plinske kogeneracije na lokaciji Selo MO Velenje……..73
Slika 4.13: Koncept plinske SPTE s hranilnikom toplote……73
Slika 4.14: Idejna lokacija postavitve plinske SPTE s hranilnikom toplote……...74
Slika 5.1: Klimatske razmere obravnavanega območja……....75
Slika 5.2: Zunanje temperature Šoštanj, Velenje……..…76
Slika 5.3: Struktura obračunskih toplotnih moči……..…76
Slika 5.4: Trendi nabave toplotne energije v TEŠ……77

Slika 5.5: Povprečne mesečne temperature dovoda in povratka ogrevalne vode na pragu dobave v TEŠ……..…78
Slika 5.6: Povprečne mesečne obratovalne temperature dovoda in povratka v sistemu DOT ŠD……..78
Slika 5.7: Situacijski prikaz merilnih tošk za obratovalni temperaturni režim v sistemu DOT Šaleške doline……..79
Slika 5.8: Idejni prikaz temperaturnih nivojev dovoda in povratka ogrevne vode ter temperaturnih razlih v sistemu DOT……79
Slika 5.9: Idejni grafični prikaz sedanjih temperaturnih režimov obratovanja DOT Šaleške doline (januar 2020)……....79
Slika 5.10: Izmerjene maksimalne konične toplotne moči po mesecih……..80
Slika 5.11: Maksimalne povprečne urne odjemne toplotne moči v letih 2017-2019……81
Slika 5.12: Struktura prodaje variabilnega dela toplote……....81
Slika 5.13: Letna prodaja variabilnega dela toplote……...82
Slika 5.14: Letni prihodki od prodaje variabilnega dela toplote……82
Slika 5.15: Struktura prodaje fiksnega dela toplote……83
Slika 5.16: Letni obsegi prodaje fiksnega dela toplote……..83
Slika 5.17: Letni obsegi prihodkov fiksnega dela toplote……84
Slika 5.18: Konične mesečne odjemne toplotne moči……...84
Slika 5.19: Skupna odjemna konična toplotna moč na pragu TEŠ za DOT ŠD……...85
Slika 5.20: Prikaz izračuna praga zadostnosti proizvodnje toplote……85
Slika 5.21: Mesečne konične toplotne moči po vrsti odjema toplote……..86
Slika 5.22: Prikaz zadostnosti proizvodnje konične toplotne moči po mesecih……86
Slika 5.23: Prikaz izračuna praga minimalne in maksimalne zadostnosti proizvodnje toplote……87
Slika 5.24: Strukture potreb po konični toplotni moči……...87
Slika 5.25: Prognoza zniževanja koničnih toplotnih moči 2020 do 2055……...88
Slika 5.26: Dolgoročna prognoza nabave in prodaje toplote v Šaleški dolini……88
Slika 5.27: Prikaz oskrbe s toploto v ŠD po scenariju 1……....89
Slika 5.28: Prikaz oskrbe s toploto v ŠD po scenariju 2……....90
Slika 5.29: Prikaz oskrbe s toploto v ŠD po scenariju 3……91
Slika 5.30: Prikaz oskrbe s toploto v ŠD po scenariju 4……92
Slika 6.1: Postopek izbire tehnologij kogeneracijskih sistemov……...94
Slika 6.2: Idejni izračuni pričakovanih investicijskih vrednosti……..……...97
Slika 7.1: Prikaz primera plinske kotlovnice……....99
Slika 7.2: Shema SPTE s plinskim motorjem……105
Slika 7.3: Prikaz SPTE s plinskim motorjem……..…106
Slika 7.4: Prikaz primera hranilnika toplote (TE-TOL)……..…109
Slika 8.1: Primer sistema z velikimi toplotnimi črpalkami (slika iz Dunaja)……..…113
Slika 8.2: Blok shema izkoriščanja hladilne vode iz hladilnega stolpa bloka 6……..…114
Slika 8.3: Prikaz izračunanih vrednosti sistema za izkoriščanje hladilne vode iz hladilnega stolpa bloka 6……115
Slika 8.4: Družmirsko in Velenjsko jezero……..…116
Slika 8.5: Prikaz izračunanih vrednosti sistema za izkoriščanje toplote jezera……..…116

Slika 9.1: Lokacija postavitve solarnega sistema……119
Slika 9.2: Urni diagram odjema toplotne energije na pragu TEŠ v MWh……119
Slika 9.3: Blok shema solarnega sistema proizvodnje toplote……...120
Slika 9.4: Ploščati sprejemnik sončne energije……121
Slika 9.5: Vpliv senčenja med vrstami……...121
Slika 9.6: Primer solarnega sistema s sezonskim hranilnikom toplote……..124
Slika 10.1: Tehnološka shema DO v povezavi s solarnim sistemom ogrevanja in TČ……..127
Slika 10.2: Tehnološka shema hranilnika toplote v povezavi s solarnim sistemom ogrevanja……....127
Slika 10.3: Shema vezave hranilnika toplote- stanje polnjenja hranilnika……...128
Slika 10.4: Shema vezave hranilnika toplote- stanje praznjenja hranilnika……128
Slika 10.5: Terminski plan izvedbe sistema za shranjevanje toplote……....129
Slika 11.1: Emisije CO2 iz različnih energentov……...131
Slika 11.2: Prognoza rasti cen emisijskih kuponov……...131
Slika 11.3: Prikaz fiksnih stroškov toplotne moči……....135
Slika 11.4: Prikaz variabilnih stroškov toplote- 2019 s prognozo 2020……....135
Slika 11.5: Prikaz variabilnih stroškov- 2030 s ceno emisijskih kuponov CO2……..…136
Slika 11.6: Prikaz variabilnih stroškov- 2055 s ceno emisijskih kuponov CO2……..……136
Slika 11.7: Stroškovna povprečna proizvodna cena toplote……136
Slika 11.8: Pričakovane povprečne prodajne cene TEŠ……....137
Slika 11.9: Pregled možnih investicijskih projektov za alternativne proizvodne vire toplote 2020 do 2030……..…138
Slika 11.10: Investicijske vrednosti alternativnih virov proizvodnje toplote……..…139
Slika 11.11: Fiksne cene za posamezne tehnologije……..……139
Slika 11.12: Variabilne cene za posamezne tehnologije……....140
Slika 11.13: Povprečne proizvodne cene toplote……..……141
Slika 11.14: Pričakovane povprečne proizvodne cene toplote po posameznih proizvodnih virih……..…141
Slika 11.15: Urejen pregled predvidenih povprečnih proizvodnih cen toplote……142
Slika 12.1: Povprečne maloprodajne cene toplote za gospodinjske odjemalce v posameznih mestih……..……146
Slika 12.2: Prognoza rasti povprečne proizvodne cene TEŠ……..146
Slika 12.3: Toplotna moč in proizvodnja toplote alternativnih virov toplote……....147
Slika 12.4: Investicijske vrednosti alternativnih virov proizvodnje toplote……..……147
Slika 12.5: Povprečne proizvodne ce4ne toplote……148
Slika 12.6: Nabor možnih novih srednjeročnih investicijskih projektov za alternativne proizvodne vire toplote 2020 do 2030……..……150

1. UVOD

V minulih 60. letih, natančneje od leta 1959 do leta 2019 je bil sistem daljinskega ogrevanja Šaleške doline ustrezno oskrbovan s toplotno energiji iz edinih proizvodnih virov toplote na energetski lokaciji Termoelektrarn Šoštanj v občini Šoštanj. Vse proizvodne energetske vire toplote je iz naprav sočasne proizvodnje električne in toplotne energije zagogavljala TEŠ in v zadnjih letih Holding slovenskih elektrarn.

Upravljalec sistema daljinskega ogrevanja Šaleške doline Komunalno podjetje Velenje, d.o.o. nabavlja potrebne količine toplotne energije in kemično pripravljene sistemske vode-deinata na osnovah sklenjene dolgoročne pogodbe.

Vsa potrebna energetska infrastruktura vseh proizvodnih virov toplote je v lasti TEŠ oziroma HSE.

Energetska infrastruktura celotnega in enotnega sistema daljinskega ogrevanja Šaleške doline pa je v lasti MO Velenje in Občine Šoštanj, ter v pogodbenem upravljanju Komunalnega podjetja Velenje, d. o. o..

Proizvodno prodajne cene toplote oblikuje TEŠ na osnovah veljavnega Akta o metodologiji za oblikovanje cen toplote, kot upravičeni proizvajalec toplotne energije. Soglasja za prvo oblikovanje proizvodnih cen toplote in spremembe izhodiščnih proizvodnih cen toplote izdaja Agencija za energijo RS.

Prodajne cene toplote do vseh končnih odjemalcev toplote pa oblikuje Komunalno podjetje Velenje, d.o.o. tudi na osnovah Akta o oblikovanju cen toplote, kot distributer toplotne energije. Soglasja za prvo oblikovanje prodajnih cen toplote in spremembe izhodiščnih prodajnih cen toplote Komunalnemu podjetju Velenje, d.o.o. izdaja Agencija za energijo RS.

Od leta 2015 so se pričele pojavljati na proizvodnih virih toplote v TEŠ določene obratovalne problematike, ki so pomembno vplivale na zanesljivost obratovanja in nemoteno oskrbo s toploto iz sistema daljinskega ogrevanja Šaleške doline.

Sočasno s tem pa je vedno bolj prisotna ideja, da bi bilo iz ekoloških razlogov primerno čim prej opustiti proizvodnjo električne energije iz neobnovljivih virov-premoga, kar bi lahko pomenilo zapiranje Premogovnika Velenje in prenehanje obratovanja sočasne proizvodnje električne energije in toplotne energije proizvodnih enot bloka 5 in bloka 6 na energetski lokaciji Termoelektrarn v Šoštanju.

Konkretnega datuma oziroma leta morebitnega zapiranja Premogovnika Velenje in morebitnega prenehanja obratovanja blokov 5 in 6 še do sedaj ni bilo jasno definiranega v potrjenih starteških dokumentih: Nacionalnem energetskem konceptu RS (NEK-RS) niti v Nacionalnem energetskem podnebnem načrtu RS (NEPN-RS Verzija 4.1. iz januarja 2020).

EU namenja v okviru svojih ekoloških prizadevanj znatna finančna sredstva za bodoča prestrukturiranja premogovnih regij in s tem prehod na proizvodnje ter rabo zelene energije. Iz Republike Slovenije sta v ta projekt že intenzivno vključeni Šaleška in Zasavska premogovna regija.

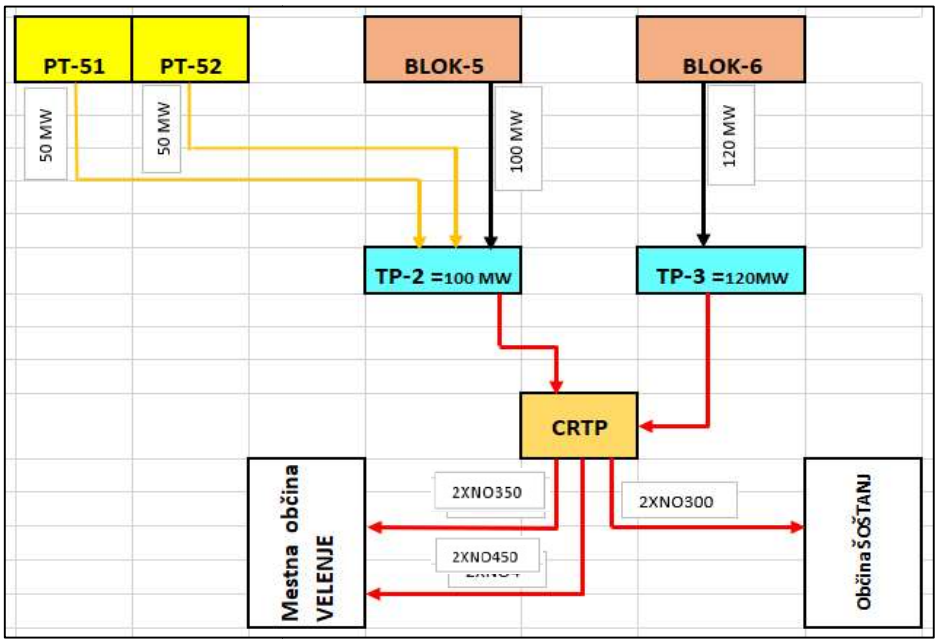
Do konca leta 2020 bi moralo biti znano do kdaj bo Premogovnik Velenje še lahko obratoval nato pa bo bol jasno, kako bo v prihodnje z obratovanjem proizvodnih virov elektrike in toplote v TE Šoštanj.

Zaradi dosedanjega 60 letnega projektnega in obratovalno tehnološkega koncepta enovitega energetskega sistema daljinskega ogrevanja Šaleške doline bodo vsa dogajanja in odločitve bistveno vplivale tudi na bodoče možne načine alternativntisočih proizvodnih virov toplotne energije ter neposredno na bodočo zanesljivost in ekonomiko oskrbe s toploto za več kot 40 tisoč občanov MO Velenje in Občine Šoštanj z vsemi industrijskimi odjemalci v Šaleški dolini.

Menimo, da bi lahko analize, ugotovitve in predlogi iz te študije lahko pomembno vplivali tudi na nabor potrebnih projektov in posledičnih energetskih infrastrukturnih investic iz področja daljinske energetike, ki se bi lahko financirali iz prej omenjenih evropskih sredstev za prestrukturiranje premogovne regije Šaleške doline.

1.1. Analize stanja daljinskega ogrevanja v Šaleški dolini 2019, 2020

PROIZVODNI VIRI TOPLOTE v TEŠ 2019, 2020

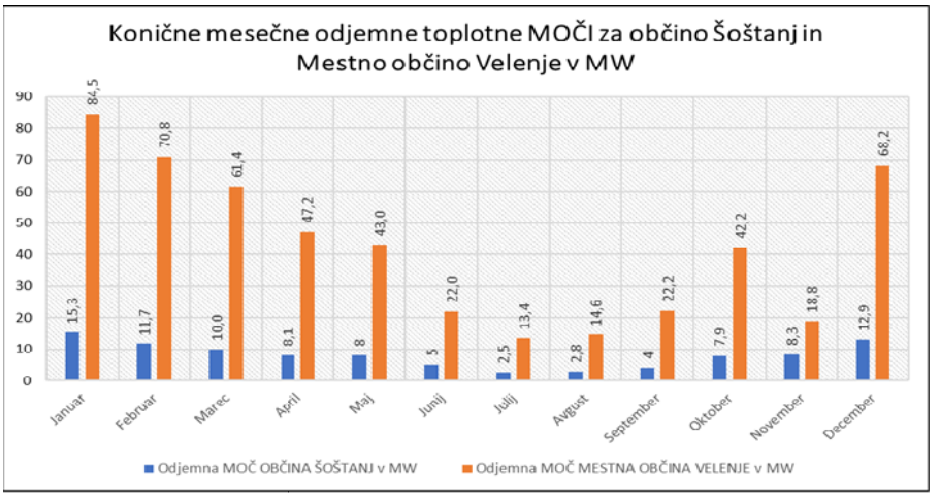


Slika 1.1: Sedanje stanje proizvodnih virov toplote v TEŠ-2019-2020

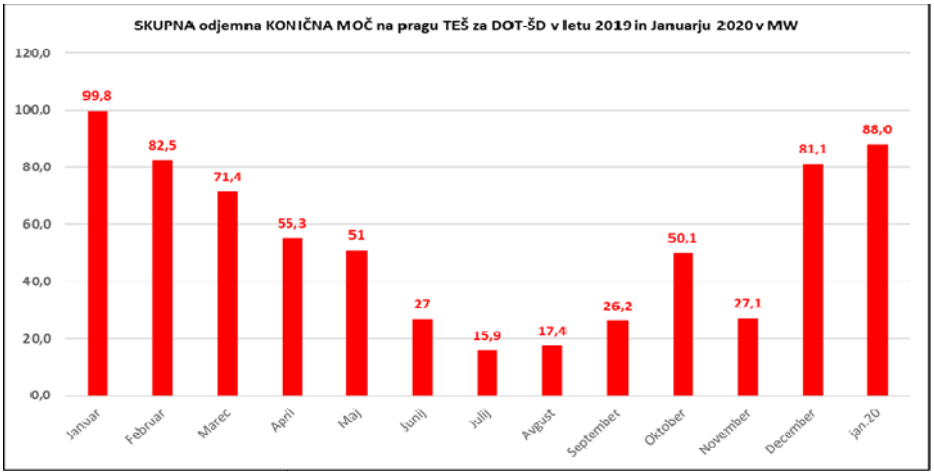
MOŽNOSTI NAPAJANJA-TP-TEŠ	Proizvodna enota TEŠ	Vrsta primarnega energenta	Lokacija odjema PRIMARNE ENERGIJE	Način proizvodnje TOPLOTE za DOT-ŠD	Max. TOPLOTNA MOČ ODJEMA PARE Pt v (MW)	RAZPOLOŽLJIVOST PRIMARNEGA VIRA do leta	TOPLOTNE POSTAJE v TEŠ	INŠTALIRANA MOČ TOPLOTNIH POSTAJ v TEŠ v (MW)	INŠTALIRANA TOPLOTNA MOČ KONZUMOV-DOT ŠD v (MW)	OBRAČUNSKA TOPLOTNA MOČ ODJEMLCEV iz DOT-ŠD v (MW)	KONIČNA TOPLOTNA MOČ KONZUMOV-DOT-ŠD v (MW)
Prioriteta-2	BLOK 5	Lignit PV	TA- odjem A4	SPTE-kogeneracija	60	2030	TP-2	100	270	215	120
		Lignit PV	TA- odjem A7	SPTE-kogeneracija	40	2030					
Prioriteta-3	PLINSKA TURBINA PT-51	Zemeljski plin	Utilizator	SPTE-kogeneracija	50	2025					
	PLINSKA TURBINA PT-52	Zemeljski plin	Utilizator	SPTE-kogeneracija	50	2025					
Prioriteta-1	BLOK 6	Lignit PV	TA-BLD4	SPTE-kogeneracija	64	2054	TP-3	120			
		Lignit PV	LGB	SPTE-kogeneracija	12						
		Lignit PV	TA-BLD5	SPTE-kogeneracija	44						

Slika 1.2.:Sedanje prioritete obratovanja proizvodnih virov toplote v TEŠ-2019-2020

Na osnovah prejetih podatkov iz izdelanega vprašalnika ESOTECH, št. 01 lahko ugotovimo sledeča stanja koničnih mesečnih odjemov toplotnih moči za Mestno občino Velenje in Občino Šoštanj:



Slika 1.3.: Prikaz konične mesečne odjemne toplotne moči za občino Šoštanj in MO Velenje



Slika 1.4.: Prikaz skupne odjemne konične toplotne moči na pragu TEŠ za DOT



Slika 1.5.: Sedanje stanje razmerja rabe končne energije in distribucijskih izgub v sistemu DOT Šaleške doline

DISTRIBUCIJSKI SISTEM TOPLOTE ZA GEOGRAFSKO OBMOČJU MESTNE OBČINE VELENJE IN OBČINE ŠOŠTANJ

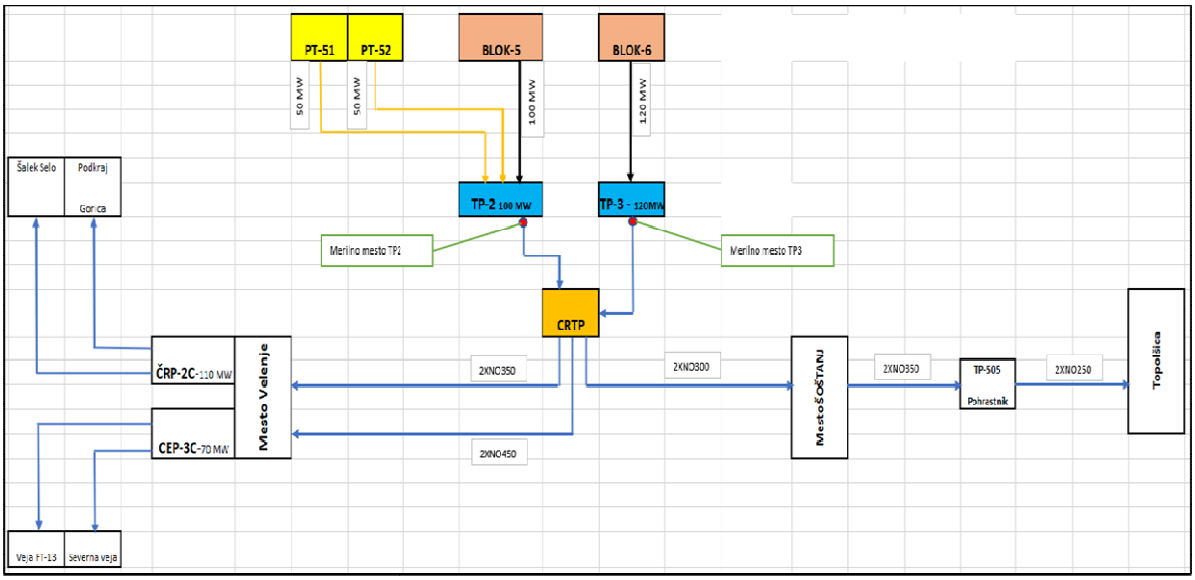
Distribucijski sistem daljinskega ogrevanja Šaleške doline je projektno in tudi izvedbeno zasnovan kot enovit energetski sistem za potrebe ogrevanja prostorov, tehnološke potrebe industrije in ogrevanje sanitarne vode v MO Velenje in Občine Šoštanj.



Slika1.6: Sedanje stanje geografskih območij daljinske energetike Šaleške doline

Energetski sistem daljinskega ogrevanja Šaleške doline sedaj sestavljajo:

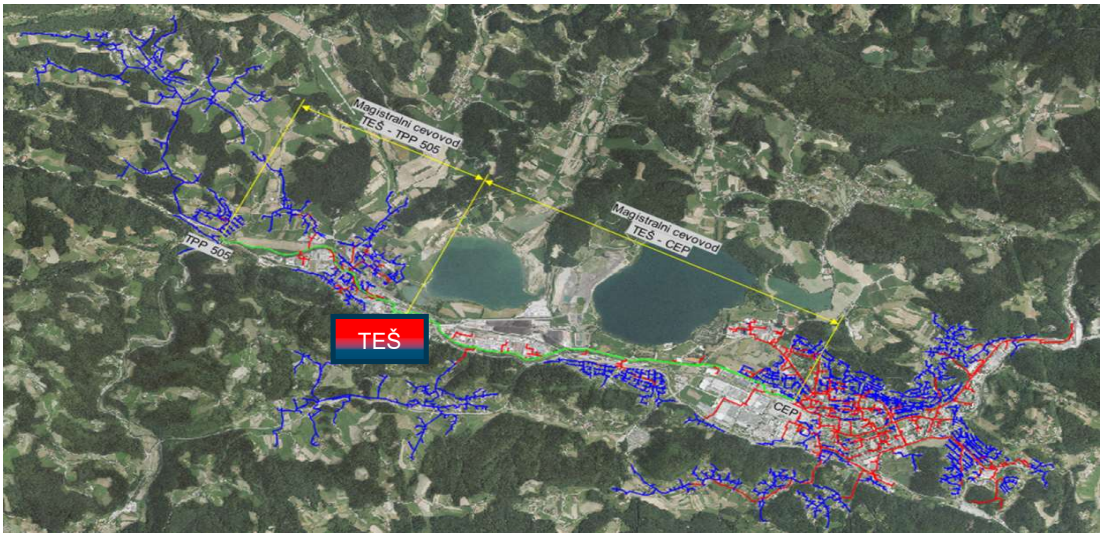
CENTRALNA RAZDELILNA TOPLOTNA POSTAJA (CRTP) na lokaciji TEŠ



Slika1.7: Situacija CRTP in magistralnih razvodov toplote v Šaleški dolini

DVOCEVNI VROČEVODNI (2C) SISTEM DALJINSKEGA OGREVANJA

Je projektiran in izveden z ogrevnim medijem vročo vodo, ki prevzema toploto iz proizvodnih virov in jo preko povezanega vročevodnega omrežja distribuira do odjemnih mest v toplotnih postajah in do Centralne energetske postaje (CEP). Nazivni tlak vročevodnega sistema je 16 bar in nazivna temperatura 140 °C .



Slika1.8: Situacija energetskega omrežja DOT Šaleške doline

CENTRALNA ENERGETSKA POSTAJA POHRASTNIK -TOPOLŠICA V OBČINI ŠOŠTANJ

Za sistem oskrbe Topolšice se je na področju Pohrastnika v letu 2014 izvedla nova TPP 505 nazivne toplotne moči 14 MW, katera je na primarni strani priključena na magistralni vročevodni cevovod iz TEŠ-a, na sekundarni strani pa je upoštevan konzum Topolšice z znižanim temperaturnim režimom v internih toplotnih postajah odjemalcev na sistem 120/70°C.

Sekundarno omrežje iz TPP 505 je v podzemni izvedbi (predizoliran cevovod). Dolžina glavne sekundarne veje TPP 505 - Terme Topolšica je 3.092 metrov. Na glavni veji sekundarnega omrežja je vgrajenih deset zapornih armatur, ki so večinoma v predizolirani izvedbi v zemlji, nekaj armatur pa je v betonsko zidanih jaških.

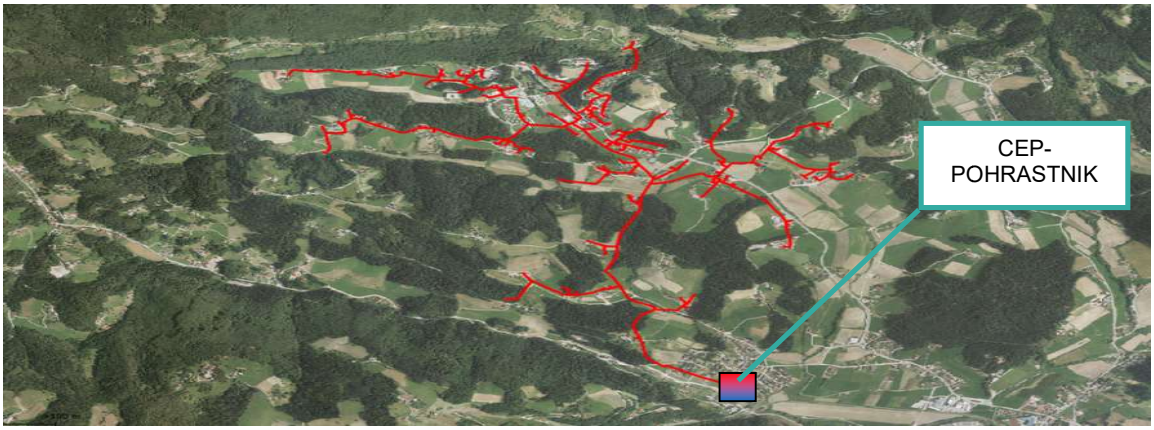
Največji odjemalec toplotne energije iz TPP 505 so Terme Topolšica d.d., s priključno močjo 1.2 MW. Ostala večja odjemalca sta še Bolnišnica Topolšica in Center starejših Zimzelen.



Slika1.9: CEP-Pohrastnik 14 MW



Slika1.10: Črpališče CEP- Pohrastnik 14 MW



Slika1.11: Situacija toplovodnega razvoda za Topolšico in lokacija CEP-Pohrastnik 14 MW

CENTRALNA ENERGETSKA POSTAJA VELENJE 70 MW

CEP obnovljena leta 2008, je na primarni strani priključena na magistralni vročevodni cevovod iz TEŠ-a, na sekundarni strani pa je upoštevan konzum mestnega jedra Velenja z znižanim temperaturnim režimom v toplotnih postajah odjemalcev na sistem 120/70°C.

CEP je indirektna toplotna postaja in je razdeljena na štiri identične proge (A, B, C in D) s toplotnim prenosnikom toplotne moči 17.5 MW in posameznimi regulacijskimi krogi, ki v odvisnosti od zunanje temperature regulira temperaturo dovoda na sekundarni strani. Za prenos toplote so uporabljeni štirje ploščni prenosniki toplote. Primarna stran je tlačne stopnje PN 16. Vse štiri toplotne postaje so preko razdelilnika na sekundarni strani vsaka zase priključene na tri cevni sistem s katerimi je možno z vsako progo posamezno obratovati z mešanim režimov OGR/TSV. Vklapljanje posameznih prog A, B, C in D je kaskadno v odvisnosti od trenutne porabe toplotne energije. Za obtok ogrevne vode na sekundarni strani vsake proge so vgrajene frekvenčno krmiljene obtočne črpalke (delovna in rezervna), ki so

vgrajene v povratni vod sekundarne strani ogrevanja. Vsaka črpalka ima svoj frekvenčni regulator na konstantni tlak. Menjava črpalk (delovna - rezervna) se vrši enkrat tedensko.

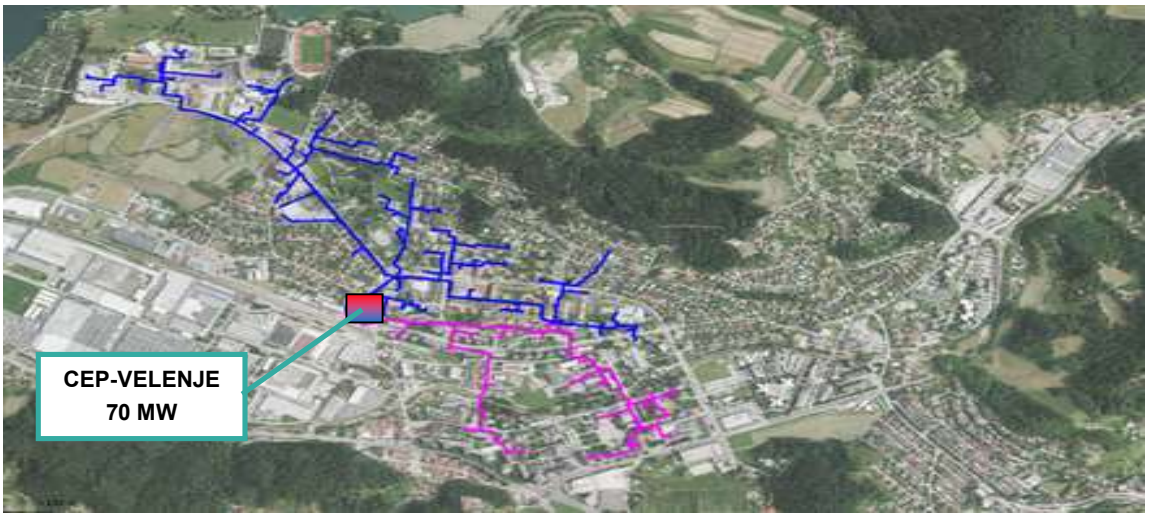
Največja možna pretočna količina ogrevne vode na primarni strani vsake proge je 215 m^3/h, na sekundarni strani (vsake proge) pa 250 m^3/h. Sekundarni cevovod dopolnjujemo s kemično pripravljeno vodo iz magistralnega vročevoda.



Slika1.12: CEP-70 MW Koroška 3a Velenje



Slika1.13: Črpališče CEP-70 MW Koroška 3a Velenje

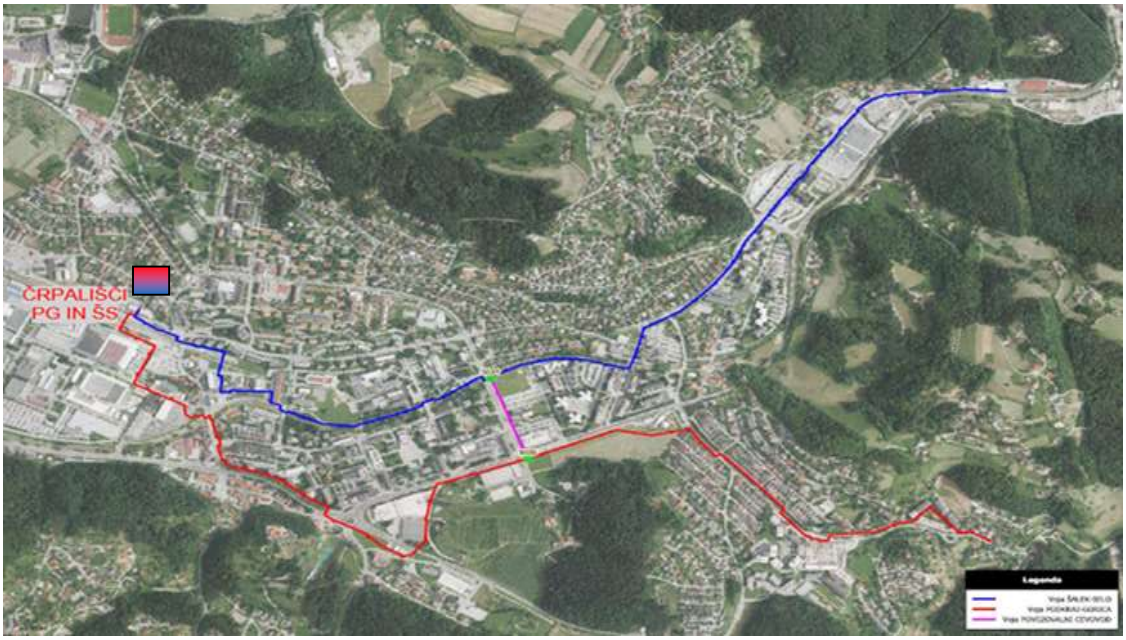


Slika1.14: Situacija energetskega omrežja DOT iz CEP-70 MW v MO Velenje

ČRPALIŠČE PODKRAJ - GORICA IN ŠALEK – SELO

Del sistema daljinskega ogrevanja mesta Velenje z okolico je preko črpališča oskrbovan direktno s primarne strani magistralnega vročevoda TEŠ - CEP. Za premagovanje izgub sistema veje Podkraj - Gorica in veje Šalek - Selo ima vsaka veja vgrajene frekvenčno

krmiljene obtočne črpalke (delovna in rezervna). Črpalke za statični tlak so vgrajene v TEŠ, ki zagotavljajo varno obratovanje celotnega primarnega omrežja, da ne prihaja do uparjanja. Statični tlak se v TEŠ spreminja v odvisnosti od temperature medija v dovodu. Spreminja se tudi pretok, ki je v poletnih mesecih od 300 - 450 t/h pri temperaturi medija 105°C, v zimskem obdobju pa 1000 - 1550 t/h pri temperaturi medija 140°C. Vgrajene črpalke povečujejo dinamični tlak za 0.5 -1.5 bar v poletnih mesecih, v zimskem obdobju pa za 3.5 - 4 bar. Pri izvedeni analizi dejanskih hidravličnih razmer smo ugotovili, da v obdobju maj - oktober ob ustrezno izvedenih ukrepih hidravličnega uravnoteženja ni potrebe po obratovanju črpalk, kar predstavlja prihranek pri porabi električne energije in prihranek pri št. obratovalnih ur in posledično podaljšanje življenjske dobe vseh črpalk.



Slika1.15: Lokacija črpališča 110 MW in 2C omrežje DOT MO Velenje

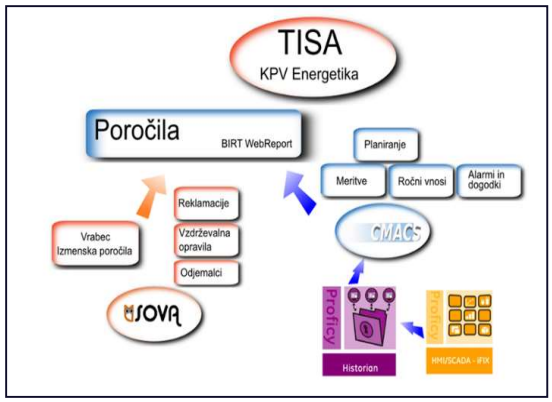


Slika1.16: 2C-Črpališče 110 MW za MO Velenje

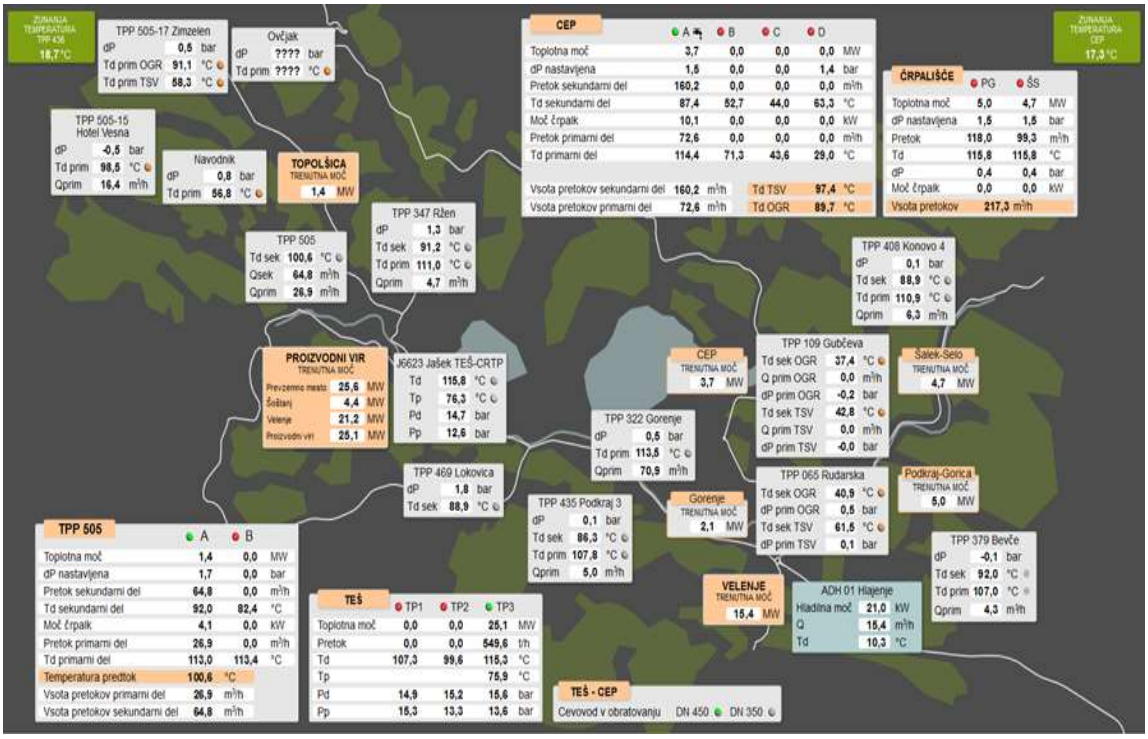
DISPEČERSKI CENTER DALJINSKEGA OGREVANJA na lokaciji Koroška 3a v VELENJU



Slika1.17:Dispečerski center toplote na Koroški 3a



Slika1.18: Algoritem CNS in TIS KP Velenje PE Energetika



Slika1.19: Prikaz on-line podatkov obratovanja sistema DOT preko CNS in TIS KP Velenje PE Energetika

1.2. Stališča pomembnih akterjev na področjih energetike v Republiki Sloveniji

1.2.1 Stališča Ministrstva za infrastrukturo

VIR: Mag. Silvo ŠKORNIK, vodja Sektorja za oskrbo z energijo na Ministrstvu za infrastrukturo

Slovenija članica EU in zaradi tega na področju energetike in podnebne politike ni popolnoma samostojna. Na področju podnebno-energetske zakonodaje je Evropska komisija ves čas napovedovala, da se bo od leta 2014 naprej zavzemala, da EU kot celota do leta 2030 doseže 30-% delež OVE. To smo upoštevali, ko smo na ministrstvu izdelovali naše strateške dokumente. Sprejeta je bila strategija razvoja Slovenije do leta 2030 in tam je bil ta cilj tudi zapisan. Omenjeni cilj smo zasledovali tudi pri izdelavi energetskih bilanc, ki so bile strokovna podlaga za izdelavo energetskega koncepta. Ko pa je zadnji paket direktiv in uredb s področja podnebno-energetske zakonodaje šel skozi proces sprejemanja v inštitucijah EU, je bila sprejeta sprememba cilja glede deleža OVE, ciljni delež OVE so povečali na 32 %. Seveda je omenjena sprememba zahtevala izdelavo popravljenih strateških dokumentov tudi v Sloveniji. Najbolj pomemben dokument na podnebno-energetskem področju je Uredba o upravljanju Evropske unije. S to uredbo skuša EU uskladiti politiko vseh držav članic na področju sočasnega utirjenja podnebne in energetske politike v državah EU. Zaradi vsega povedanega sem se odločil, da vam ne bom govoril o energetskem konceptu, pač pa vam bom predstavil nastajanje dokumenta z naslovom Nacionalni energetsko-podnebni načrt, ki ga države članice EU skladno z omenjeno uredbo morajo izdelati v letu 2019.

Veliko je odprtih vprašanj tudi v zvezi s prihodnostjo energetike v Šaleški dolini. V aprilu 2019 je bila v državnem zboru dana pobuda za ustanovitev medresorske komisije, ki bo določila časovnico prehoda z uporabe premoga oziroma fosilnih goriv v Šaleški dolini za proizvodnjo električne energije. Časovnico je potrebno izdelati ter jo ovrednotiti do konca leta 2020. Vlada je v maju 2019 ustanovila medresorsko komisijo, sestavljajo pa jo državni sekretarji resornih ministrstev.

Izzivi za bodočo zanesljivost in konkurenčnost oskrbe:

- Kako zmanjšati potrebe po energiji v vseh sektorjih, zagotavljati prihranke energije z ukrepi URE
- Kaj je realna zaveza glede cilja OVE: umeščanje v prostor (Natura 2000, NGO), podporni ukrepi, tržni signali, čezmejni projekti, finančni mehanizem EU
- Odločitve glede deleža samozadostnosti na področju električne energije (katera proizvodnja, rezervne kapacitete, mehanizmi ali uvoz)

1.2.2. Razvojni načrt proizvodnje in naložb v Holdingu Slovenske elektrarne

Vir: Mag. Stojan NIKOLIĆ, generalni direktor HSE d. o. o.

Potencialno možne naložbe in projekti TEŠ

Preverjanje možnosti sosežiga alternativnih goriv v TEŠ

• Termična obdelava certificiranega in normiranega SRF-a (ang. solid recovered fuel) je CO2 nevtralna in z ekonomskega vidika zanimiva za izvajanje so-sežiga s premogom.

• So-sežig SRF predstavlja koncept krožnega gospodarstva, v okviru katerega se rešuje okoljske probleme odlaganja v kontekstu izkoriščanja razpoložljivih alternativnih virov energije ter obstoječe infrastrukture.

• Omogočitev so-sežiga na obstoječi proizvodni infrastrukturi ne zahteva večjih posegov. Tehnologije so tudi preizkušene na nekaterih termoelektrarnah v Evropi (pozitivne izkušnje).

• Proizvodni enoti B5 in B6 sta na podlagi študije izvedljivosti sosežiga alternativnih goriv evidentirani kot primerni. Pri tem pa je bistvenega pomena:

• izvedba presoje vplivov na okolje sosežiga,

• komuniciranje in koordinacija z lokalnimi skupnostmi.

Pri sosežigu alternativnih goriv v TEŠ-u vidimo prednosti na področju zaposlovanja, podaljšanju dobe obratovanja premogovnika (zaradi sosežiga 8–10 % goriva iz drugih virov), podaljšanju dobe obratovanja TEŠ, emisije plinov bodo praktično enake sedanjim.

Rušitev hladilnega stolpa B4 in dimnikov stare faze

• Blok 4 je bil v letu 2018 trajno ustavljen. Obratovanje hladilnega stolpa B4 ni več predvideno.

• Blok 3 je bil trajno ustavljen v letu 2014. Dimnik ni več v obratovanju, zato je bila glede na stanje dimnika sprejeta odločitev o rušenju.

• Oba projekta sta v fazi zaključevanja tehniške dokumentacije in pridobivanja vseh potrebnih dovoljenj. Začetek del je predviden v drugi polovici leta 2019.

- Objekte blokov 1, 2 in 3 postopno že odstranjujemo.
- Načrtujemo, da bi na tem prostoru zgradili plinsko elektrarno in na ta način zagotovili tudi toplotno energijo za občane Šoštanja in Velenja.

Kolikšna je lastna cena energije, proizvedene v TEŠ?

Cena električne energije se spreminja tako, kot se spreminja cena CO2 kuponov. Delež premoga je 24–25 EUR/MWh, pri ceni 2.75 EUR/Gj. To ceno je treba množiti z 9, prišteti zmnožek 0.95 in cene kuponov CO2 , pa še variabilne stroške v višini 2–3 EUR/ MWh in ca. 20 milijonov fiksnih stroškov, kar znese 5–6 EUR/MWh. Če upoštevamo današnjo ceno CO2 kuponov, to je 26 EUR/t, smo na proizvodni ceni 50–58 EUR/MWh. To je cena za blok 6, za blok 5 je pa je cena višja še za 15 %.

Katera naj bi bila ali bo tista letnica, ki jo bo zaznamovalo zaprtje Premogovnika Velenje oziroma konec odkopavanja lignita v Šaleški dolini?

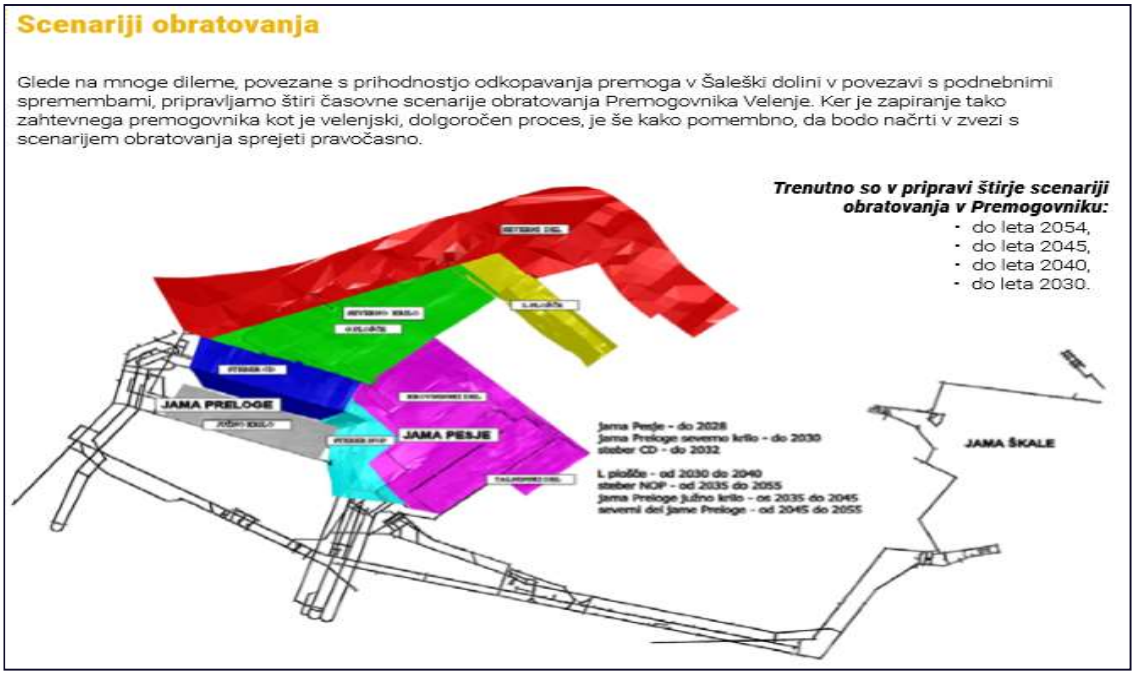
Tukaj sta dve silnici. Eno je dejstvo, da bo pač premoga v Šaleški dolini počasi zmanjkalo, drugo dejstvo pa je, da Slovenija nima nadomestne elektrike. Po petih letih razen neformalnih debat neke resne strateške usmeritve glede odkopavanja premoga nismo uspeli niti nakazati.

Na HSE se zavedamo, da je verjetno leto 2054 utopičen datum, da bo potrebno zaradi ekonomskih razlogov prej zapreti tako TEŠ kot Premogovnik. Kdaj bo to, ne vem. V kolikor Slovenija ne bo uspela zagotoviti nadomestka energije, se lahko ta datum res približa letu 2054. HSE bo naredil vse, da bosta izkop premoga in delovanje TEŠ-a potekala čim bolj nemoteno in čim manj obremenjujoče za okolje, v katerem se obe gospodarski družbi nahajata.

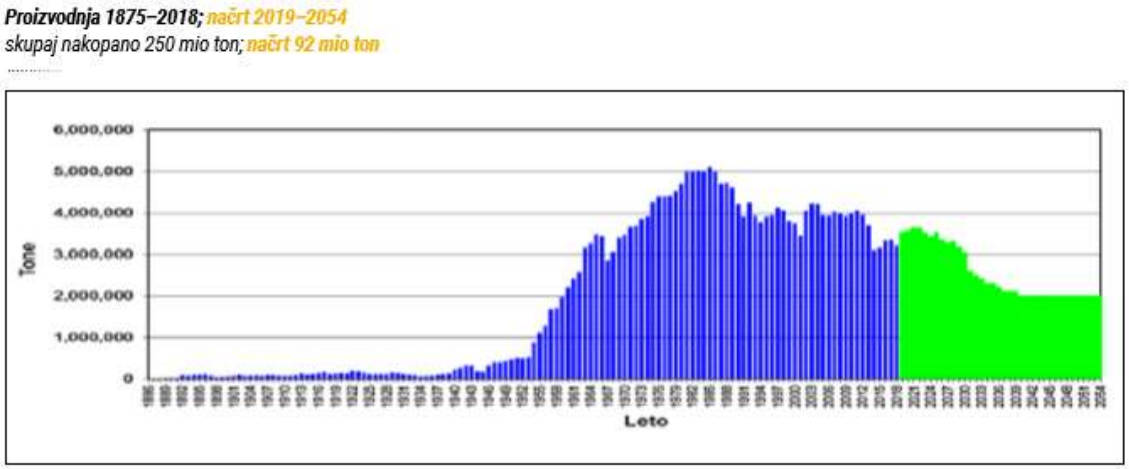
1.2.3. STALIŠČA Premogovnika Velenje

Vir: Mag. Ludvik Golob

Stanje zalog premoga točno in takšno je bilo do sedaj predstavljeno tudi v vseh NIP, ki so bili izdelani v zvezi z izgradnjo bloka 6. Na dan 31. 12. 2018 je stanje odkopnih zalog lignita v Premogovniku Velenje 109.350.000 ton, kar je v letu 2019 ponovno, kot vsakih 5 let doslej, potrdila pristojna komisija na Ministrstvu za infrastrukturo. Zaloge so dovolj velike, da lahko, skladno s predvideno dinamiko porabe premoga, blok 6 obratuje do leta 2054, če je blok 5 v hladni rezervi.



Slika 1.20: Prognozirani scenariji obratovanja Premogovnika Velenje do leta 2054



Slika1.21: Scenarij dinamik izkopavanja lignita v Premogovniku Velenje do leta 2054

Za Premogovnik Velenje scenarij obratovanja do leta 2030 nesprejemljiv, ker bi ob njegovi uresničitvi v podjetju, v Šaleški dolini in državi prišlo do posledic, ki bodo pomenile neobvladljivo situacijo na področjih, kot so varnost zaposlenih in okoliških prebivalcev, varovanje okolja, pogrezanje površine in posledično posedanje mesta Šoštanj ter okoliških naselij, nevarnost poplav,…

Temeljne ugotovitve v zvezi s scenarijema obratovanja do leta 2054 in 2030

1.) Obratovanje do leta 2054:

• tveganje vključevanja težje dostopnih predelov jame in visoki stroški pridobivanja premoga po letu 2054

2.) Obratovanje do leta 2030:

• socialna komponenta,

• vsa jama ostane odprta v obsegu, kot je danes, ogromni stroški za zapiralna dela,

• neamortizirana oprema,

• oportunitetno gledano – neodkopani premog in njegova uporaba,

Z izgradnjo B6 smo življenjsko dobo Premogovnika Velenje podaljšali vse do leta 2054. Za dosego življenjske dobe in za nadaljevanje nemotenega obratovanja Premogovnika Velenje je potrebno zagotoviti naslednje vitalne investicije:

• posodobitev glavnega odvoza;

• posodobitev drobljenja in klasiranja (DiK);

• izgradnja ventilatorske postaje NOP II (projekt IZJN);

• posodobitev opreme za potrebe izdelave etaž in odkopavanja premoga;

• obnovitev dotrajane opreme za prevoz materiala in ljudi v Jašku Škale ter jašku NOP;

Investicije, ki ugodno vplivajo na okolje

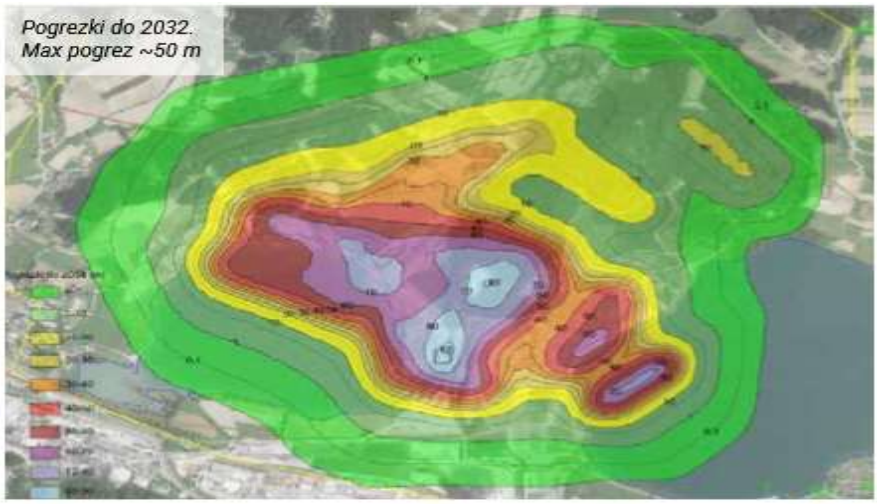
• Nova VP za zračilni jašek NOP II

• Vodenje jamskega zraka iz jaška Šoštanj v dimnik Bloka IV

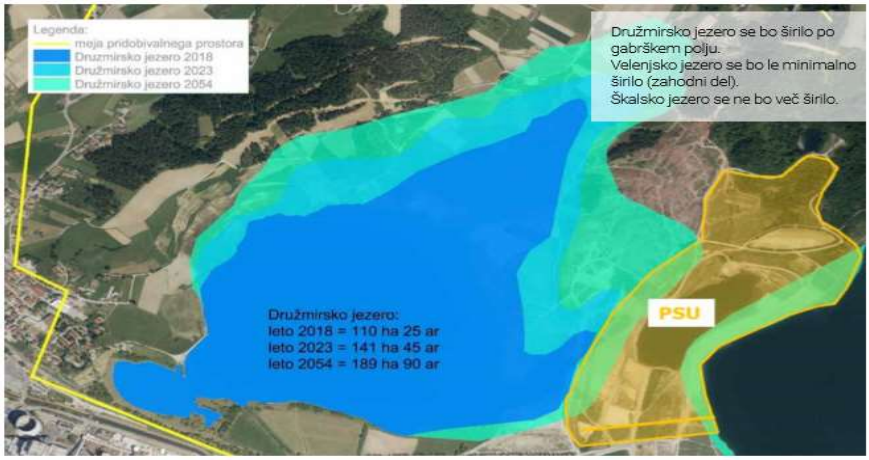
Skladno s konceptom odkopavanja se aktivni del jame koncentrira na manjšem območju zato moramo prilagoditi tudi ostalo rudniško infrastrukturo, hkrati pa je to priložnost, da zmanjšamo območje, na katerem ima rudarjenje svoj vpliv. Glede zračenja jame vodimo dva projekta, ki bosta ugodno vplivala tudi na okolje. In sicer 1. VP NOP II in 2. Izstopni zrak na VP Šoštanj v dimnik bloka 4 TEŠ. Z začetkom obratovanja nove ventilatorske postaje na zračilnem jašku NOP II bo prenehala obratovati VP Pesje, kar pomeni, da se bo izpust jamskega zraka prestavil v osrednji del vplivnega območja rudarjenja. Zahodni del mesta Velenje, vzhodni del naselja Pesje, rekreacijske površine TRC Jezero, bodo tako razbremenjeni vpliva izstopnega jamskega zraka. Drugi projekt pa predstavlja razbremenitev mesta Šoštanj. S projektom načrtujemo vodenje izstopnega jamskega zraka iz VP Šoštanj v dimnik bloka 4 TEŠ. V kombinaciji z VP NOP II in ustrezno regulacijo zračenja jame bo mogoče poiskati optimalno rešitev, ki bo do 80 % zmanjšala neprijetne vonjave v mestu Šoštanj. Izvedbo in zaključek obeh investicij načrtujemo v letu 2020.

Model za napoved premikov tal

S pomočjo modela, ki so jih razvili naši strokovnjaki napovedujemo velikost jezer, njihov volumen in globino.



Slika 1.22: Prognozirani pogrezi Velenjeskega jezera



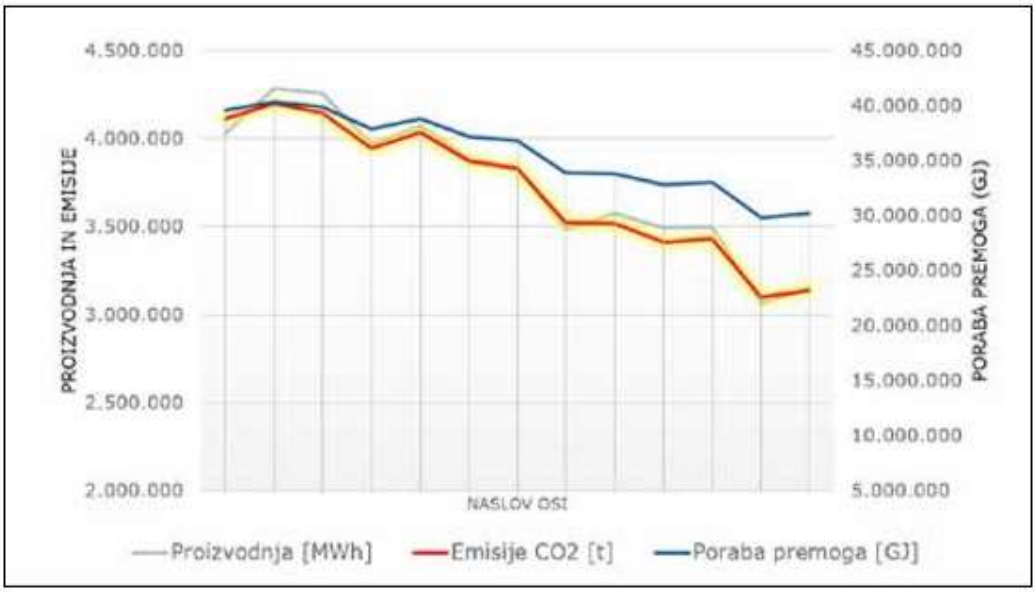
Slika 1.23: Prognozirani pogrezi Družmirskega jezera v občini Šoštanj

Lastnik lignita kot surovine je država in pričakovati je, da si bo država za podaljšanje koncesije tudi sama prizadevala.

1.2.4. Proizvodnja električne in toplotne energije v Termoelektrarni Šoštanj

Vir: Mitja TAŠLER, direktor Termoelekrtarne Šoštanj

V letu 2019 še vedno načrtujemo proizvodnjo električne energije iz premoga v bloku 5 do leta 2030, v bloku 6 pa do leta 2054. Zavedamo se, da bo že do leta 2030 potrebno uvajati alternativna goriva pri proizvodnji električne energije.



Slika 1.24: Proizvodnja TEŠ 2018–2030

ZAKAJ JE POMEMBNO OBRATOVANJE BLOKA 6 ?

- Podaljšanje proizvodnje električne in toplotne energije v TEŠ do leta 2054
- nižanje emisij SOx iz 400 na 100 mg/Nm3 (150 mg/Nm3)
- Znižanje emisij NOx iz 500 na 150 mg/Nm3 (200 mg/Nm3)
- Znižanje emisij CO2 za 30 % na MWh
- Znižanje emisij prašnih delcev (<20 mg/Nm3)
- Znižanje hrupa

V TEŠ intenzivno razmišljajo o prihodnosti, ki je povezana tudi s prihodnostjo oskrbe Slovenije z električno energijo in prebivalcev Šaleške doline z oskrbo toplotne energije. Načrtovani scenariji niso odvisni le od TEŠ, pač pa tudi od načrtov, ki bodo v obliki zavez zapisani v državnih dokumentih. V rezervi bodo morali imeti vsestransko razdelane različne

scenarije, saj brez njih o naših načrtih ne bo mogoče kvalitetno razpravljati in sprejemati dobrih odločitev.

Razlogi za razmišljanje o investicijah na energetski lokaciji TEŠ

- Hitra rast cen energetskih kuponov (specifična emisija CO2 je cca. 0,37 kg/kWh, na bloku 6 znaša 0,87 kg/kWh)
- Trenutna cena energetskih kuponov preko 25 EUR/tono že predstavlja 80 % stroška premoga!
- Pritisk na zmanjšanje količin premoga kot primarnega energenta - klimatske spremembe
- Ohranjanje energetske lokacije
- Usposobljenost kadrov
- Oskrba s toplotno energijo - dograjena toplotna postaja

Možnost sosežiga SRF (Solid Recovered Fuel)

V načrtih proizvodnje električne energije do leta 2054 je predvideno, da se proizvodnja po letu 2035 z načrtovanih 3.874 GWh, zaradi prilagajanja manjšemu izkopu premoga v Premogovniku Velenje, zniža na 2.998 GWh/leto. Del izpada premoga, s tem pa tudi električne energije, bi bilo možno nadomestiti z energetsko izrabo sekundarnega goriva v višini največ 10 %, kurilne vrednosti 14–17 MJ/kg. Govorimo o izbranih odpadnih materialih in ne o vsakovrstnih odpadkih. Pomemben dejavnik za takšno odločitev je tudi velika količina prebrane odpadne embalaže, ki jo vsakodnevno ustvarjamo v državi.



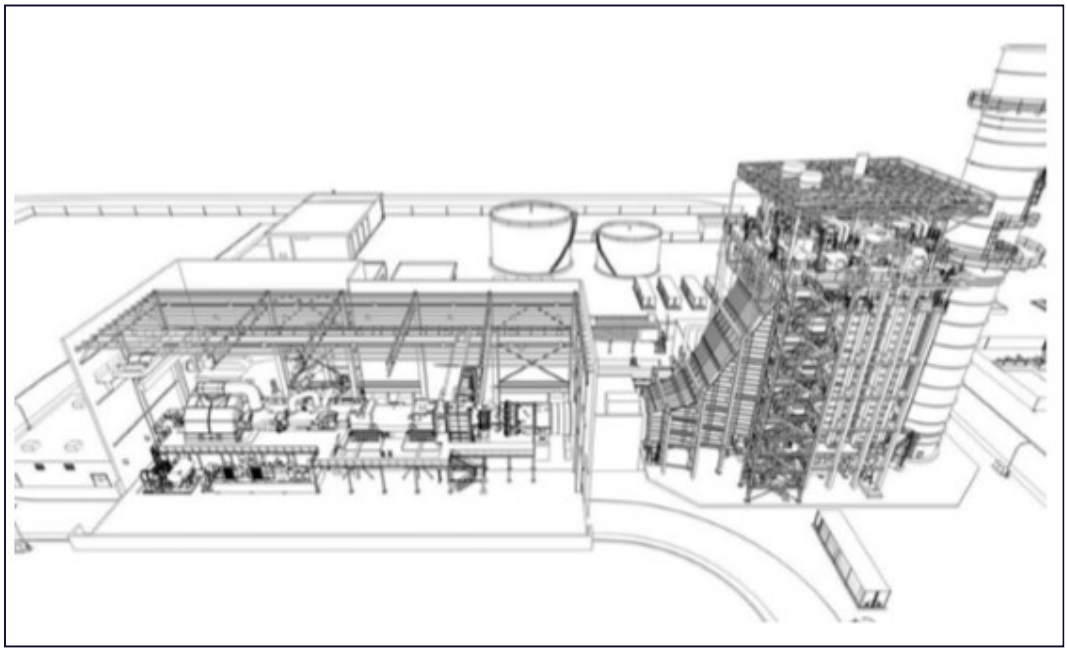
Slika 1.25: Idejni scenarij možnosti sosežiga SRF odpadkov v TEŠ in občini Šoštanj

Glede na primere uspešne prakse iz tujine je realno pričakovati dobre rezultate takšne odločitve, tako z ekoloških kot tudi stroškovnih vidikov. Študija o tem, kaj in kako bi lahko energetsko izrabljali izbrane odpadne materiale v TEŠ, je bila narejena, do konca leta bomo z rezultati študije in pilotnih poizkusov podrobno seznanili javnost. Na osnovi študije nadaljujemo z raziskavami tehnoloških rešitev, rešitev postopkov in možnega terminskega plana, v katerem bi projekt lahko izvedli. Pri vseh postopkih bomo sodelovali z lokalno skupnostjo.

- Delež nadomeščanja premoga ≤10 % in med 7.000 in 8.000 obratovalnih ur letno
- Količina SRF: 100.000 –150.000 t/leto
- Kurilna vrednost HuSRF =14-17 MJ/kg
- Letna poraba premoga na bloku 6: 2.400.000 ton/leto

Planirane izvedbe plinsko-parnih postrojenj v TEŠ

Omenjeni razvojni projekt je povezan z razmišljanjem o času po eri uporabe premoga v TEŠ. Podrobneje so idejno obdelane štiri variante, ki so predstavljene v nadaljevanju. Obstoječa plinska agregata sta v terciarni rezervi. TEŠ ima zelo dobro usposobljene strokovnjake za delo v plinskoparnih postrojenjih. Poleg tega je izgradnja tovrstnega postrojenja ena od možnih alternativ za daljinsko ogrevanje Šaleške doline.



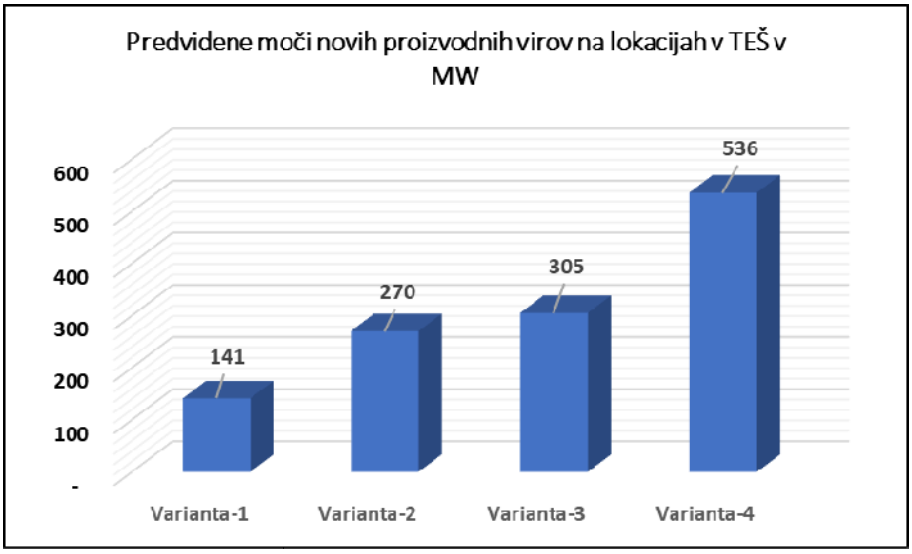
Slika 1.26: Idejna arhitektura predvidene investicije plinsko parnega postrojenja na lokaciji TEŠ

Varianta 1: Dograditev 3. plinske turbine moči 54 MW in parnega turboagregata moči 45 MW k obstoječi plinski turbini 42 MW, ki se dogradi še parni utilizator, skupna moč PPE 141 MW.

Varianta 2: Postavitev dveh plinskih turbin moči 78-87 MW in enega parnega turboagregata moči 84-96 MW, skupna moč PPE 240-270 MW.

Varianta 3: Postavitev plinske turbine moči 187-203 MW in parnega turboagregata moči 88-95 MW, skupna moč PPE 275-305 MW.

Varianta 4: Postavitev ene plinske turbine moči 329-345 MW in enega parnega turboagregata moči 146-157 MW, skupna moč PPE 475-536 MW.



Slika 1.27: Prikaz možnih variant izgradnje NOVIH proizvodnih virov na lokaciji TEŠ

Prvo varianto bi realno bilo možno izvesti do leta 2025.

Na podlagi hitro izdelane SWOT-analize je varianta 2 med primernejšimi za nadomeščanje bloka 5 in kasneje varianta 4 za nadomeščanje bloka 6.

Seveda je pri vseh štirih variantah lahko problematična oskrba s plinom, ki ga je potrebno uvažati.

Terminski plan – VARIANTA- 1

Dograditev 3. plinske turbine moči 54 MW in parnega turboagregata moči 45 MW k obstoječi plinski turbini 42 MW, ki se dogradi še parni utilizator, skupna moč PPE 141 MW.

Plinsko-parno postrojenje prične obratovati v letu 2025

Ključni termini so: **2019 do 2025 = 6 let**

- študije izvedbe konec 2019
- DIIP marec 2020
- idejni projekt sredina 2020
- investicijski program konec 2020
- odločitev o gradnji maj 2021
- izbor izvajalca konec 2021
- gradbeno dovoljenje julij 2022
- pričetek montažnih del januar 2023
- zagonski preizkusi julij 2024
- poskusno obratovanje november 2024
- uporabno dovoljenje februar 2025

Terminski plan – VARIANTA- 2

Postavitev dveh plinskih turbin moči 78-87 MW in enega parnega turboagregata moči 84-96 MW, skupna moč PPE 240-270 MW.

Plinsko-parno postrojenje prične obratovati leta 2030, ko bo trajno zaustavljen blok 5.

Pričetek obratovanja je vezan in pogojen tudi s ceno CO2 kuponov

Ključni termini so: **2024 do 2030 = 6 let**

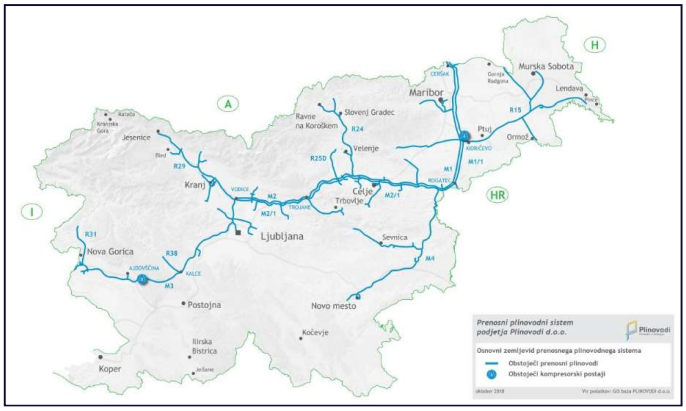
- študije izvedbe konec 2024
- DIIP marec 2025
- idejni projekt sredina 2025
- investicijski program konec 2025
- odločitev o gradnji maj 2026
- izbor izvajalca konec 2026
- gradbeno dovoljenje julij 2027
- pričetek montažnih del januar 2028
- zagonski preizkusi julij 2029
- poskusno obratovanje november 2029

• uporabno dovoljenje februar 2030

1.2.5. Dest letni razvojni načrt in vizija PLINOVODI, d. o. o.

Vir: Plinovodi Ljubljana

Slovenski prenosni plinovodni sistem predstavlja enega od bistvenih delov slovenskega energetskega sistema tudi v obdobju, ko je nacionalna energetika v procesu prilagoditve in preoblikovanja zaradi nacionalnih energetsko podnebnih zavez, razvoja energetskih trgov s spreminjajočimi se vzorci povpraševanja po energiji, naraščajočim deležem obnovljivih virov energije in izzivov zanesljive energetske oskrbe po dostopni ceni. Z prenosnim plinovodnim sistemom se prenese v državo okrog 12% vse potrebne primarne energije, kar je le polovica povprečja porabe zemeljskega plina v evropskih državah. Analize prihodnjih porab zemeljskega plina v državi so bile opravljene tudi v okvirih Energetskega koncepta Slovenije, ujemajo pa se z predvidevanji in kažejo pomembno vlogo zemeljskega plina v vseh morebitnih scenarijih razvoja nacionalne energetike Slovenije. To velja, ko bi prevladovali obnovljivi viri energije, pa tudi za scenarij, ko bi se na nacionalni ravni odločili za nadaljevanje jedrske opcije. Zaradi vsega navedenega je družba Plinovodi, d. o. o. v razvojne dokumente vključila projekte, ki so namenjeni zanesljivi in varni oskrbi s plinom v državi ter na ta način pomembni za industrijo, pretvorbo v toploto ali hlad, elektriko kakor tudi v transportu oziroma lahko pomembno vplivajo na razvoj plinskega trga v državi in regiji.



Slika 1.28: Situacija sedanjega stanja prenosne plinovodne infrastrukture ZP v RS

Iz dolgoročnih energetskih bilanc, ki so bile pripravljene kot podlaga za pripravo EKS, je razvidno, da je v naslednjih desetletjih mogoče pričakovati zmanjšanje porabe energije v državi. Analiziranih je bilo 12 scenarijev. Razen dveh najbolj radikalnih scenarijev (od katerih eden odstopa navzgor, drugi pa navzdol), vsi ostali scenariji predvidevajo po letu 2020 padanje porabe energije za približno 10% do leta 2040. Glede porabe zemeljskega plina vsi scenariji (razen dveh najbolj radikalnih na obeh skrajnostih lestvice) napovedujejo

povečevanje porabe zemeljskega plina do leta 2030, večina pa tudi naprej, vsaj do leta 2040. Za porabo zemeljskega plina po letu 2030 je pomembna intenziteta uvajanja OVE v proizvodnjo elektrike.

V analizah Energetskega koncepta zemeljski plin ohranja pomembno vlogo tudi v prihodnje. Uporaba zemeljskega plina je prepoznana kot okoljsko sprejemljivejša od ostalih fosilnih goriv zaradi nižjih emisij toplogrednih plinov kot tudi drugih onesnaževal zraka, poleg tega pa je pomembna tudi njegova raba v visokotemperaturnih industrijskih procesih. Med perspektivnimi področji je navedena proizvodnja elektrike zaradi nestalnih procesov proizvodnje obnovljivih virov, uporaba v prometu ter pri soproizvodnji elektrike in toplote za daljinsko ogrevanje. Prepoznano je tudi bodoče vključevanje obnovljivih plinov (bioplin in sintetični metan) v omrežje. S tem bo postopoma dosežen transport CO2 nevtralnih plinov po plinovodnem omrežju, s čimer bodo ti energenti na razpolago najširšemu krogu uporabnikov brez dodatnih investicij in dodatnih transportnih stroškov.

Napoved zakupa prenosnih zmogljivosti na izstopnih točkah v RS za proizvodnjo električne energije je podana v tabeli 11 in temelji na naslednjih predpostavkah:

–upoštevan je obstoječi pogodbeni zakup Termoelektrarne Šoštanj,

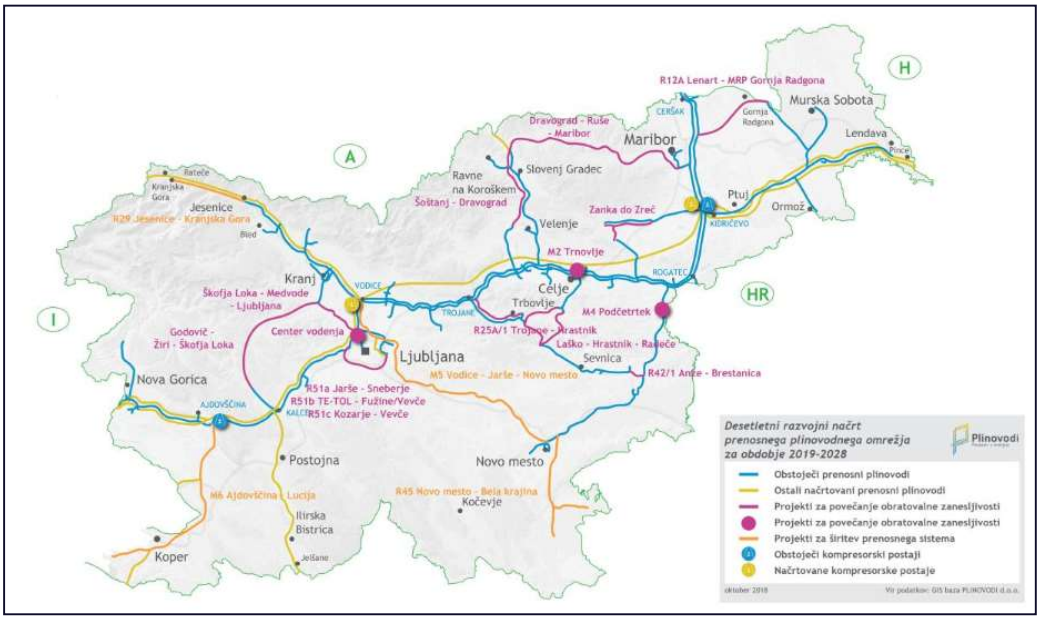
–ocena zakupa za Termoelektrarno Brestanica,

–pričetek obratovanja prve faze plinskega termoenergetskega objekta TE-TOL je skladen s pogodbo o priključitvi.

Napoved zakupa prenosnih zmogljivosti na izstopnih točkah v RS za proizvodnjo elektrike (v mio kWh/dan):

Panoga	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
TE Šoštanj	6,301	6,301	6,301	6,301	6,301	6,301	6,301	6,301	6,301	6,301
TE Brestanica	0,806	0,806	0,806	0,806	0,806	0,806	0,806	0,806	0,806	0,806
TE-TOL 1. faza		8,01	8,01	8,01	8,01	8,01	8,01	8,01	8,01	8,01
Skupaj	7,107	15,117	15,117	15,117	15,117	15,117	15,117	15,117	15,117	15,117

Predvideni srednjeročni in dolgoročni projekti družbe Plinovodi, d.o.o. za povečanje obratovalne zanesljivosti in širitev prenosnega sistema



Slika 1.29: Situacija načrtovanih razvojnih investicij na prenosnem plinovodnem omrežju v RS

1.2.6. Usmeritve lokalnih skupnosti MO Velenje , občine Šoštanj in Komunalnega podjetja Velenje, d. o. o.

Usmeritve lastnikov in upravljalca sistema daljinskega ogrevanja Šaleške doline projektna naloga za izdelavo 2. FAZE ŠTUDIJE: »Idejne zasnove za vključitev alternativnih virov proizvodnje toplotne energije za distribucijski sistem toplote za geografsko območje mestne občine Velenje in občine Šoštanj.

NAMEN IN CILJ ŠTUDIJE

V letu 2015 so se, pri do sedaj edinem razpoložljivem energetskem viru proizvodnje toplotne energije (HSE-TEŠ) na geografskih območjih Mestne občine Velenje in občine Šoštanj, pričele pojavljati obratovalne težave in nezanesljive dobave toplotne energije.

Distributer toplote mora zagotavljati varno, zanesljivo in učinkovito obratovanje distribucijskega sistema in skrbeti za ustrezno pokrivanje potreb odjemalcev toplote.

Osnovni namen je dobiti odgovor, kateri alternativni viri za proizvodnjo toplotne energije so ekonomsko upravičeni in bi lahko bili uporabljeni za uravnoteženo obratovanje

distribucijskega sistema v poletnih mesecih, prav tako pa bi jih lahko po potrebi vključili v primeru izpada osnovnega proizvodnega vira.

Osnovni cilj je, da distributer toplote dobavlja odjemalcu toploto neprekinjeno vse leto in mu zagotavlja na odjemnem mestu v priključni postaji parametre skladno z določili Sistemskih obratovalnih navodil in sklenjenih pogodb o dobavi.

Kot pomemben cilj ŠTUDIJE je tudi določitev proizvodnih cen toplotne energije iz predvidenih alternativnih (vršni ali nadomestni) proizvodnih virov pri čemer se upošteva trenutno veljavnim Akt o metodologiji za oblikovanje cene toplote za daljinsko ogrevanje (Agencija za energijo) Uradni list RS 27/15 47/15 , 61/15 , 36/16.

Dosedanje aktivnosti lastnikov distribucijskega sistema toplote za zagotovitev dolgoročno zanesljive in trajnostno primerne oskrbe s toplotno energijo na geografskih območjih Mestne občine Velenje in občine Šoštanj

V letu 2018 sta lastnikom distribucijskega sistema na osnovi odločitve o oddaji javnega naročila št. KPV-38-2018/V/SIR/10810-MP izbrani izvajalec ESOTECH d. d. in koordinator Komunalno Podjetje Velenje d. o. o. predstavil Idejno zasnovo za proučitev izvedljivosti izvedbe alternativnih virov proizvodnje toplotne energije do leta 2055 (ESOTECH d. d., avgust 2018).

Idejna zasnova podaja lastnikom distribucijskega sistema toplote v prvi fazi zadostne odgovore in usmeritve, katere bi morali v naslednjih fazah investicijskih in projektnih dokumentacijah detajlneje obdelati. Le tako bomo zagotovili varno, zanesljivo in učinkovito delovanja distribucijskega sistema, ter dolgoročno zanesljivo in trajnostno primerno oskrbe s toplotno energijo na geografskih območjih Mestne občine Velenje in občine Šoštanj.

Seje Sveta ustanoviteljev, Skupščine in Nadzornega sveta Komunalnega podjetja Velenje, d. o. o., petek, 28. junija 2019

SKLEP št. 1.2. Nadaljuje se z aktivnostmi na področju iskanja možnih alternativnih virov ogrevanja v Šaleški dolini in v ta namen se preučijo konkretne možnosti in skupaj z izvajalci najdejo primerne rešitve.

Možni proizvodni viri toplotne energije na osnovi zaključkov Idejne zasnove za proučitev izvedljivosti izvedbe alternativnih virov proizvodnje toplotne energije do leta 2055

Proizvodni viri toplote v TEŠ bo še vedno osnovni in bo večino toplotne energije proizvedeno iz obstoječih oziroma predvidenih kogeneracijskih procesov

- Na razpolago sta proizvodni enoti bloka 6 in bloka 5 (gorivo premog), ter proizvodnih enoti PT 51 in PT 52 (gorivo plin ali kurilno olje).
- Distribucijski sistem daljinskega ogrevanja bosta oskrbovali TP 2 in TP 3 skupne toplotne moči 220 MW.
- Ob koncu srednjeročnega obdobja 2018 do 2030 je predvideno prenehanje obratovanja bloka 5 in morda tudi plinskih turbin PT51 in PT 52.
- V načrtih HSE je sedaj javno objavljena možnost energetske izrabe izbranih odpadnih materialov.
- Prav tako se omenja novi proizvodnji vir električne in toplotne energije v TEŠ 7 s plinsko parnim blokom na zemeljski plin.

Predlagana vsebina 2. FAZE ŠTUDIJE: Idejne strokovne zasnove za vključitev alternativnih virov proizvodnje toplotne energije, kateri bi poskrbeli uravnoteženo obratovanje distribucijskega sistema v poletnih mesecih, prav tako pa bi jih lahko vključili v primeru izpada osnovnega proizvodnega vira.

1. Analiza dolgoročno razpoložljivih energetskih virov v Šaleški dolini, njihovi vplivi na okolje,
2. Predvideni alternativni proizvodni viri toplote z opredeljeno uporabo primarnih energentov, opis tehnično tehnološki podatkov,
3. Predvidene mikro lokacije za postavitev alternativnih virov proizvodnje toplote, umestitev v prostor, idejne arhitekturne zasnove,
4. Opredelitev praga zadostnosti za dolgoročno zanesljivo proizvodnjo toplotne moči in toplotne energije za distribucijski sistem toplote v Šaleški dolini,
5. Predvideno število kadrov za upravljanje posameznega proizvodnega vira,
6. Določitev investicijskih vrednosti,
7. Določitev možnih terminov izvedbe.

2. ANALIZA DOLGOROČNO RAZPOLOŽLJIVIH ENERGETSKIH VIROV V ŠALEŠKI DOLINI

V letu 2018 je bila izdelana Idejna zasnova za proučitev izvedljivosti izvedbe alternativnih virov proizvodnje toplotne energije do leta 2055, v kateri smo analizirali dolgoročno razpoložljive alternativne energetski vire v Šaleški dolini, njihovi vlivi na okolje. Seznam analiziranih virov je sledeč

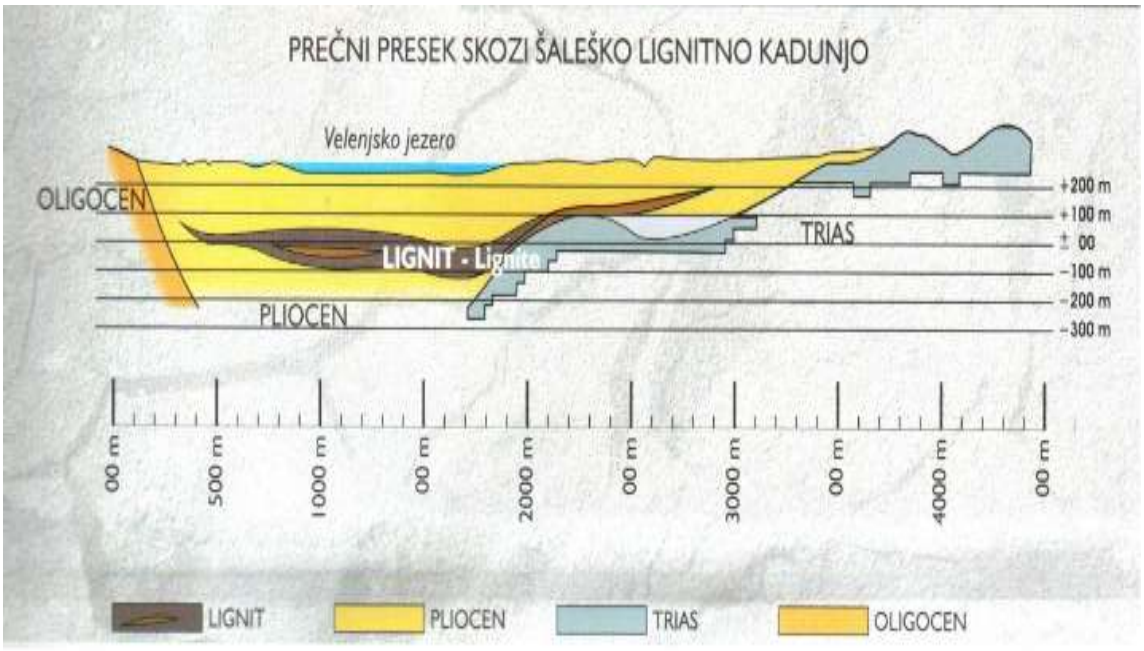
- Dolgoročno zagotavljanje potrebnega primarnega energenta – premoga lignita za potrebe TEŠ in DOT Šaleške doline,
- dolgoročno zagotavljanje proizvodnje toplotne energije v TEŠ za potrebe DOT Šaleške doline,
- možnosti in dolgoročne razpoložljivosti koriščenja zemeljskega plina s SPTE na zemeljski plin,
- možnosti in dolgoročne razpoložljivosti koriščenja OVE s kotlovnico na lesno biomaso ali SPTE na lesno biomaso,
- možnosti in dolgoročne razpoložljivosti koriščenja OVE sončne energije,
- možnosti in dolgoročne razpoložljivosti koriščenja termične obdelave komunalnih odpadkov,
- možnosti in dolgoročne razpoložljivosti koriščenja odpadne toplote iz tehnoloških procesov industrije in komunalnih sistemov v Šaleški dolini,
- možnosti in dolgoročne razpoložljivosti koriščenja geotermalne energije,
- možnosti in dolgoročne razpoložljivosti koriščenja energije jezer v Šaleški dolini,
- možnosti in dolgoročne razpoložljivosti koriščenja odpadne toplote iz hladilne vode TEŠ,
- možnosti uvedbe tri-generacijskih sistemov s sistemi daljinskih absorpcijskih hlajenj s toploto iz sistema daljinskega ogrevanja,
- možnost vgradnje hranilnikov toplotne energije v sistemih daljinskega ogrevanja Šaleške doline
- možnosti koriščenja cenejše električne energije za potrebe terciarne rezerve ali dogrevanja razpoložljivih OVE proizvodnih virov toplote

V tem dokumentu bomo podrobno obravnavali možnosti uporabe, plina, energije jezer prek toplotnih črpalk, energije sonca in uplinjanje raznih energentov (biomasa, odpadki, komunalno blato, lignit, …)

2.1. Dolgoročno zagotavljanje potrebnega primarnega energenta - premoga lignita za potrebe TEŠ in DOT Šaleške doline

Največje nahajališče premoga v Sloveniji se nahaja v Šaleški dolini. Premogovnik Velenje obratuje že več kot 140 let., v tem času pa je bilo odkopanih že več kot 220 mio ton premoga. Plast lignita je ena najdebelejših na svetu in v povprečju meri 60 metrov, največja debelina pa je 170m. Lignit se nahaja v globinah od 200 do 500 m . Izkoristljive in za odkop

primerne zaloge premoga so bile leta 2012 izračunane na 115 mio ton. Izračun odkopnih zalog temelji na osnovi vseh razpoložljivih raziskovalnih vrtin.Za potrebe ocene zalog lignita je bilo z različno dinamiko po časovnih obdobjih in v različne namene izvrtanih po vsej Šaleški dolini že okrog 700 vrtin s površine, s skupno dolžino nad 215 km in okrog 2450 jamskih vrtin s približno 120 km dolžine. (vir: Lajlar B; Lenart M; Veber I; Ferlin U; Opis geoloških in hidrogeoloških značilnosti nahajališča premoga v Šaleški dolini, Premogovnik Velenje, avgust 2012.)



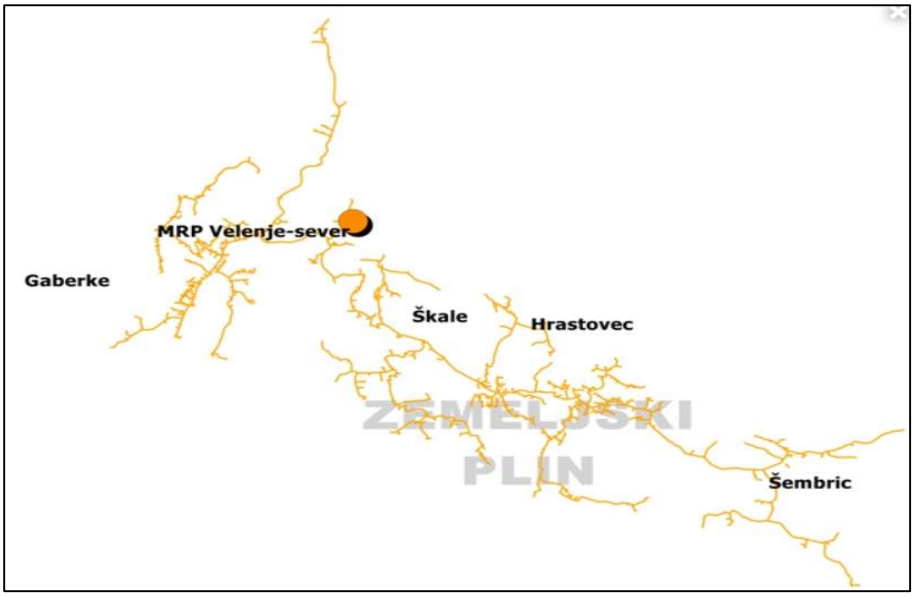
Slika 2.1: Prečni presek skozi lignitno kadunjo (Vir: Dervarič, M. Rudniki in premogovniki v Sloveniji

Za potrebe obratovanja šestega bloka, Termoelektrarne Šoštanj bo potrebno pridobiti 92 mio ton premoga. V naslednjem desetletju je predviden letni odkop med 3 in 3,5 mio ton, ki pa se bo po letu 2030 zmanjševal do približno dveh mio ton premoga letno.

Pridobivanje premoga v Šaleški dolini torej sovpada z delovanjem TEŠ in njenega šestega bloka, ki ima življenjsko dobo do leta 2050. Trenutno se pojavljajo indici in nekatera mnenja, da bi bilo potrebno šesti blok TEŠ zapreti do leta 2030 in s tem zaključiti z izkopavanjem premoga, uradno predčasno zaprtje še ni objavljeno. Vprašanje pa je koliko časa, resursov in predvsem denarja, je za zaprtje ključnega slovenskega energetskega objekta potrebno. Prednosti izkoriščanje lignita so predvsem zagotavljanje energetske neodvisnosti, sprejemljiva ocena in ob trenutno uporabljeni tehnologiji sprejemljivi oziroma zanemarljivi vplivi na okolje, razen izpustov CO_2. Izpusti toplogrednih plinov so glavni negativni vpliv delovanja TEŠ in glavni razlog za razmišljanje o predčasnem zaprtju.

2.2. Možnosti in dolgoročne razpoložljivosti koriščenja zemeljskega plina s SPTE na zemeljski plin

Plinovodno omrežje v Mestni občni Velenje se rasteza na območju Škal Hrastovca in Šenbrica. In grajeno je bilo v 90ih letih prejšnjega stoletja. Kapaciteta pripadajoče merilno reducirane plinske postaje (MRP Sever)je 1100 hišnih priključkov oz. okoli 50.000 kWh/dan, na to postajo pa so priključena še naselja v Občini Šoštanj, zadnja večja širitev je bila zaključena leta 2008.. Na območju Velenja je bila Leta 2009 izgrajena tudi merilno reducirana plinska postaja - MRP Velenje – Komunala ter pripadajoče plinovodno omrežje na področju Trebuše, za potrebe trgovskega centra Velenjka in morebitno priključitev okoliških krajev. Kapaciteta te MRP je okoli 60.000 kWh/dan. Ob koncu leta 2016 je vseh plinovodnih priključkov 598, uporabnikov plina pa 281



Slika2.2: plinovodno omrežje na območju MOV in OŠ.

Poleg zgoraj opisanega plinskega omrežja za male uporabnike, skozi območje MO Velenje teče še visokotlačno plinovod (50 bar-ov) preko katerega se izvaja oskrba z zemeljskim plinom za Koroško regijo. Ocenjeni potencial tega plinovoda RD-24 je ocenjen na cca: 800 MW. Iz odjemnega mesta v Šentrupertu je bil leta 2007 zgrajen plinovod RD-25D za kapacitete potreb v TEŠ, predvidenih plinifikacij v Šmartno ob Paki, predvidenih plinifikacij v občini Mozirje in predvidenih plinifikacij v občini Nazarje. Ocenjeni potencial tega plinovoda RD-25D je ocenjen na cca: 400 MW.

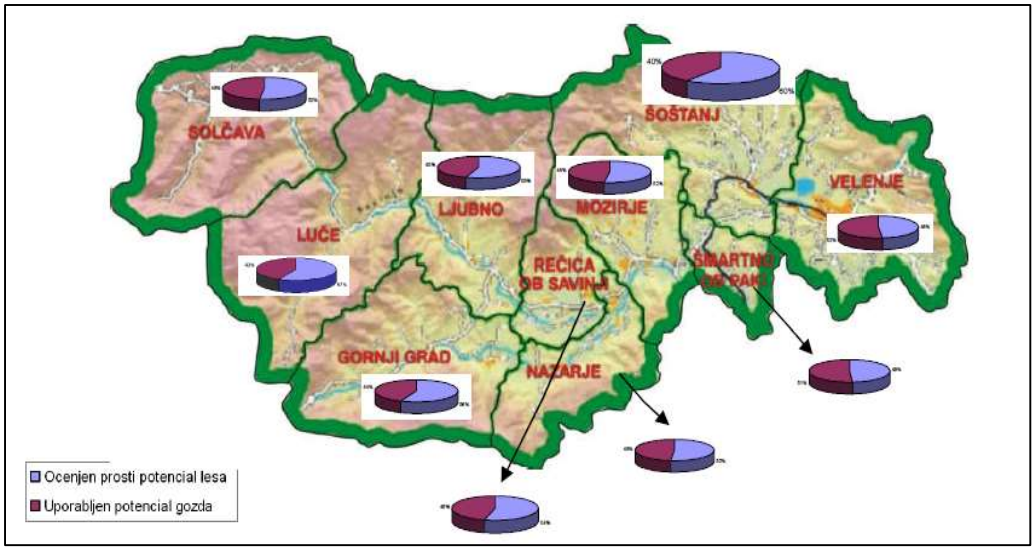
2.3. Možnosti in dolgoročne razpoložljivosti koriščenja lesne biomase

Potencial lesne biomase smo ocenjevali za območje Savinjsko Šaleške (SaŠa) regije, saj je za delovanje večjih kurilnih enoto smiselno zajeti območja z večjim potencialom Biomase. Potencial lesne biomase (LB) v SaŠa regiji predstavlja delno izkoriščen vir energije, ki ga zaradi svojih karakteristik uvrščamo med obnovljive vire energije (OVE).

Pojem biomase opredeljuje vso organsko snov. Energetika obravnava biomaso kot organsko snov, ki jo lahko uporabimo kot vir energije. V to skupino uvrščamo: les in lesne ostanke (lesna biomasa), ostanke iz kmetijstva, nelesnate rastline uporabne za proizvodnjo energije, ostanke pri proizvodnji industrijskih rastlin, sortirane odpadke iz gospodinjstev, odpadne gošče oz. usedline ter organsko frakcijo mestnih komunalnih odpadkov in odpadne vode živilske industrije. V tem pomenu sodi biomasa med obnovljive vire energije.

Lesna biomasa je opredeljena kot lignocelulozna biomasa, ki se lahko neposredno uporablja za izgorevanje. To je pretežno drva, sekanci in peleti iz gozdarstva, vzdrževanja krajine, žagarske industrije, ali hitrorastočih rastlin (short rotation crops - SRC). V nekaterih primerih lahko neposredno za izgorevanje uporabimo tudi kmetijske ostanke, kot so koruzni storži ali slama. Lesna goriva imajo visoko vsebnost ogljika 47 do 50%. Vsebnost kisika lesnih goriv se giblje med 40 in 45% ter vsebnost vodika med 5 in 7%. Poleg teh treh elementov, so lesna goriva sestavljena v manjši meri še iz drugih elementov. Ti imajo lahko kljub svojih majhnih deležih, zelo velik vpliv na emisije izpušnih plinov. Žveplo, klor, in dušik so elementi, ki imajo največji vpliv na škodljive emisije izpušnih plinov.

Za oceno potenciala biomase bi lahko vzeli tudi širše področje ne samo območje Savinjsko Šaleške, vendar bi s tem posegali v ogljično nevtralnost, saj se biomasa smatra kot obnovljivi vir le če je porabljena na območju, kjer je pridobljena. Poročilo o stanju na trgu lesnih proizvodov v Sloveniji (Podatki za leto 2018; ki ga pripravlja Gozdni inštitut Slovenije) govori, da se v večjih kotlih uporabljajo predvsem sekanci. Pri porabi izstopa Termoelektrarna toplarna Ljubljana s porabo nad 100.000 ton letno. Poraba sekancev v proizvodnji lesnih produktov (vlaknene plošče, celuloza, kemikalije) je pod 10 % porabe v Sloveniji. Proizvajalci lesnih sekancev so dobro tehnološko opremljeni. V Sloveniji je bilo v prvi polovici leta 2018 več kot 200 sekalnikov, od tega je bilo 41 sekalnikov, ki imajo učinek proizvodnje med 100 – 200 nm^3/h in 11 sekalnikov, ki imajo učinek proizvodnje nad 200 nm^3/h. Letna proizvodnja ostaja na visokem nivoju zaradi sanacije škod po ujmah. Pri sekancih iglavcev je bila Slovenija v 2018 neto izvoznik, pri sekancih listavcev pa neto uvoznik. Lani je izvoz sekancev presegel 420.000 t, količina uvoza pa je znašala 112.000 ton. Sekanci so se v 2018 večinoma uvažali iz Hrvaške (80 %), glavna izvozna trga pa sta bila avstrijski (54 %) in italijanski (35 %). Glede na izkušnje večjih sistemov na lesno biomaso v Slovenji se pojavlja problem pri zagotavljanju redne in varne oskrbe z energentom.



Slika 2.3: Potencial lesne biomase v SaŠa regiji

V SaŠa regiji je ocenjenega prostega letnega potenciala 38.639 m3 lesne biomase. To predstavlja 85.006 MWh toplotne energije na leto (primarne končne energije), kar je bistveno premalo za celoten sistem ogrevanja v Šaleški dolini, lahko pa se uporabi za potrebe vršnih kotlov oziroma kot eden izmed energentov pri razvoju tehnologij uplinjanja. Uporaba biomase je pozvana tudi z zagotavljanjem kakovosti zraka, saj pri izgorevanju nastajajo prašni delci, ki bistveno poslabšujejo kakovost zraka v okolici. Pri ocenjenem potencialu lesne biomase, je potrebno upoštevati tudi stroške, ki bi nastali ob vzpostavljanju novih oskrbnih verig.

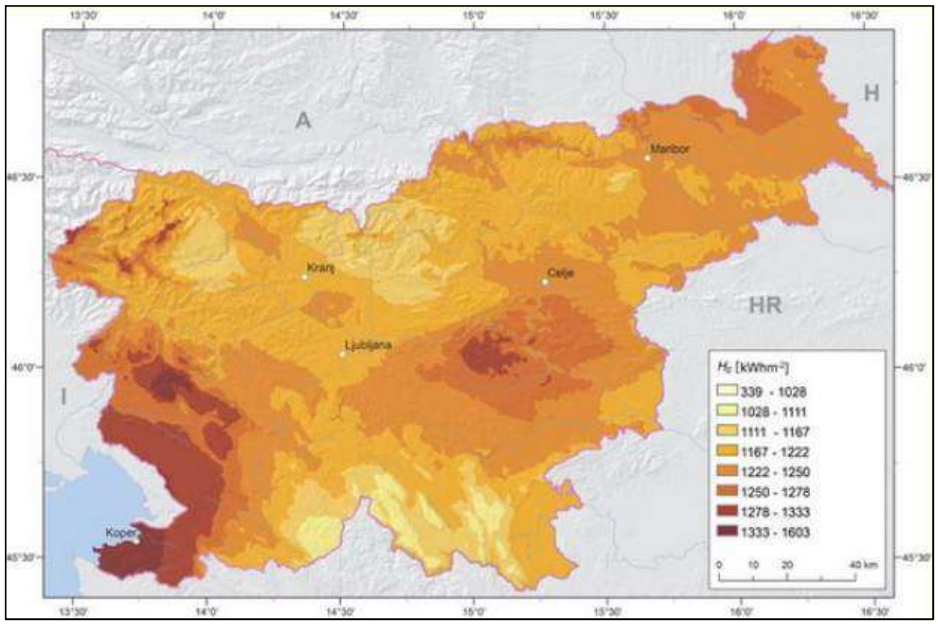
2.4. Možnosti in dolgoročne razpoložljivosti koriščenja sončne energije

Sonce smatramo za primarni vir obnovljive energije, vendar je direktno izkoriščanje sončnega sevanja še vedno relativno neučinkovito. Energija, ki jo Sonce seva na Zemljo, j 15.000-krat večja od energije, kot jo porabi človek. To je energija, ki se obnavlja, ne onesnažuje okolja in je hkrati brezplačna. Zato, mora biti cilj izkoriščati to energijo v največjem možnem obsegu. Težava nastane pri pretvarjanju te energije v nam koristno (toplotno in električno) energijo.

Zbiranje sončne energije za ogrevanje je tehnologija, ki je v uporabi že mnogo let. Danes je po vsem svetu nameščenih več kot za 580 milijonov m2 sončnih kolektorjev, s skupno instalirano močjo 410 GWth. Zunaj Zemljine atmosfere znaša sončno sevanje 1.367 W/m2. Obsevanje na površini zemlje, pa znaša približno 1000 W/m2. Obsevanje je višje na ekvatorju ter se niža z odmikom na sever ali jug.

Na spodnji sliki prikazujemo potencial sončne energije v Sloveniji izračunan na podlagi dolgoletnega povprečja osončenosti, izražen v KWh/m^2/leto. Povprečno sončno obsevanje na kvadratni meter horizontalne površine je v Sloveniji večje od 1000 kWh/m2. Desetletno merjeno povprečje (1993-2003) letnega globalnega obsevanja je med 1053 in 1389 kWh/m2.

Količina pretvorjene energije ni določena samo z lastnostmi sončnega sevanja in lokalnimi značilnostmi, ki smo jih na kratko pregledali, temveč tudi s tehnično rešitvijo sistema, ki pretvorbo opravlja



Slika 2.4: Potencial sončne energije v Sloveniji

Solarne tehnologije lahko enostavno in prilagodljivo kombiniramo z drugimi viri pridobivanja toplote.. Solarne tehnologije so modularno fleksibilne, saj omogočajo namestitev poljubne velikosti sistema. Pomemben del je hranilnik toplote, ki lahko uravnoteži variacije v delovanju solarnega sistema, Sezonski hranilniki toplote lahko doprinesejo veliko večje pokrivanje energetskih potreb iz sončnega vira - načeloma do 80-100%. Glavni izziv za solarne sisteme je dejstvo, da se njena glavna proizvodnja dogaja poleti in podnevi, ko je potreba po toploti najnižja - tako z dnevnega, kot tudi sezonskega vidika. Delež sončne energije v sistemu DO brez hranilnika toplote je relativno nizka (2-8% letnih potreb po toploti). Najpogostejše aplikacije vključujejo dnevne hranilnike toplote, ki omogočajo približno 20-25% delež sončne energije v sistemu DO. Poleg tega lahko kombinacija s sezonskim shranjevanje toplote, poveča delež sončne energije na 30-50%, ali celo več, v teoriji do 100%. Zato je sinergija s sezonskimi tehnologijami shranjevanj toplote pomembna.

2.5. Možnosti in dolgoročne razpoložljivosti koriščenja termične obdelave komunalnih odpadkov

Komunalni in ostali odpadki so zagotovo eden izmed potencialnih virov za zagotavljanje trajne in neodvisne proizvodnje energije energije Izkoriščanje energije odpadkov je lahko energetsko in okoljsko upravičeno, vendar pa moramo pri tem izpolniti vse zakonske zahteve, ki so določene za postopke termične obdelave odpadkov. Sproščeno toploto je

potrebno v prvi vrsti uporabiti za proizvodnjo električne energije, toplo vodo za ogrevanje (kogeneracija) in morda v poletnih mesecih tudi za hlajenje (trigeneracija). Povprečni komunalni odpad v Sloveniji ima kurilno vrednost med 8 in 12 MJ/kg in je povsem primerljiv s kurilno vrednostjo svežega lesa. Slovenija je leta 2013 izdelala operativni program ravnanja s komunalnimi odpadki (OPRKO), kjer se za postavitev naprav za termično obdelavo odpadkov predvideva naslednje:

- Naprave za energetsko predelavo gorljivih frakcij mešanih komunalnih odpadkov se lahko umeščajo v okolja, kjer je zagotovljena:
  - železniška povezava za transport gorljivih frakcij mešanih komunalnih odpadkov iz naprav za mehansko biološko obdelavo,
  - najmanj 65-odstotno izkoriščanje energije glede na vhodno kurilno vrednost RDF, izdelanega iz gorljivih frakcij mešanih komunalnih odpadkov,
  - reden prevzem gorljivih frakcij mešanih komunalnih odpadkov tudi z možnostjo predhodnega skladiščenja prevzetih gorljivih frakcij, ki pa ne sme biti daljše od šest mesecev.
- Z Direktivo 2008/98/ES zahtevana energetska učinkovitost naprav za termično obdelavo, da se lahko uvrščajo med naprave za predelavo odpadkov, je izpolnjena ob soproizvodnji električne energije in toplote, zato mora imeti takšna naprava zagotovljeno oddajo toplote v sistem daljinskega ogrevanja ali oddajo proizvedenega tekočega ali plinastega goriva končnim uporabnikom.

Zahteve glede lokacijskih meril so izpolnjene tudi za rabo gorljivih frakcij mešanih komunalnih odpadkov kot goriva v industrijskih pečeh (na primer cementarne), vendar je za industrijsko napravo vprašljiva zanesljivost dolgoletnega odvzema gorljivih frakcij (najmanj 25 let). V letu 2020 je treba zagotoviti energetsko predelavo za 175.523 t gorljivih frakcij, izločenih iz mešanih komunalnih odpadkov, katerih kurilna vrednost od 15 do 20 MJ/kg zagotavlja povprečno vhodno toplotno moč 89 MW za naprave, ki so namenjene njihovi energetski predelavi (scenarij izvedljivega obsega).

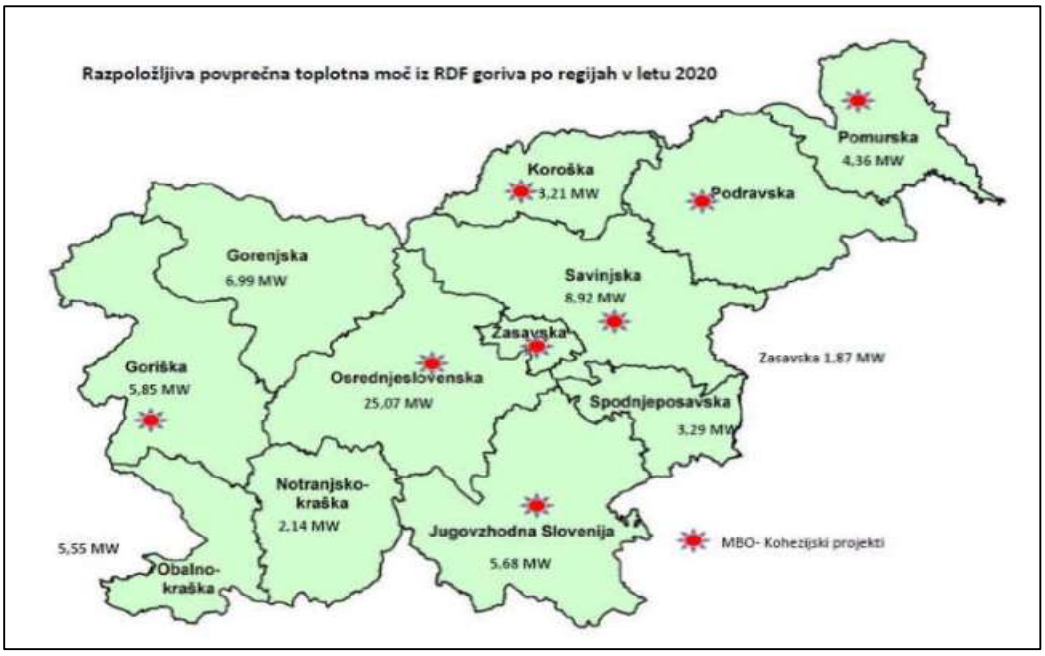
2.6. SFR in RFD frakcije odpadkov

Gorivo SRF (solid recovered fuel) nastane iz odpadkov, ki so ločeni že na izvoru, nato pa mehansko sortirani in zdrobljeni. Zaradi tega so čistejši, imajo višjo kurilno vrednost in so primerni za uporabo tudi v termoelektrarnah. SRF goriva so le tista goriva, ki so pripravljena skladno s standardom in so pripravljena brez nevarnih odpadkov. Gorifo SFR se uporablja za sosežig in je zato primerno tza uporabo v obstoječih zmogljivostih. Naprava za sosežig je naprava, katere glavni namen je proizvodnja energije ali materialnih izdelkov in ki uporablja odpadke kot običajno ali dodatno gorivo ali v kateri se odpadki termično obdelajo z namenom odstranitve s sežigom z oksidacijo odpadkov in drugimi postopki toplotne obdelave.

Gorivo RDF (refuse derived fuel), ki ga uporabljajo sežigalnice, pa nastane iz odpadkov, pri katerih se na izvoru ne nadzira surovin, zato veljajo za sežigalnice ostrejši okoljevarstveni

predpisi kot za sosežigalnice. Za pripravo RDF goriv ne obstajajo standardi. Sežigalnica pa je naprava namenjena termični obdelavi odpadkov z izkoriščanjem pridobljene zgorevalne toplote ali brez nje, s sežigom z oksidacijo odpadkov in drugimi postopki toplotne obdelave, če se snovi, ki nastanejo pri obdelavi, naknadno sežgejo.

Energijski potencial RFD odpadkov je predstavljen na spodnji sliki



Slika 2.5: Energetski potencial RFD goriva po regijah

Za Savinjsko regijo se v letu 2020 predvideva 18.900 ton odpadkov primernih za termično obdelavo, kar predstavlja cca 8,92 MW toplotne moči. Z uvozom RFD goriv iz ostalih regij bi bilo mogoče ta potencial dvigniti. Regijski center za ravnanje z odpadki že obstaja, in sicer v Celju, Občina Šoštanj in Mestna občina Velenje pa sta pri tem pomembna deležnika, zato ocenjujemo, da vzpostavljanje novega regijskega centra ni smiselno.

2.7. Možnosti in dolgoročne razpoložljivosti koriščenja odpadne toplote iz tehnoloških procesov industrije in komunalnih sistemov v Šaleški dolini

Odvečna toplota (imenovano tudi odpadna toplota ali presežek toplote) iz industrije je zanimiv vir, saj je lahko cena zelo tega vira zelo nizka. Pred uporabo te možnosti, je potrebna podrobna analiza energetskih tokov, vključno z določitvijo ravni temperature, kot tudi potencial energetske učinkovitosti. Uporaba odvečne toplote je vedno odvisna od lokacije industrije, količine razpoložljive toplote in temperaturnega nivoja delovanja. Izkoriščanje odvečne toplote je odvisno od količine toplote, ki je industrija sama ne more

koristno uporabiti. Izkoriščanje odvečne toplote ne sme vplivati na proces v industriji. Treba je upoštevati tudi delovanje virov energije saj se ob morebitnih zaustavitvah prekine tudi oskrba z odvečno toploto. Druga ključna točka je tveganje, sodelovanja z industrijo, ki lahko določen dan ustavi svojo proizvodnjo. Zato je potrebno v sporazumu jasno opredeliti, kako se razdeli tveganje, povezano z naložbo med strankama. Značilno je, da industrija želi amortizacijo naložbe v kratkem času (na primer tri do pet let), kar je razmeroma kratko obdobje za sisteme daljinskega ogrevanja.

Na območju Šaleške doline smo identificirali toploto iz izotopnih premogovnih jaškov Šoštanj in Pesje. Predvidena je izraba toplotnega vira z sistemom toplotna črpalka zrak/voda. Pri tem bi dobili max. 3 MW toplotne moči pri jašku Pesje in max. 8,2 MW toplotne moči pri jašku Šoštanj. Ob tem je potrebno podariti, da je vir neposredno povezan z delovanjem premogovnika Velenje.

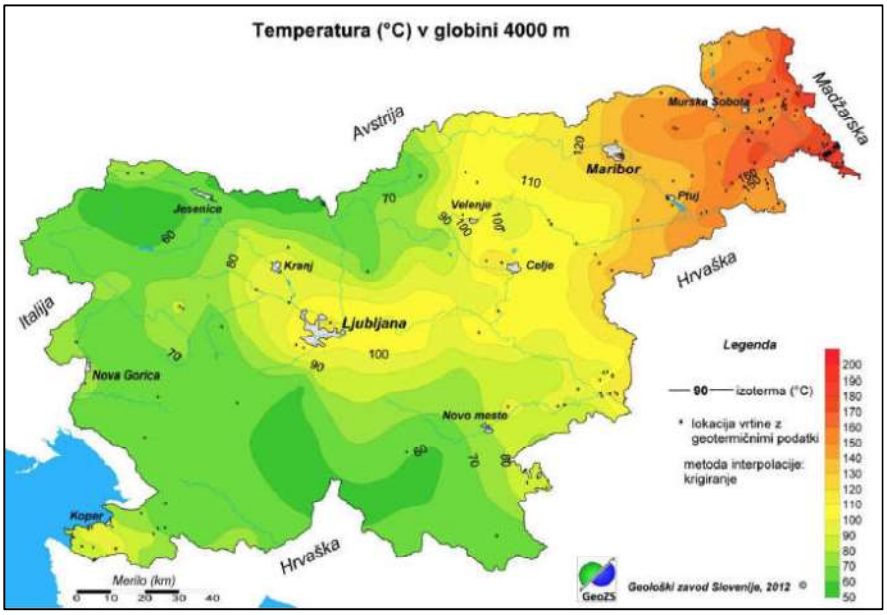
2.8. Možnosti in dolgoročne razpoložljivosti koriščenja geotermalne energije

Geotermalna energija je proizvedena in shranjena toplota v našem planetu – zemlji. Izvira iz nastanka planeta in iz radioaktivnega razpada materialov. Obstaja razlika in temperatura med jedrom planeta in njegovo površino, ki se imenuje geotermalni gradient. Jedro Zemlje ima izredno visoke temperature staljene magme. Temperature na različnih globinah v skorji zemlje s o različne. Na nekaterih področjih so visoke temperature zelo globoko, na drugim območjih pa so visoke temperature lahko relativno plitvo.

Geotermalna energija se lahko uporablja kot vir na več načinov, od velikih in kompleksnih elektrarn ali toplarn, do majhnih in razmeroma preprostih črpalnih sistemov. Uporaba geotermalne energije je odvisna od geotermalnega temperaturnega gradienta, ki odraža temperaturo na določeni globini. Proizvodnja električne energije iz geotermalne energije je mogoče le pri visokih temperaturah, ki se nahajajo relativno blizu zemeljske površine. Če je temperatura nižja, npr. 100 ° C, je težko uporabiti za proizvodnjo električne energije, vendar pa je le-to mogoče uporabiti kot vir energije za ogrevanje. Glede na temperaturni gradient, obstajajo različni koncepti za pridobivanje geotermalne toplote. Običajno se geotermalno vodo črpa z eno vrtino (proizvodna vrtina) in toplota se uporabi z toplotnim izmenjevalcem ali toplotnimi črpalkami. Nato se voda črpa nazaj v zemljo skozi drugo vrtino (injekcijska vrtina).

Ključna značilnost za uporabo geotermalne energije so relativno visoki investicijski stroški, zlasti na območjih, kjer je geotermalna voda globoko pod zemljo. Tako je geotermalna energija je najbolj uporabna na območjih z relativno visokimi temperaturami v sorazmerno majhnih globinah, kjer omogoča pasovno zagotavljanje toplote tudi za relativno velike sistema daljinskega ogrevanja. Druga ključna značilnost, zlasti v zvezi z globokimi vodonosniki, je tveganje, povezano z vrtanjem vrtin 2-3 km globine. Odvisno od temperature, je morda smiselno kombinirati geotermalno energijo s toplotnimi črpalkami. To so lahko bodisi električne toplotne črpalke ali absorpcijske toplotne črpalke, ki jih lahko poganjamo z drugimi obnovljivimi viri energije, kot so jo kotli na biomaso. Tako izkoriščanje geotermalne

energije včasih pomeni znatne dodatne vložke, kot so vršni kotli ali raba električne energije. To vpliva tudi na stroške obratovanja, ki so za samo geotermalno energijo razmeroma nizki črpalni stroški), toda vključujejo tudi stroške za električno energijo in / ali drugega energenta v primeru uporabe vršnih kotlov. Stroški črpanja se povečujejo z globino. Iz izkušenj iz Danske, je vidno, da je bolj ekonomično uporabiti toplotne črpale in uporabljati toploto iz plitvejših rezervoarjev, običajno na 1,000-3,000 m globine, kjer so temperature 30-90 ° C.



Slika 2.6: Potencial geotermalne energije Sloveniji.

V Topolšici so se raziskave pričele leta 1970. Ugotovili so pretočno količino izvira, ki pri srednjem vodostaju znaša najmanj 30 l/s in ima temperaturo 30,5°C. To je vodilo k petim vrtinam, ki so razkrile podatke o geološki sestavi termalnega izvira in nakazale hidrogeološke razmere v globini 220 m. V kolikor bi se odločili za gradnjo geotermalnega sistema na tem območju, bi bilo potrebno vrtati približno 4 km v Zemljino notranjost, da bi dosegli temperaturo 100°C.

2.9. Možnost vgradnje hranilnikov toplotne energije v sistemih daljinskega ogrevanja Šaleške doline.

Obstaja več različnih tehnologij za kratkotrajno skladiščenje energije, ki lahko pomagajo optimizirati proizvodnjo toplote in hladu. Zalogovniki za kratkoročno shranjevanje toplotne energije so običajno izdelani iz nerjavnega jekla, betona ali s steklenimi vlakni ojačana plastika. Običajno vsebujejo vodo, kot shranjevani medij. Njihova velikost je odvisna od celotnega obsega sistema, v razponu od gospodinjskih sistemov nekaterih sto litrov vode do rezervoarjev za sisteme daljinskega ogrevanja z več sto ali celo nekaj tisoč kubičnih metrov

prostornine. Izolacija se določi glede na podnebne razmere, na temperaturne nivoje in njeno uporabo. Nekatere jeklene cisterne za sisteme daljinskega ogrevanja na Danskem uporabljajo 30 - 45 cm mineralne volne, za zmanjšanje toplotnih izgub. Temperaturni nivo v rezervoarjih lahko segajo od zelo nizkih temperatur, ki se uporabljajo za hlajenje do vročega skladiščenja, kjer temperatura v zgornjem delu skladiščenja ustreza temperaturi oskrbe daljinskega omrežja. Voda je najpogosteje uporabljeni medij za shranjevanje toplote pri temperaturah pod 100°C. Če je pod tlakom, se lahko voda uporablja tudi za shranjevanje toplote pri temperaturah nad 100°C. Voda se običajno izbere zaradi svojih prednosti. Ni strupena, je poceni in ima dobre fizikalne lastnosti za shranjevanje toplote. Specifična toplota vode je približno 4,18 kJ / (kg · K), ki je višja od večine drugih poceni, dostopnih medijev, kot so pesek, železo ali beton. Temperatura za shranjevanje je običajno temperatura iz primarnega vira v sistemu DO. V večini primerov je zalogovnik zmožen oskrbovati temperaturo dovoda v omrežje. Porazdelitev temperature pri skladiščenju se upravlja s sistemom cevi. Ta sistem je namenjen ohranitvi visoke učinkovitosti shranjevanja v določenem času. Vertikalna porazdelitev temperature (temperatura plasti) v rezervoarju je koristna, saj je vročo vodo mogoče pridobivati iz vrha. To se imenuje toplotna stratifikacija. Nekatere izvedbe hranilnikov toplote imajo več odvodnih mest in priklopnih mest za različne toplotne vire, tako da se toplota lahko uporabi iz različnih plasti. Pri uporabi takšnih zalogovnikov je mogoče uporabiti temperaturo na ravni želenega povpraševanja (na primer iz srednjega dela rezervoarja), ob ohranjanju visoke temperature vode v zgornjem delu rezervoarja, če je temperatura v zgornjem delu rezervoarja višja, kot je potrebno za dovod v omrežje. To je še posebej uporabno, če se uporabljajo zelo veliki rezervoarji, kjer je potrebno ohraniti dobro toplotno razslojevanje. Dobra termična stratifikacija se odraža skozi visoko temperaturno razliko od vrha do dna rezervoarja.

2.10. Ostale viri

Dolgoročno razpoložljivi viri v Šaleški dolini so vezani predvsem na uporabo toplotnih črpalk in sicer za koriščenja energije jezer v Šaleški dolini in uvedbo tri-generacijskih sistemov s sistemi daljinskih absorpcijskih hlajenj s toploto iz sistema daljinskega ogrevanja. Alternativno bi se lahko koristila še odpadena toplote iz hladilne vode TEŠ. Ti viri so predvsem odvisni od tehnologije, to je toplotnih črpalk, in so opisani v naslednjih poglavjih.

3. PREDVIDENI ALTERNATIVNI PROIZVODNI VIRI TOPLOTE Z OPREDELJENO UPORABO PRIMARNIH ENERGENTOV

3.1. Solarna toplarna

Izraz solarna toplarne se uporablja za velike sisteme solarnega ogrevanja. Govorimo o sistemih, ki imajo površino solarnih sprejemnikov vsaj 500 m2. Tovrstni sistemi v svetu služijo kot podpora klasičnemu daljinskemu sistemu ogrevanja, katerega vir toplote so običajno fosilna goriva oziroma biomasa. Solarni sistemi so zaradi količine sončnega obsevanja najbolj učinkoviti med aprilom in septembrom, kjer je potreba po toploti za ogrevanje nizka.. Z razvojem tehnologij in uvedbo sezonskih hranilnikov lahko ti sistemi shranijo toploto, pridobljeno v poletnih mesecih, za zimsko obdobje, zato lahko v teoriji prevzamejo celotno funkcijo ogrevanja objektov in pripravo sanitarne tople vode. Namen integracije solarnih sistemov je zmanjšanje rabe fosilnih goriv, zmanjšanje izpustov toplogrednih plinov in nenazadnje zmanjšanje stroškov ogrevanja. Sprejemniki sončne energije (SSE) so definirani kot naprave, s katerimi spreminjamo sončno sevanje v toploto ali električno energijo. Sprejemnike, ki pretvarjajo sončno energijo v toploto, imenujemo toplotni SSE, za pretvorbo sončnega sevanja v električno energijo pa ga imenujemo foto-napetostni panel ali modul.

3.1.1 Veliki solarni sistemi s sezonskimi hranilniki toplote

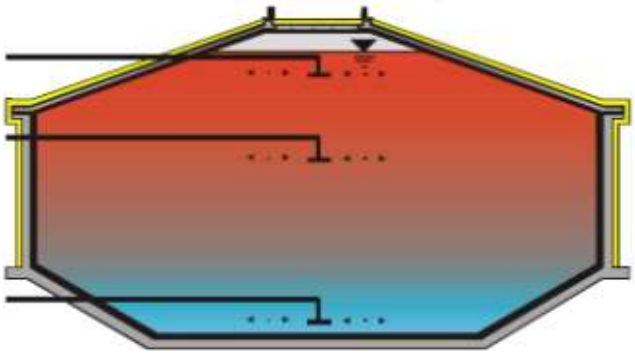
Zaradi večjega deleža toplote v poletnih mesecih so solarni sistemi poleti bistveno bolj učinkoviti. Potrebe po ogrevanju sanitarne tople vode so majhne, zato lahko ti sistemi pokrijejo celotne potrebe po toploti. V določenih primerih lahko v toplotnih mesecih prihaja do bistveno prevelike proizvodnje zato so bili smiselna rešitev sezonske hranilnike toplote. Sezonski hranilniki ali zalogovniki toploto, ki je akumulirana tekom toplejših mesecev, shranijo za potrebe v zimskih mesecih in s tem tudi v času kurilne sezone povečajo delež solarnega ogrevanja. Prednost sezonskih hranilnikov je v tem, da lahko shranijo toploto tudi na nižjem temperaturnem nivoju, kot jo omrežje zahteva, posledica tega pa je, da je potrebno v sistem vgraditi vršni kotel ali toplotno črpalko, ki v zimskih mesecih segreje vodo na potrebno temperaturo. Delež toplote solarni sprejemniki proizvedejo tudi pozimi. Če pride tekom dneva do viška toplote, se lahko hranilniki napolnijo s toploto in jo potem zvečer in ponoči oddajajo v omrežje. Te vrste hranilnikov imenujemo dnevni hranilniki toplote.

Vrste sezonskih hranilnikov toplote v velikih sistemih

Sezonske hranilnike lahko delimo glede na sestavo in način vgradnje v štiri skupine:

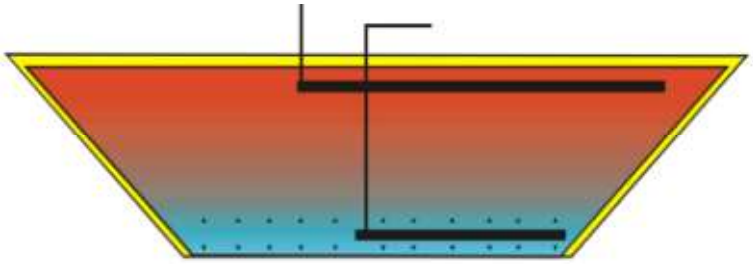
- Vodni hranilnik toplote ali HW TES (hot water thermal energy store) je hranilnik, napolnjen z vodo in vkopan v zemljo. Prikazan je na spodnji sliki. Njegova prednost je visoka zmožnost shranjevanja toplotne energije, in sicer okrog 70 kWh/m3. V

razmeroma kratkem času je iz hranilnika možno pridobiti veliko toplotno moč. Tovrstni hranilniki so lahko poljubnih oblik. Kot slabost avtor opisuje njegovo omejeno maksimalno velikost in visoke stroške pri izdelavi.



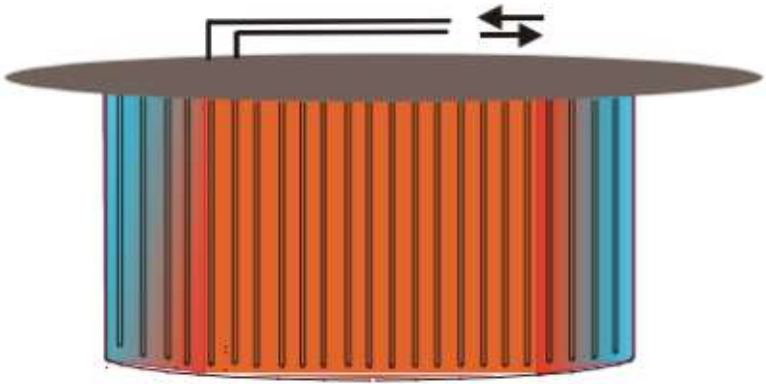
Slika 3.1: HW TES – sezonski hranilnik toplote

Sezonski hranilnik z vodo in gramozom ali PTES (pit thermal energy store) na spodnji sliki je hranilnik toplote, ki je ravno tako vkopan v zemljo. Za razliko od vodnega hranilnika je ta lahko napolnjen z mešanico gramoza in vode. Posledično je sposobnost shranjevanja toplotne energije nekoliko manjša, in sicer okrog 45 kWh/m3. Glede na to, da je vkopan v zemljo, je njegova oblika omejena, kar pa ne velja za njegovo velikost. Stroški izdelave tovrstnih hranilnikov so sprejemljivi.



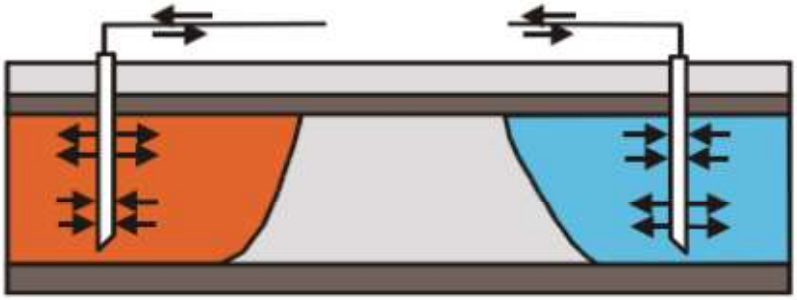
Slika 3.2: PTES – sezonski hranilnik toplote

Zemeljski oz. navpični hranilnik toplote BTES (borehole thermal energy store), prikazan na spodnji sliki, je zasnovan tako, da ima v zemljino navrtanih več navpičnih izvrtin, ki so globoke med 30 m in 100 m. V izvrtine je v obliki zanke vstavljena cev s toplotnim medijem, ki oddaja oziroma odvzema toploto zemljini. Tovrstni sistemi so med cenejšimi, hkrati jih lahko enostavno povečamo. Ker je v tem sistemu hranilnik toplote zemljina, je potrebno skrbno izbrati lokacijo postavitve hranilnika. Zmožnost shranjevanja toplote je bistveno nižja kot pri prej opisanih sistemih, in sicer med 15 kWh/m3 in 30 kWh/m3. Toplotna moč, ki jo lahko prenosnik odda naenkrat, je nizka, zato je potrebno običajno v sistem vgraditi toplotno črpalko.



Slika 3.3: BTES – sezonski hranilnik toplote

Naravni vodonosnik ATES (aquifier thermal energy store), prikazan na Sliki 5.9, je hranilnik, ki ima najnižje stroške vgradnje. Zgrajen je tako, da sta na določeni razdalji med seboj izvrtani dve izvrtini, ki sta do globine stalne podtalnice. V te izvrtine so vgrajene cevi, v katerih je toplotni medij. Medij podtalnico v poletnih mesecih segreva in ji v zimskih mesecih odvzema toploto. Shramba toplotne energije je zmerna, in sicer med 30 kWh/m3 in 40 kWh/m3. Tudi tovrstni sistem potrebuje vgradnjo toplotne črpalke za dvigovanje temperaturnega nivoja vode, saj ima relativno nizko toplotno moč.



Slika 3.4: ATES – sezonski hranilnik toplote.

Primer sezonskega hranilnika v praksi

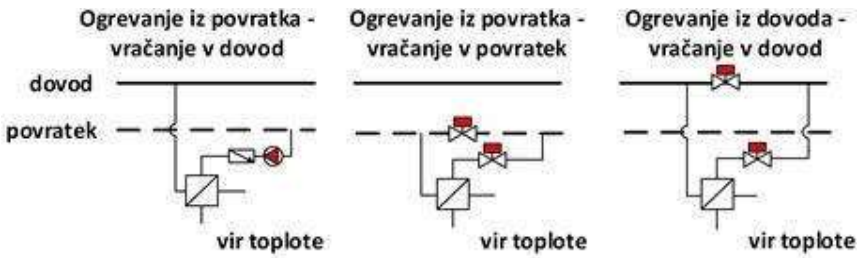
Lep primer velikega solarnega sistema s sezonskim hranilnikom toplote je sistem na Danskem v mestu Vojens. Hranilnik toplote na Sliki 3.5 je tipa PTES s prostornino 200.000 m3 in je s tem trenutno največji hranilnik toplote na svetu. Hranilnik je vkopan v zemljo, znotraj je nekakšna vreča, ki ščiti medij pred puščanjem in deluje kot posoda, da loči zemljino od medija. Hranilnik je z vrha toplotno izoliran, medij v hranilniku je voda, ki je z izmenjevalnikom toplote ločena od sistema daljinskega ogrevanja.



Slika 3.5: Sezonski hranilnik toplote v mestu Vojens

3.1.2 Način priklopa solarnega sistema

Vgradnja polja SSE zahteva tudi analizo priklopa na že obstoječe ali pa na novo zgrajeno omrežje sistema DO. Pri samem priklopu je potrebno upoštevati, kakšen je vir ogrevanja, na kakšnem temperaturnem nivoju sistem obratuje in nenazadnje, kakšno vlogo ima polje SSE v sistemu DO. V odvisnosti od temperaturnih nivojev solarnega vira, kot tudi parametrov obratovanja sistema daljinskega ogrevanja, ločimo tri osnovne načine dovoda solarne toplote v omrežje daljinskega ogrevanja.



Slika 3.6: Način priklopa solarnega sistema na omrežje sistema DO

Na zgornji sliki so prikazana vezalne sheme.

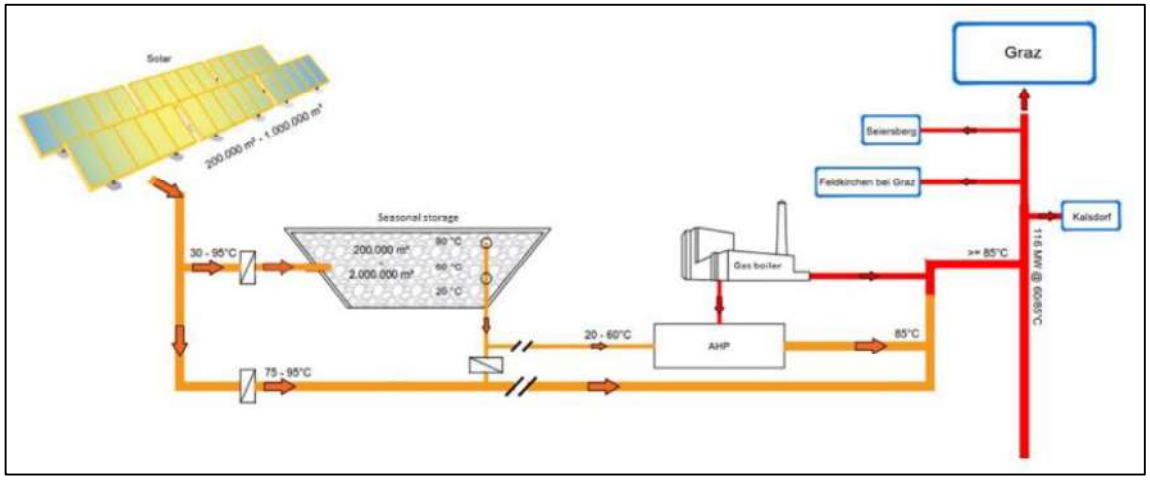
- dogrevanja povratka s poljem SSE. Ta vrsta vezave je smiselna, če je primarni vir toplarna, saj s tem segrejemo povratek in nekoliko izboljšamo izkoristek delovnega procesa. V primeru, ko je glavni vir soproizvodnja toplote in elektrike, ta način vezave

ni zaželen, saj zaradi dviga temperature povratnega voda poslabša izkoristek, če je sistem v povezavi s soproizvodnjo toplote in elektrike. Prednost tega sistema je, da omogoča konstanten pretok skozi polje SSE in zagotavlja visoko učinkovitost SSE

- Kadar bi v postrojenju želeli segrevati dovod DO, moramo upoštevati, da zaradi višje temperature vstopa v SSE učinkovitost le-teh pade. Zaradi majhne temperaturne razlike in nizke učinkovitosti se vezava, kot je prikazana na Sliki v praksi ne uporablja.
- Vstop povratka v prenosnik toplote. Ko solarni medij odda toploto, se segreta voda usmeri v dovod sistema DO. Za dosego želene temperature, ki jo definira temperatura vode v dovodni cevi DO, moramo prilagajati pretok solarnega medija skozi polje SSE.

3.1.3 Primer iz prakse

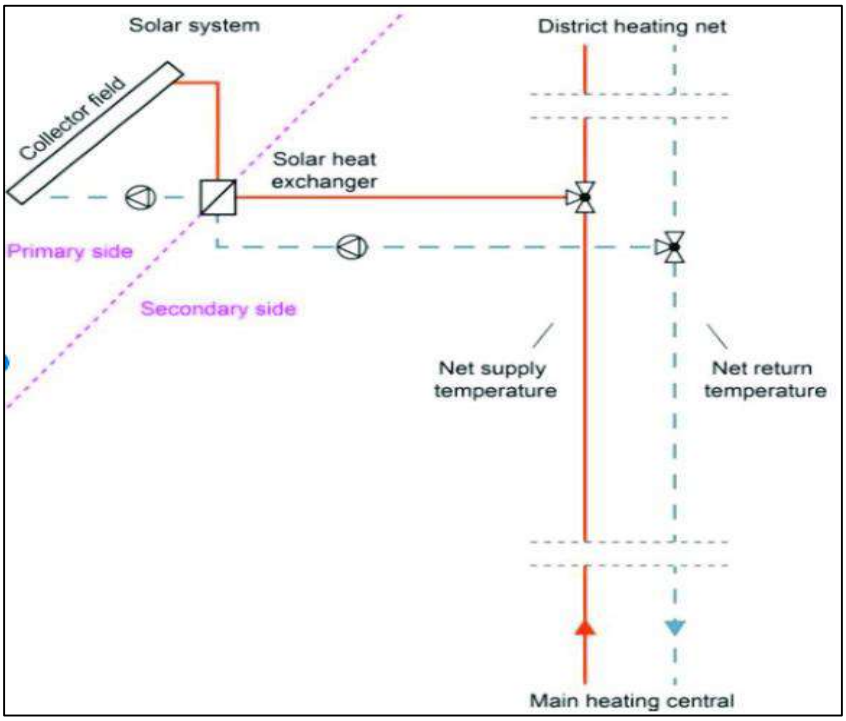
Na spodnji sliki je prikazana študija vgradnje solarnega sistema v že obstoječe daljinsko ogrevanje v mestu Gradec v Avstriji . Študija prikazuje postavitev polja SSE in vgradnjo sezonskega hranilnika toplote, ki sta vezana v daljinsko omrežje. Polje SSE je na daljinski sistem vezano na dva načina. Prvi način je, da solarni mediji SSE preko prenosnika odda toploto vodi, ki je v sezonskem hranilniku. Toplota iz sezonskega hranilnika ima nižji temperaturni nivo, kot so zahteve omrežja, zato je med omrežjem in hranilnikom vezana absorbcijska toplotna črpalka. Le-ta segreje vodo na ustrezno temperaturo, ki jo zahteva daljinski sistem ogrevanja. Drugi način je oddaja toplote preko izmenjevalnika neposredno v sistem daljinskega ogrevanja. V drugem primeru mora biti temperaturni nivo dovolj visok, da se lahko zagotovi prenos toplote v prenosniku. V obeh primerih je zaradi velikih potreb po toploti vgrajen plinski kotel, ki glede na potrebe omrežja dvigne temperaturo vode v daljinskem sistemu. Z uvedbo solarnega sistema naj bi zmanjšali delež fosilnih goriv za ogrevanje mesta, znižali stroške ogrevanja in zmanjšali izpuste toplogrednih plinov ter s tem povečali delež OVE.



Slika 3.7: Vezava solarnega sistema v sistem DO s sezonskim hranilnikom toplote

3.1.4 Vezalna shema solarnega sistema v daljinsko omrežje brez hranilnika toplote

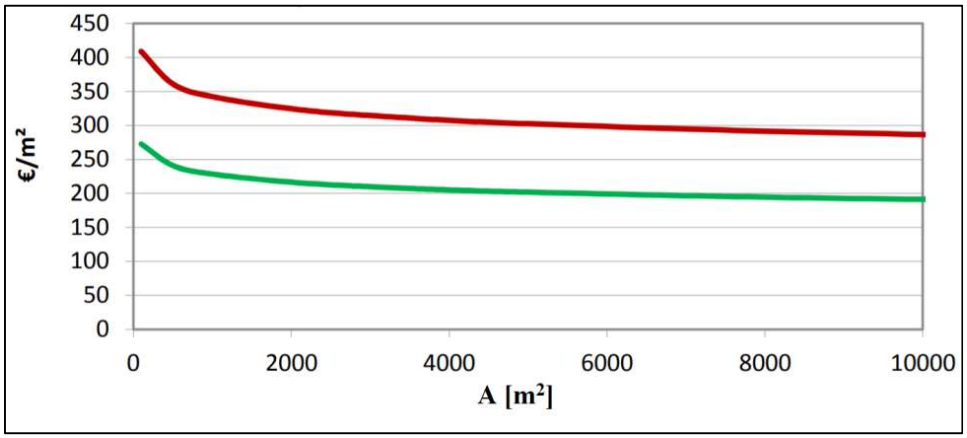
V praksi so zgrajeni veliki solarni sistemi, ki nimajo sezonskega hranilnika toplote. Kot že prej omenjeno, je na Danskem v mestu Silkeborg postavljen sistem solarnega daljinskega ogrevanja s površino SSE 157.000 m2. Ta sistem nima vgrajenega sezonskega hranilnika toplote, ima pa vgrajena dva manjša dnevna hranilnika, ki imata oba skupaj prostornino 32.000 m3. Namenjena sta hrambi toplotne energije iz soproizvodnje iz dveh plinskih turbin in ene parne turbine za pokrivanje jutranjih konic. Podatki o daljinskem sistemu v mestu Silkeborg so povzeti po podatkih Global Solar Thermal Energy Council. Možna je tudi vgradnja solarnih sistemov v obstoječe daljinske sisteme ogrevanja brez večjega hranilnika toplote z regulacijo črpalk in s tem pretokov skozi SSE. Posledica nadziranja pretokov je konstantna izhodna temperatura iz SSE, s čimer je omogočeno doseganje temperaturnih potreb omrežja. Iz spodnje Slike je razvidno, kako je lahko polje solarnih sprejemnikov vezano neposredno v distribucijsko omrežje DO. SSE so napolnjeni s solarnim medijem, katerega kroženje zagotavlja obtočna črpalka. Preko prenosnika toplote je tako imenovan primarni sistem, v katerem so SSE, povezan s sekundarnim sistemom. V primeru na spodnji sliki je sekundarni sistem DO. Iz tega sistema je iz povratka preko ventila narejen odvzem, ki je speljan do prej omenjenega prenosnika toplote. Solarni medij odda toploto in s tem segreje povratek DO. Segreta voda se nato vrne preko ventilov v dovod DO.



Slika 3.8: Vezava solarnega sistema v sistem DO brez sezonskega hranilnika toplote

3.1.5 Ekonomska analiza

Na spodnji sliki je prikazano, kako se z velikostjo polja SSE cena spreminja. Rdeča črta prikazuje zgornjo ocenjeno investicijo, zelena pa spodnjo ocenjeno investicijo. Razlika med črtama se pojavi zaradi specifike posameznega projekta, zato je grafično prikazan določen razpon v višini investicije na površino sistema.



Slika 3.9:Vpliv velikosti SSE na ceno

V literaturi je navedenih več načinov določitve vrednosti investicije velikega solarnega sistema v povezavi z DO. Podana je groba ocena višine investicije. Glede na to, da smo izračunali velikost SSE cca 19.000 m2, je višina investicije za to velikost ocenjena na 200 €/m^2 SSE. Celotna investicija naj bi znašala okrog 3.800.000€. Poleg cene sprejemnikov in potrebne napeljave je potrebno upoštevati še ceno hranilnika toplote. Sprejemniki so samo del sistema, upoštevati je potrebno še vso povezovalno instalacijo, vse zaporne elemente, črpalke in potrebne prenosnike toplote. Dodati je potrebno, da je za optimalno vodenje sistema potrebno vgraditi še razne elektronske sisteme, ki pripomorejo k boljšemu pregledu in vodenju sistema.

3.2. Uporaba odpadkov in biomase s tehnologijo uplinjanja

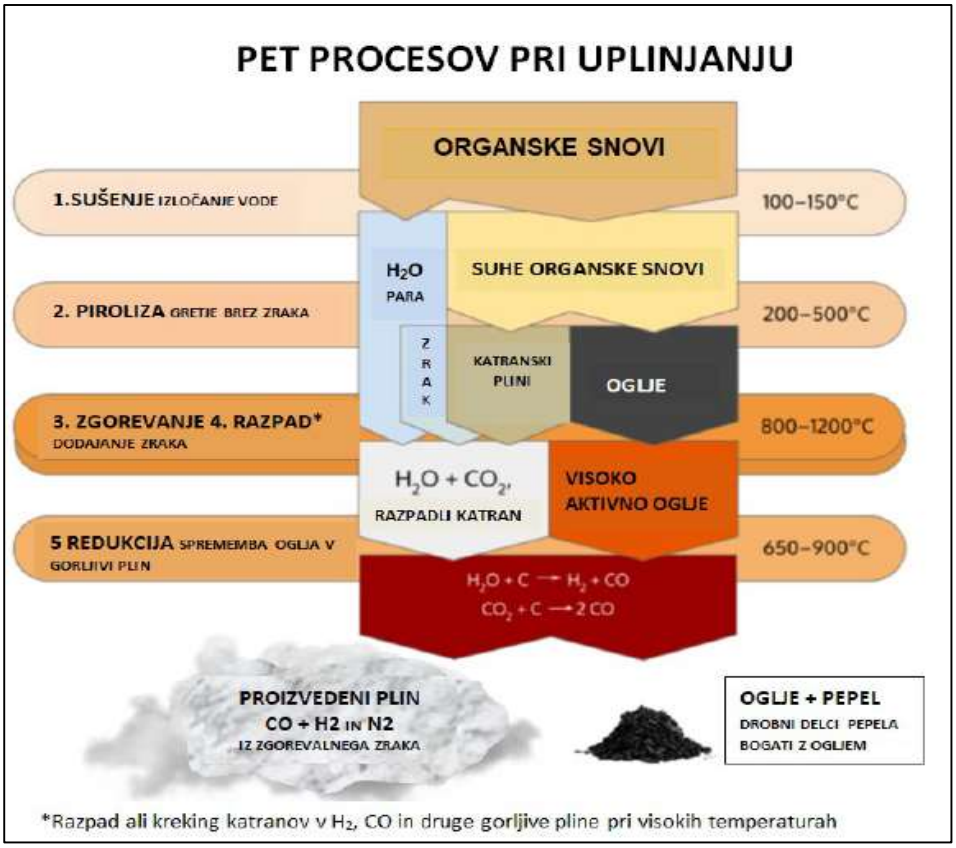
Uplinjanje trdnih gorljivih materialov z vsebnostjo ogljika, kot so premog ali les oziroma lesna biomasa je že stara metoda proizvodnje industrijskih plinov CO in H2 za različne namene uporabe. Ponovni razmah tovrstnih tehnologij je prinesla energetska kriza sedemdesetih let, zlasti pa usmeritev v izrabo obnovljivih virov energije. Uplinjanje je eden od obetavnih postopkov, ki je v primerjavi s klasičnim parnim ciklom učinkovitejši, cenejši in povzroča bistveno manj izpustov, kakor je ugotavljala že Svetovna banka v svojem elaboratu Energy from biomass avtorjev Petra Quaaka, Harrie Knoefa in Huberta Stassena iz leta 1999.

V zadnjih dveh desetletjih so se v svetu postavili številni raziskovalni projekti z uplinjanjem različnih trdih goriv, kot je na primer bližnji Güssing. Vendar gre še danes večinoma za pilotne projekte, saj se množično uporabljajo zgolj zelo majhni sistemi, z nazivno močjo nekaj 100 kWth. Ključni problem tehnologije uplinjanja je pojav katranov v produktnem plinu, katerim se je zelo težko izogniti, saj je uplinjanje po svoji naravi »slabo zgorevanje« oziroma tlenje.

Obstaja kar nekaj ukrepov za zmanjševanje katranov, kot na primer primarni ukrepi (ukrepi znotraj uplinjevalnika), ki se zanašajo na ustrezne krmilne strategije oziroma vzdrževanje pogojev procesa uplinjanja in tokovno dinamiko v uplinjevalniku, tako da je nastanek katranov manjši. Te tehnološke rešitve omejujejo delovanje sistema v smislu fleksibilnosti delovanja, možnosti različnih gabaritov naprave, poleg tega so naprave izjemno omejene pri izboru in pripravi materialov za uplinjanje hkrati pa lahko kot stranski produkt proizvajajo veliko količino oglja in delujejo v zelo omejenih pogojih obratovanja. Čeprav lahko primarni ukrepi bistveno zmanjšajo vsebnost katranov velja, da je brez uporabe sekundarnih ukrepov njihova popolna odstranitev praktično nemogoča.

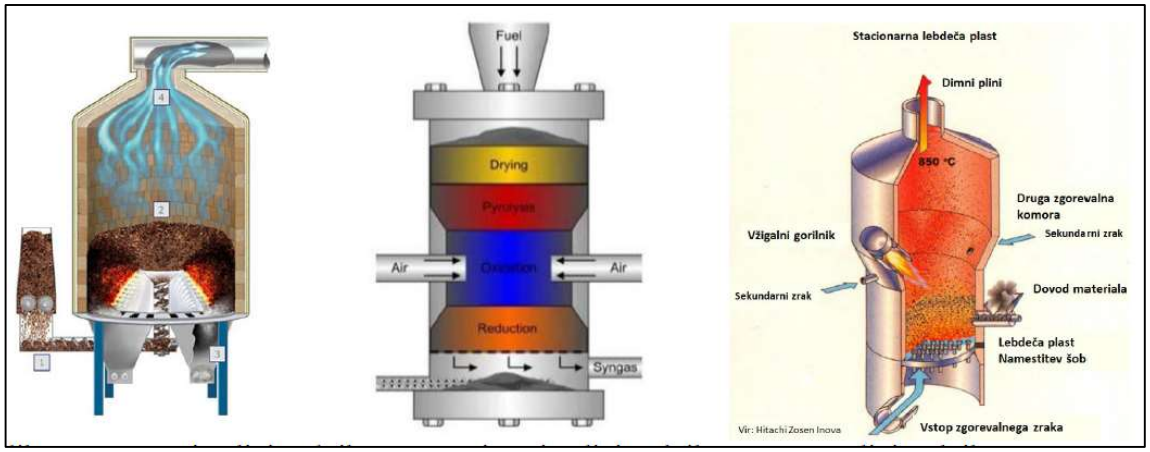
Sekundarni ukrepi (ukrepi za uplinjalnikom) se zanašajo na naknadno obdelavo produktnega plina z različnimi metodami (termična obdelava, katalitična obdelava, pranje plina). Tudi ti ukrepi imajo določene pomanjkljivosti: niso dovolj učinkoviti, so predragi, negativno vplivajo na kurilno vrednost plina ali pa problem katranov prestavijo na obdelavo odpadne vode. V primeru katalitičnih sekundarnih ukrepov se energijo za endotermne procese v večini primerov pridobiva z zunanjim virom toplote (dovajanje vročih plinov ali z električnimi grelniki).

Vsi obstoječi procesi uplinjanja so v okviru termodinamičnih zmožnosti trenutno prilagojeni in optimirani za proizvodnjo produktnega plina s čim nižjo vsebnostjo katranov, ki se giblje od 0,1% (sotočni uplinjalniki) do 20% (protitočni uplinjalniki) ali več (v procesih čiste pirolize). V postopkih uplinjanja, s ciljem čim manjše vsebnosti katranov v produktnem Uplinjevalnik T2-800 / demo linija (sinteznem) plinu se uporablja čim bolj homogene in suhe surovine, ki so ustrezno obdelani in prečiščeni. Problem katranov pa otežuje ali onemogoča optimalne tehnične ukrepe za ustrezno ravnanje z drugimi elementi, ki so prisotne v nehomogenih surovinah, kot na primer odpadki vseh vrst, ki lahko vsebujejo materiale z žveplom ali klorom in se jih mora predhodno odstranjevati iz surovine.



Slika 3.10: Procesi pri uplinjanju

Zadnjih nekaj desetletij poteka v tujini intenziven razvoj novih konstrukcij uplinjevalnikov in čistilnih sistemov za katrane in druge primesi. Glede na stanje tehnike uplinjanja je katrane vedno mogoče odstraniti, vendar žal na račun homogenosti materialov na vstopu in njim prilagojene konstrukcije uplinjevalnika ter učinkovitosti čistilnih sistemov na izstopu. Poznamo pet glavnih načinov uplinjanja, ki se razlikujejo med seboj po različnih konstrukcijah uplinjevalnikov. To so: sotočni uplinjevalnik (Sl. 3.11), protitočni uplinjevalnik (Sl. 3.12), uplinjevalnik z lebdečim slojem (Sl. 3.13). Poleg tega poznamo še uplinjevalnike s plazmo in linjevalnike s sočasnim dovodom materiala in zraka od zgoraj (eintrained bed). Zadnja dva tipa ste redka, konstruktivno zahtevnejša ter pogosto manj učinkovita/ekonomična.



3.11. Sotočni uplinjevalnik s stabilno plastjo goriva (updraft)

3.12. Protitočni uplinjevalnik s stabilno plastjo goriva (downdraft)

3.13. Uplinjevalnik lebdečo plastjo (fluidized bed)

3.2.1 PILOTNI PROJEKT tehnologije uplinjanja za pridobivanje vodika, metana ali metanola SYNTECH

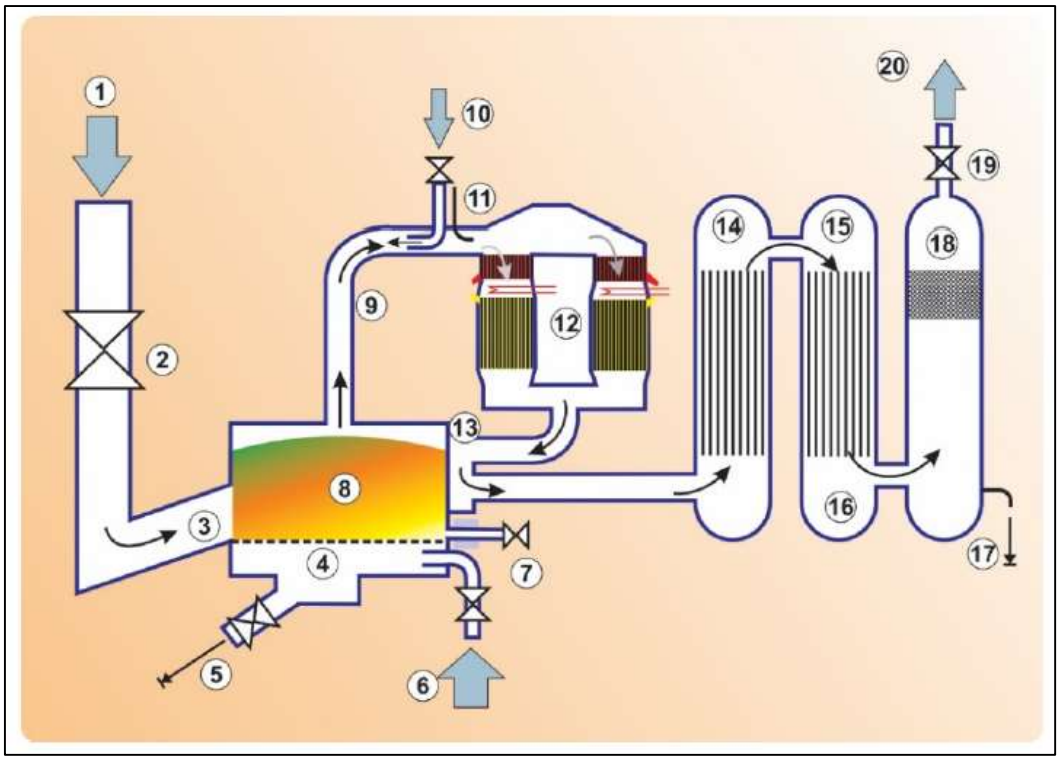
Tehnologija uplinjanja po SYNTECH-u predstavlja domačo zasnovo uplinjevalnega sistema za proizvodnjo sinteznega plina (H2 + CO). Sistem je primeren za vse vrste gorljivih snovi, pri katerih se v uplinjevalniku lahko proizvaja veliko katrana. Njegova posebnost je robusten in enostaven uplinjevalnik (z zgornjim nalaganjem) s tem, da se nato s posebnim katalizatorjem razgradi katrane v čisti sintezni plin. Z inovativnim katalizatorjem je uspelo razrešiti ta poglavitni problem uplinjanja tako, da postanejo katrani sestavni del procesa uplinjanja. Zaradi enostavnosti uplinjevalnika se lahko na vhodu uporabljajo zelo heterogeni materiali ob minimalnih emisijah. Pretežni del škodljivih snovi se z dodatki in s katalizo odstrani že v samem uplinjevalniku. Po izhodu plinov iz katalizatorja za razgradnjo katranov, se lahko nastali sintezni plin v nadaljnjem postopku (po potrebi še dodatno očisti) predela po uveljavljenih tehnologijah v vodik, metan ali metanol. Tehnologija je razvita do nivoja TRL6, kar pomeni, da že lahko izdelamo verodostojno polindustrijsko napravo. Na podlagi dosedanjih meritev na prototipih je bila izdelana, na osnovi dostopnih podatkov, primerjava predvidene izboljšane tehnologije z obstoječim sistemom sežigalnice odpadkov v Celju.

Kot materiale za uplinjanje po novi metodi lahko uporabljamo ves gorljivi del odpadkov, tako komunalnih, kakor tudi iz drugih dejavnosti in odpadno lesno biomaso.

Spodnja tabela prikazuje predviden delež plinov v različnih energentih:

Spodnja tabela prikazuje seznam materialov za uplinjanje z njihovo sestavo:	**%C**	**%H**	**%O**	**%N**	**%S**	**%Cl**	**%pepel**	**HHV kWh/kg suhe**
Šota	23	10	59	1,5	0,5	0	6	3,78
Mulj po frementaciji	29,11	3,16	16,89	>2,5	0,54	1,1	42,54	3,26
Koruza*	45	5,8	42,7	2,5	0	0	4	4,74
Lignit	42	7	43	1	1	0	6	5,12
Les*	50-53	5,8-7	33-44	0-0,3	0-0,1	0,001-0,1	0,1-2	5,5-5,8
Komunalni odpadki	50,5	8,22	24,55	0,18	1,66	0,32	14,57	6,19
Rjav premog*	68,39	4,64	16	1	0,8	0,02	9,18	7,54
Bitumen	77	5	5	1,5	0,5	0	11	8,9
Antracit	86,5	2,5	3	0,5	0,5	0	7	9,09

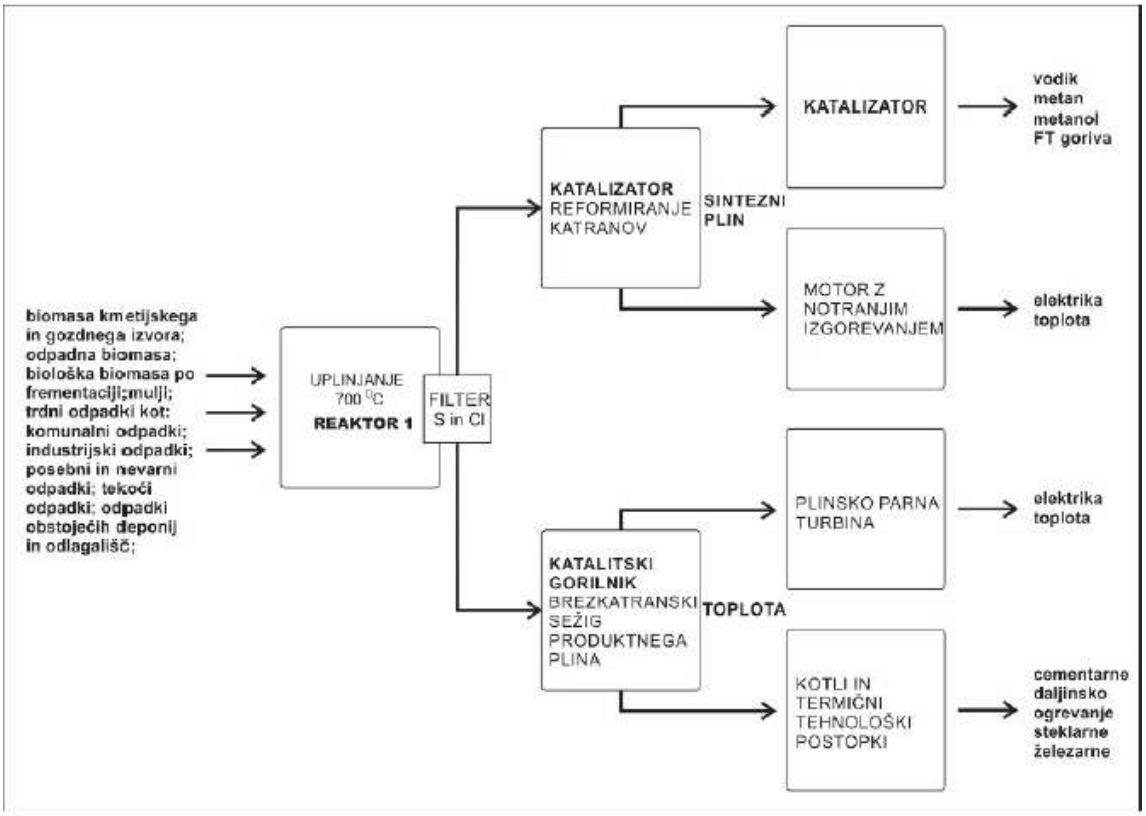
Na spodnji sliki je prikazana shema predlaganega postrojenja z opisom posameznih bistvenih elementov.



Slika 3.14: Shema postrojenja

1 Vnos pripravljene surovine za uplinjanje
2 Celična zapora
3 Dozirni polž za rešetko
4 Rešetka
5 Polž za izločanje pepela
6 Doziranje zraka in pare pod rešetko
7 Vžigalni sistem surovine za uplinjanje
8 Uplinjevalnik
9 Odvod produktnega plina in mešalni del
10 Dovod oksidanta v produktni plin
11 Dovod startnega plina za katalizator
12 Katalizatorska enota
13 Prvi prenosnik toplote (plin/uplinjevalnik)
14 Drugi prenosnik toplote (plin/zrak)
15 Tretji prenosnik toplote (plin/voda)
16 Zbiralnik kondenzne vode
17 Odvod kondenzne vode
18 Izločevalnik kapljic - Demister
19 Glavni zaporni ventil linije
20 Izhod čistega sinteznega plina

Kot je razvidno iz slike se naprava sestoji iz sotočnega uplinjevalnika s stabilno plastjo goriva 8 (podoben kot na Sl.3.11) iz katerega odhajajo nastali produktni plini (plini pred katalizatorjem) po odvodu 9 v katalizatorsko enoto 12, kjer se nastali katrani razgradijo v CO in H2. Nastali vroč sintezni plin (plin po katalizatorju) se nato prvič ohladi v prenosniku toplote 13, ki v bistvo ogreva plašč uplinjevalnika. Vodenje sinteznega plina iz katalitskega reaktorja 12 v plašč uplinjevalnika povišuje njegovo temperaturo in s tem zmanjšuje potrebo po dovajanju oksidanta v proces uplinjanja, ki ga nadomešča kisik iz dovedene vode, ki razpade v piroliznem delu uplinjevalnika. Z razpadom vode se tudi viša energijska vrednost produktnega plina. V drugem prenosniku toplote 14, ki lahko služi tudi za dodatno čiščenje preostankov spojin s S in Cl, se predgreva procesni oksidant in tretjem prenosniku toplote 15 pa se sintezni plin ohladi do temperature kondenzacije. Toplota se z rekuperacijo v največji možni meri koristno uporabi za vzdrževnje parametrov procesa. Dokončno se plini osušijo v razvlaževalniku – izločevalniku kapljic 18. Iz sinteznega plina izločena kondenzna voda je uporabna kot tehnološka voda in se vrača v proces (posebej v primeru presuhega vhodnega materiala). Višek nizkotemperaturne toplote pri večjih napravah pa se lahko uporabi tudi za proizvodnjo elektrike (ORC proces). Ohlajen sintezni plin, brez katranov in prašnih delcev je uporaben kot tehnični plin, kot energent za proizvodnjo elektrike ali za izdelavo koristnih kemičnih proizvodov in plinastih ali tekočih goriv, kot so na primer metan, metanol ali drugi derivati, ki jih pridobimo na primer s Fischer- Tropsch procesom. Opisani proces se samodejno zažene tako, da v izogib kondenziranju katranov/ogljikovodikov, z zunanjimi grelniki segreje mešalni del katalitskega reaktorja in sam katalizator do temperature okoli 400°C. Po segrevanju katalizatorja in mešalnega dela katalitskega reaktorja se z vpihovanjem vročega zraka na rešetko vžge material za uplinjanje v uplinjalniku. Postrojenje je zasnovano za avtomatsko delovanje in opremljeno z sodobno merilno in IT tehnologijo za kontrolo vhodnih materialov, poteka procesov in emisij v okolico. Na Sliki 3.15 je prikazan tok odpadnih materialov in mesto uplinjanja v njem.



Slika 3.15: Shema celotnega procesa možne obdelave odpadnih snovi in mesto uplinjevalnega postrojenja

3.2.2 Ekonomska ocena

Predstavljena tehnologija uplinjanja je še v razvojni pilotni fazi. Izhodišča za ekonomsko oceno so podana v spodnji tabeli. Za določitev stroškov obratovanje, je potrebna še podrobnejša analiza, zagotovo pa ne presegajo predvidenih prihodkov.

Spodnja tabela prikazuje strošek in potencialnih prihodkov investicije:

Opis in EM	**Vrednosti**
Količina materiala za uplinjanje t/leto	30.000,00
Višina investicije v EUR	15.000.000,00
Električna moč MW	**4,8**
Toplotna moč MW	**8,8**
Proizvodnja elektrike MWh/leto	38.400,00
Proizvodnja toplote MWh/leto	70.400,00
Izkoristek % glede na vhod	47 %
Poraba adsorbenta t/leto	1.880,00
Kondenzna voda t/leto	6.360,00
Prodaja električne energije v EUR po ceni 50 EUR/MWh	1.920.000,00

Prodaja toplote v EUR (pri ceni 20 EUR/MWh)	1.267.200,00
PRIHODKI iz prodaje ENERGIJE v EUR	3.187.200,00
Prodaja sinteznih plinov	Cca 8 mio EUR

3.3. ZEMELJSKI PLIN

Skozi območje MO Velenje že vrsto let poteka visokotlačno 50 bar-ski plinovod preko katerega se izvaja oskrba z zemeljskim plinom za Koroško regijo in nekdanjo železarno Ravne na Koroškem. Ocenjeni potencial tega plinovoda RD-24 je ocenjen na cca: 800 MW.

Iz odjemnega mesta v Šentrupertu je bil leta 2007 zgrajen plinovod RD-25D za projektirane kapacitete potreb v TEŠ, predvidenih plinifikacij v občini Šmartno ob Paki, predvidenih plinifikacij v občini Mozirje in predvidenih plinifikacij v občini Nazarje. Ocenjeni potencial tega plinovoda RD-25D je ocenjen na cca: 400 MW

Na geografskem območju MO Velenje in občine Šoštanj so trenutno zgrajene tri glavne merilno regulacijske postaje (MRP).

- MRP-Trebuša iz katere PLINOVODI, d. o. o. Ljubljana dobavljajo zemeljski plin za potrebe gospodarske družbe Gorenje, d. d. in nakupovalnega centra Trebuša z ocenjenim potencialom cca: 100 MW.
- MRP-Škale Hrastovec iz katere se dobavljajo zemeljski plin Komunalnemu podjetju Velenje, d. o. o. , ki oskrbuje končne odjemalce v KS Škale, KS Hrastovec in KS Gaberke, zocenjenim potencialom cca : 4 MW.
- MRP-TEŠ iz katere PLINOVODI, d. o. o. Ljubljana dobavljajo zemeljski plin za potrebe plinskih turbin PT-51 in PT-52.

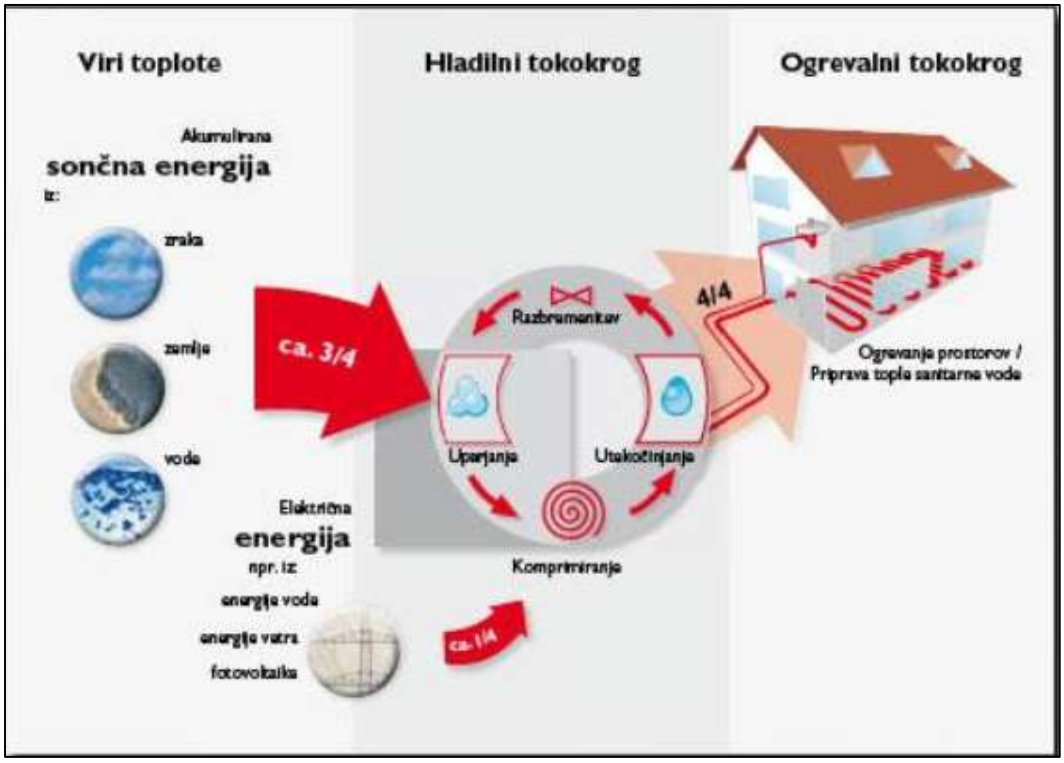
3.4. TOPLOTNE ČRPALKE VODA- VODA (koriščenje energije Šaleških jezer)

Ogrevanje s toplotno črpalko predstavlja energetsko učinkovit in okolju prijazen način ogrevanja. Toplotne črpalke so naprave, ki izkoriščajo toploto okolice ter jo pretvarjajo v uporabno toploto za ogrevanje prostorov in segrevanje sanitarne vode. Toplota, ki jo črpajo toplotne črpalke je v različne snovi akumulirana energija, zato predstavlja obnovljivi vir energije. Toplotne črpalke izkoriščajo toploto zraka, podtalne in površinske vode, toploto akumulirano v zemlji in kamnitih masivih, lahko pa izkoriščajo tudi odpadno toploto, ki se sprošča pri različnih tehnoloških procesih.

Toplotne črpalke snovem iz okolice odvzemajo toploto na nižjem temperaturnem nivoju ter jo oddajajo v ogrevalni sistem na višjem temperaturnem nivoju. Da je to mogoče, je potrebno v takšen krožni proces dovesti dodatno pogonsko energijo, ki je najpogosteje električna energija. Toplotna črpalka potrebuje za prenos toplote delovni medij, ki s spremembo

svojega agregatnega stanja prenaša toploto iz okolice v poljuben ogrevalni sistem. Kot delovno sredstvo se v toplotnih črpalkah uporabljajo hladiva.

Proces v toplotni črpalki poteka po zaključenem tokokrogu. Hladivo v uprajalniku odvzame toploto okoliškemu mediju in se upari. Uparjeno hladivo nato potuje skozi kompresor, kjer se mu zaradi vloženega mehanskega dela zvišata tlak in temperatura. V kondenzatorju uparjeno hladivo kondenzira in pri tem odda toploto mediju, ki ga ogreva. Utekočinjeno in ohlajeno hladivo potuje skozi dušilni ventil, kjer ekspandira na nižji tlak ter od tu nazaj v uparjalnik. Ta krožni proces se ponavlja ves čas delovanja toplotne črpalke.



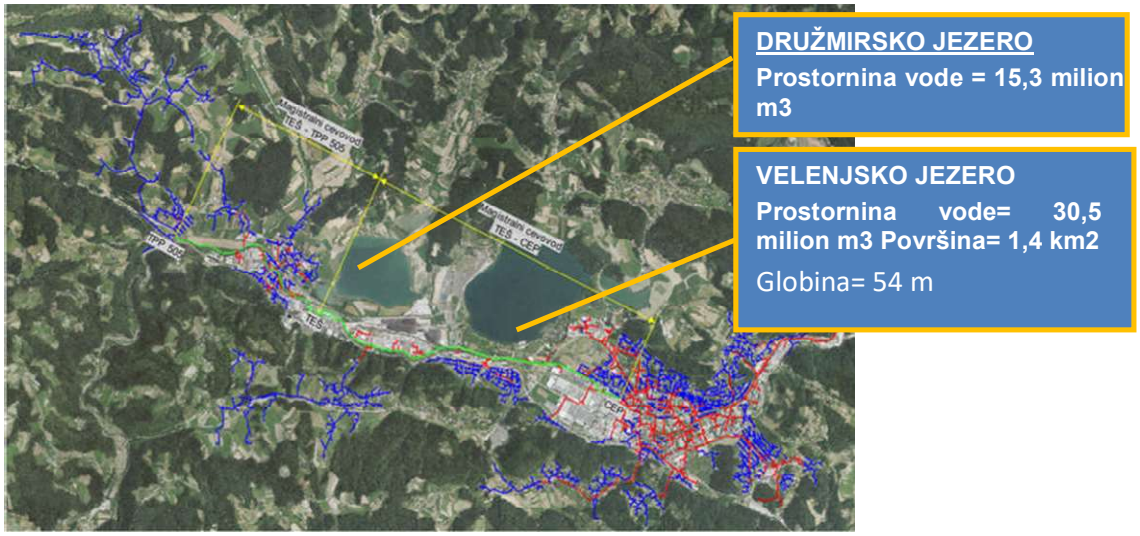
Slika 3.16: Sistem delovanja toplotne črpalke in viri toplote (Vir: Ekoenergija)

Toplotni viri za toplotne črpalke glede na poreklo in obstojnost temperaturnega nivoja lahko razdelimo na tri skupine:

- naravni z v glavnem spremenljivimi temperaturami, kamor spadaj okoljski zrak,
- naravni z razmeroma konstantnimi temperaturami, kamor spadajo površinske vode, podzemne vode, slojevita tla in sončna energija
- in umetni viri, kot so odpadni, izrabljeni ali onesnažen zrak in odpadne vode.

Ogrevanje s pomočjo površinskih voda ne predstavlja velik poseg v okolje. V tem primeru uporabljamo zaprt sistem odvzema toplote, tako da kolektor neposredno položimo v medij. Njegovo dolžino prilagodimo energetskim potrebam. Kot hladivo uporabljamo nestrupen

medij, ki ga z obtočno črpalko vodimo do kolektorja, mu odvzamemo toploto in ga s tem ohladimo za nekaj stopinj Celzija.



Slika 3.17: Možni vir toplote

3.4.1 Ocenjena investicijska vrednost

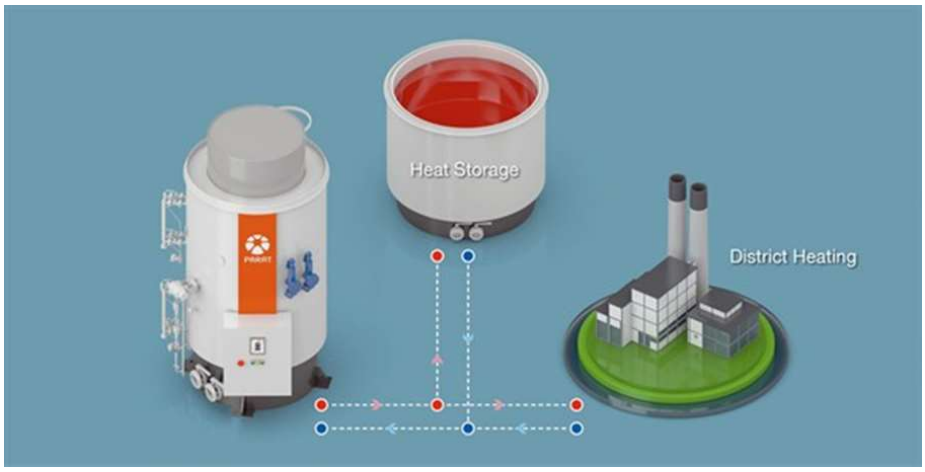
Na podlagi raziskave večjih toplotnih črpalk (Dunaj, Dramen) in javno dostopnih podatkov ocenjujemo da se investicije v velike toplotne črpalke gibajo med 500.000 EUR do 1.000.000 EUR na inštaliran MW toplotne moči.

3.5. MOŽNOSTI KORIŠČENJA NIZKOCENOVNE ELEKTRIČNE ENERGIJE V VN ELEKTRO KOTLIH

Povečanje proizvodnje električne energije iz OVE bo ali pa že je ustvarilo povpraševanje po hitri regulaciji elektroenergetskih omrežij. VN elektrodni kotli se lahko uporablja za primarno regulacijo z manj kot 30 sekund odzivnega časa od najmanjše do polne obremenitve. Pretvarjanje električne energije na toploto omogoča kopičenje obnovljive energije v obdobjih viškov proizvodnje električne energije. Na ta način lahko obnovljivi viri delujejo in čista poraba energije bo nadomestila fosilna goriva.

Ker bo električna energija na voljo kot stroškovno konkurenčno gorivo v prihodnosti, bodo VN elektrodni kotli tudi dragocen rezervni kotel v primeru okvare v klasičnih kurilnih kotlih ali v sistemih za distribucijo toplotne energije. Noben drug kotel ne more biti obratovalno razpoložljiv iz hladnega stanja do polne obremenitve v 5 minutah.

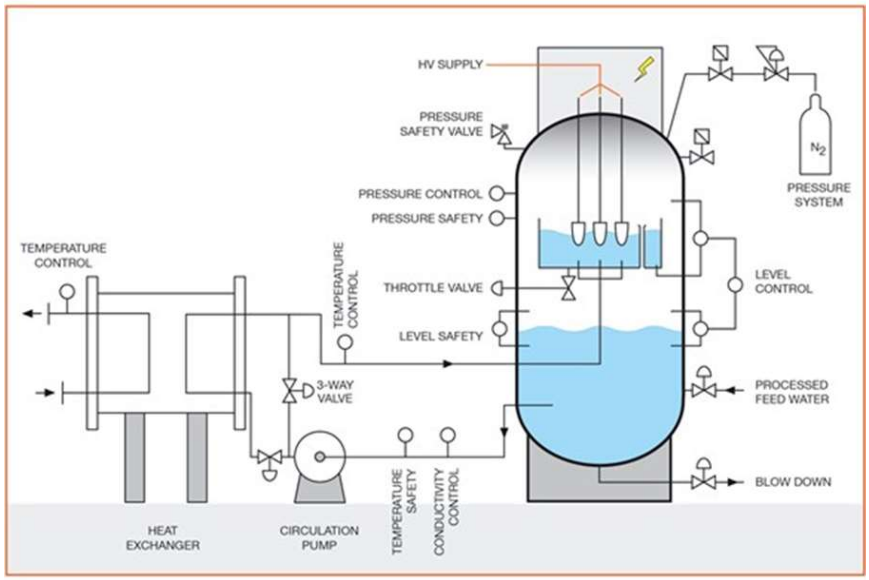
Tudi v državah, kjer obnovljiva energija še ni pomembna v elektroenergetskem omrežju, se lahko VN elektrodni kotli uporabijo v obdobjih z nizkimi cenami električne energije, na primer ponoči.



Slika 3.18: Primer umestitve električnega kotla v sistem DOT

Vroča voda se ustvari z kroženjem skozi zgornjo komoro kotla, kjer so elektrode suspendirane. Kotel je pod tlakom z dušikom in zaradi relativno nizkega volumna vode kotel deluje tudi kot raztezna posoda.

Če temperatura ogrevnega medija doseže nastavljeno vrednost se moč kotla samodejno zmanjša. Odvod ogrevne vode je pod nadzorom dušilne lopute, ki uravnava nivo v zgornji komori kotla.

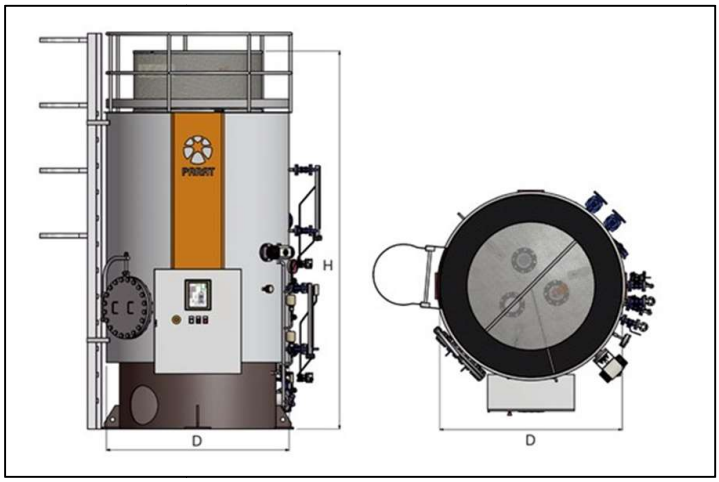


Slika 3.19: Shema sistema proizvodnje toplote iz VN električnih kotlih

VN elektrodni kotli so izdelani z oznako CE po PED/2014/68/EU in EN12953. ASME žig je mogoče dostaviti kot možnost. VN elektrodni kotli so dobavljivi tudi v EX različici za vgradnjo v območju 2 nevarna območja. Celica za povezavo srednje napetosti je zasnovana v skladu z EN 61936 za električne inštalacije.

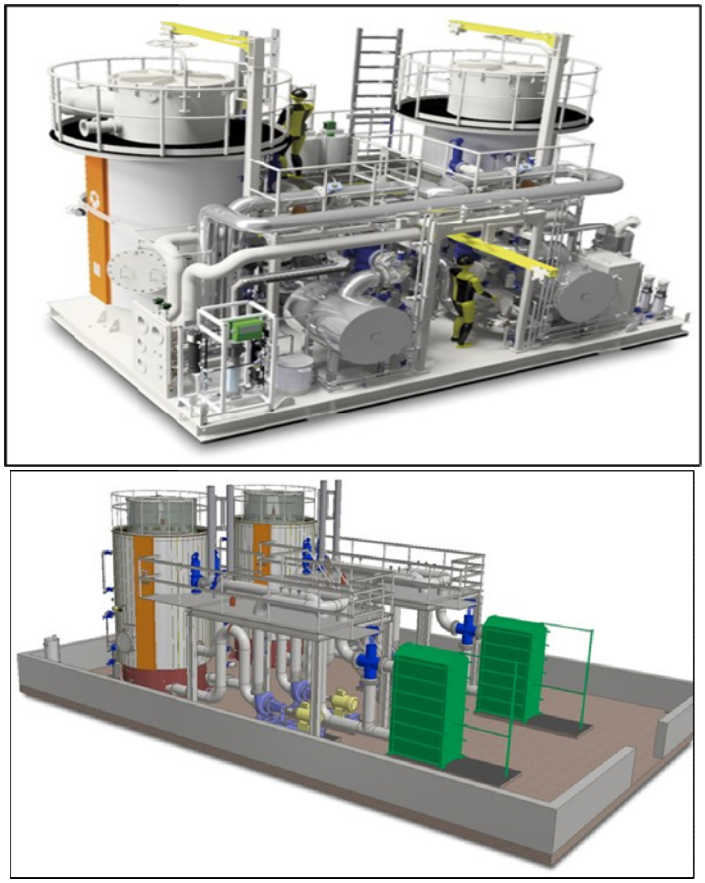
Kotel je sestavljen iz zunanjega in notranjega vsebnika. Znotraj notranjega vsebnika, ki je električno izoliran od zunanje lupine so elektrode suspendirane. Kotel je zasnovan za 6-24 kV. Toplota se ustvari z omsko odpornostjo v vodi med elektrodami. Voda in notranja posoda tvori izolirano ničelno točko v zvezdni povezavi med elektrodi. Zahvaljujoč geometriji elektrod je trenutni tok tako nizek, da se elektrode ne izrabljajo.

Nova serija kotlov dosega do 99,9-odstotni izkoristek
30 sekund od minimalne do polne obremenitve
Najmanjša obremenitev 0%
Kompaktna zasnova - do 60 MW
Brez obrabe elektrod
Potrebno je minimalno vzdrževanje

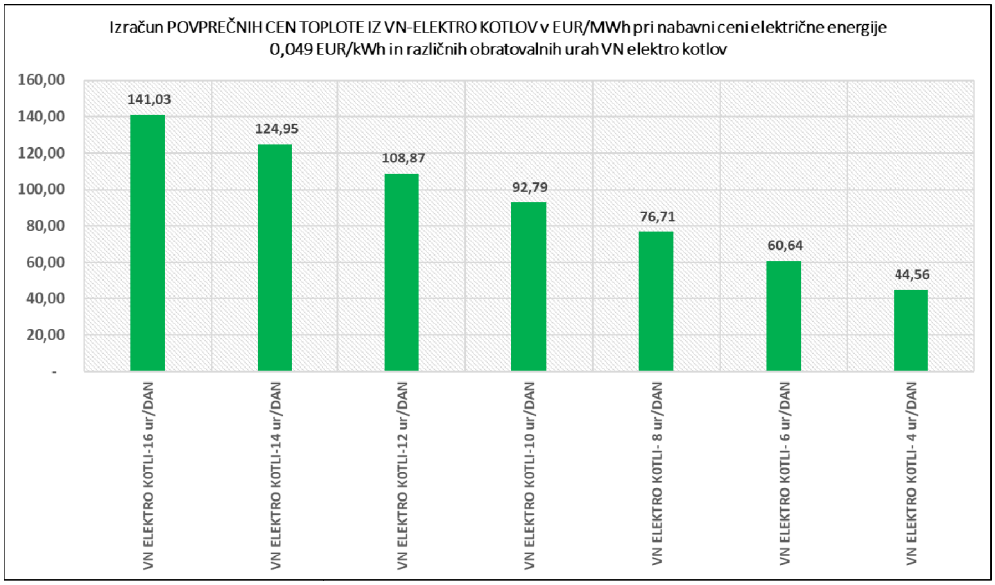


Capacity (MW)	0-5	0-15	0-30	0-45	0-60
D (mm)	2.100	2.350	2.700	3.000	3.500
H (mm)	4.350	5.100	5.580	5.800	6.350
Transport weight (kg)	4.500	6.000	9.500	10.500	11.000
Operating weight (kg)	7.000	9.500	14.000	15.500	20.000
Test weight (kg)	11.500	17.500	26.500	31.000	41.000

Slika 3.20: Dimenzije referenčnega električnega kotla



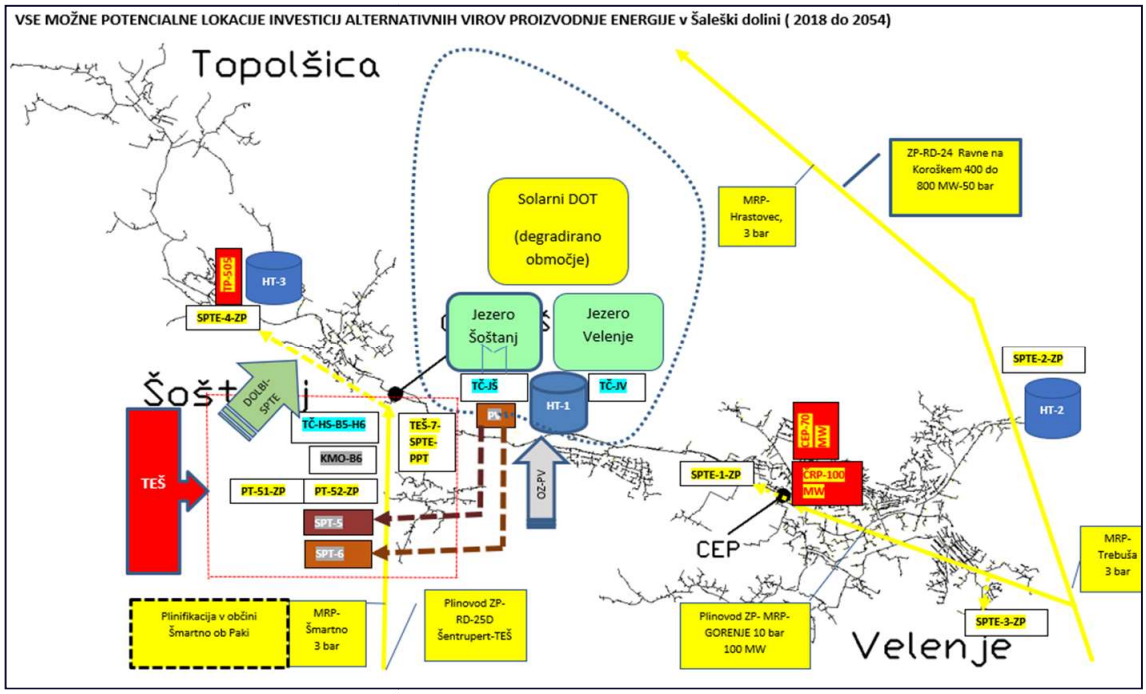
Slika 3.21: Primer postavitve sistema z VN električnih kotlov



Slika 3.22: Povprečne cene toplote iz VN el. kotlov

4. PREDVIDENE MIKROLOKACIJE ZA POSTAVITEV ALTERNATIVNIH VIROV PROIZVODNJE TOPLOTE

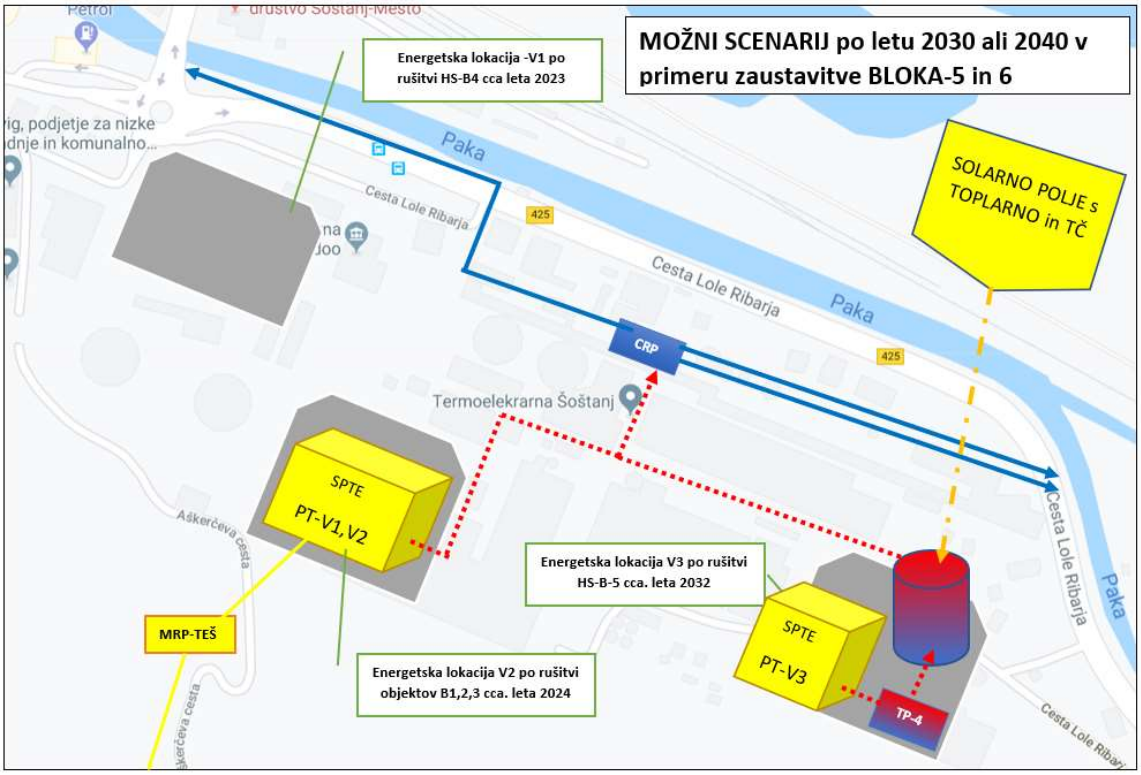
V 1. FAZI Študije možnosti zagotavljanja nadomestnih virov proizvodnje toplotne energije smo idejno predstavili vse možne lokacije, ki bi bile potencialno možne za izgradnje nadomestnih viriv proizvodnje toplotne moči in toplotne energije za potrebe občanov, ustanov in gospodarstva v Mestni občini Velenje in občini Šoštanj.



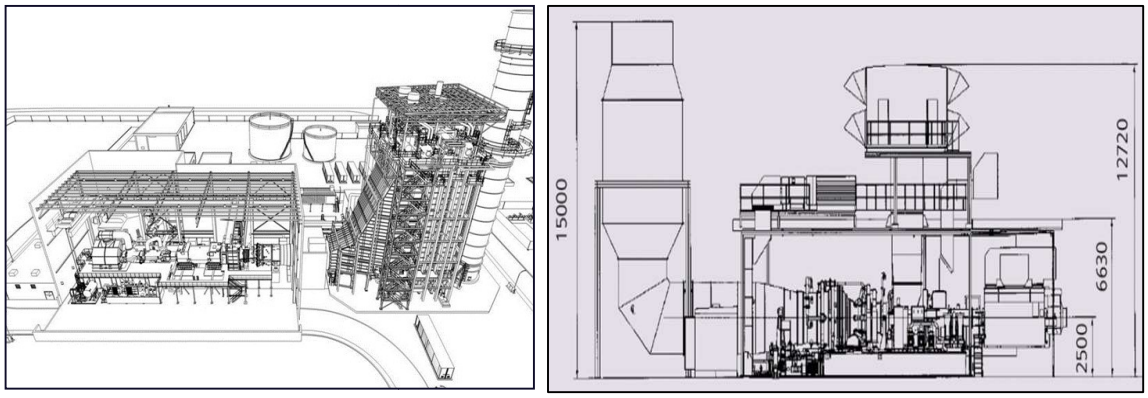
Slika 4.1: Vse možne mikro lokacije alternativnih virov proizvodnje toplote iz 1. FAZE študije 2019

Na osnovah izdelanih dodatnih analiz v 2. FAZI študije smo definirali sledeče po našem smiselne mikro lokacije nadomestnih virov za potrebe dolgoročne zanesljive, varne in čim konkurenčnejše oskrbe s toploto v lokalnih skupnostih MO Velenje in Oblini Šoštanj:

Idejna lokacija plinskih kogenaracij - SPTE- PLINSKE TURBINE na lokaciji TEŠ

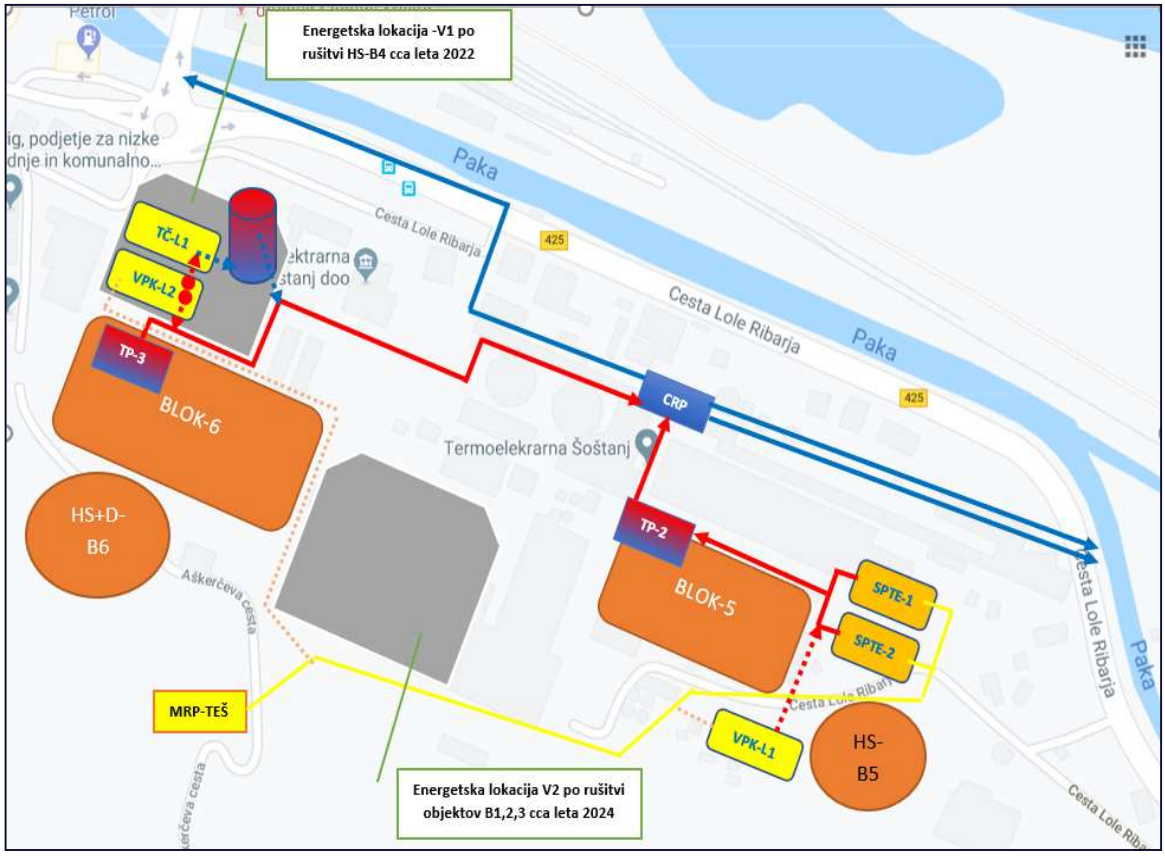


Slika 4.2: Idejna lokacija plinske kogeneracije na lokaciji TEŠ

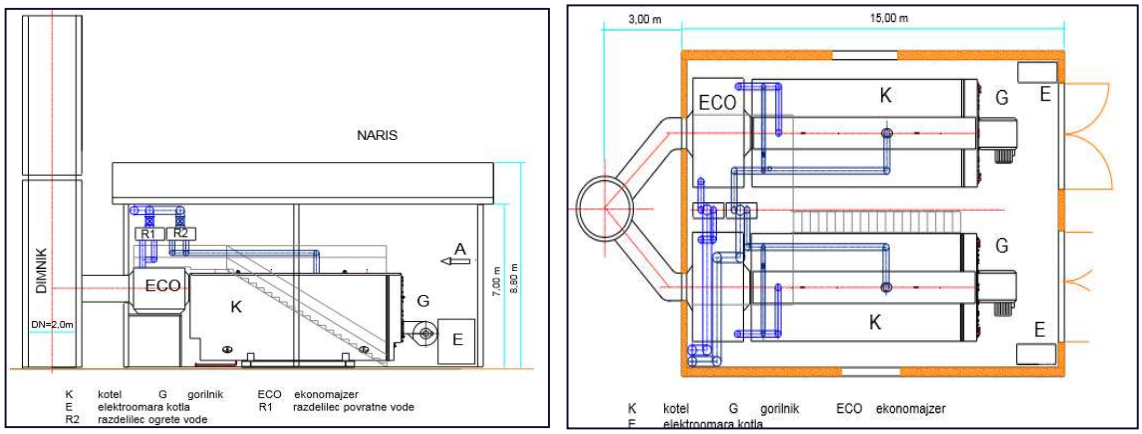


Slika 4.3: Primer plinske kogeneracije

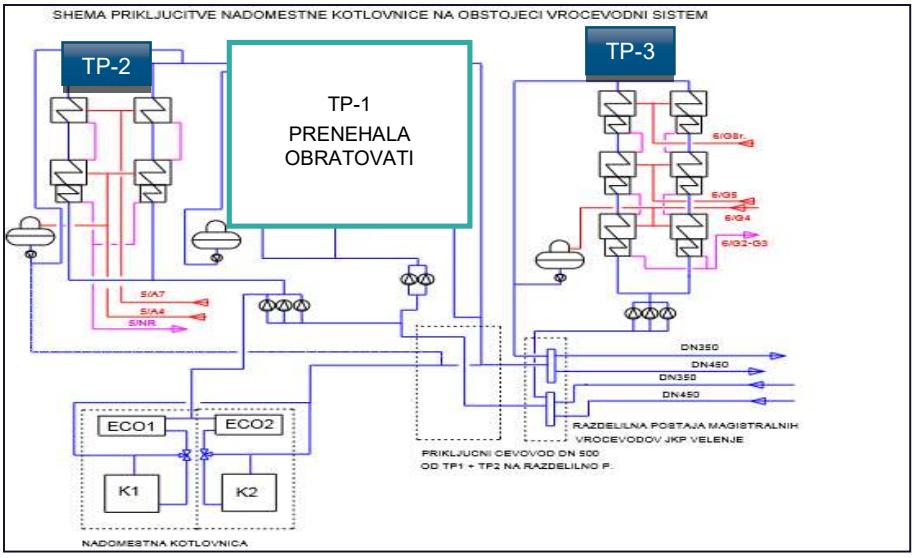
Idejne lokacije vršne plinske kotlovnice 20 MW na lokaciji TEŠ



Slika 4.4: Idejna lokacija vršne plinske kotlovnice



Slika 4.5: Primer vršne plinske kotlovnice

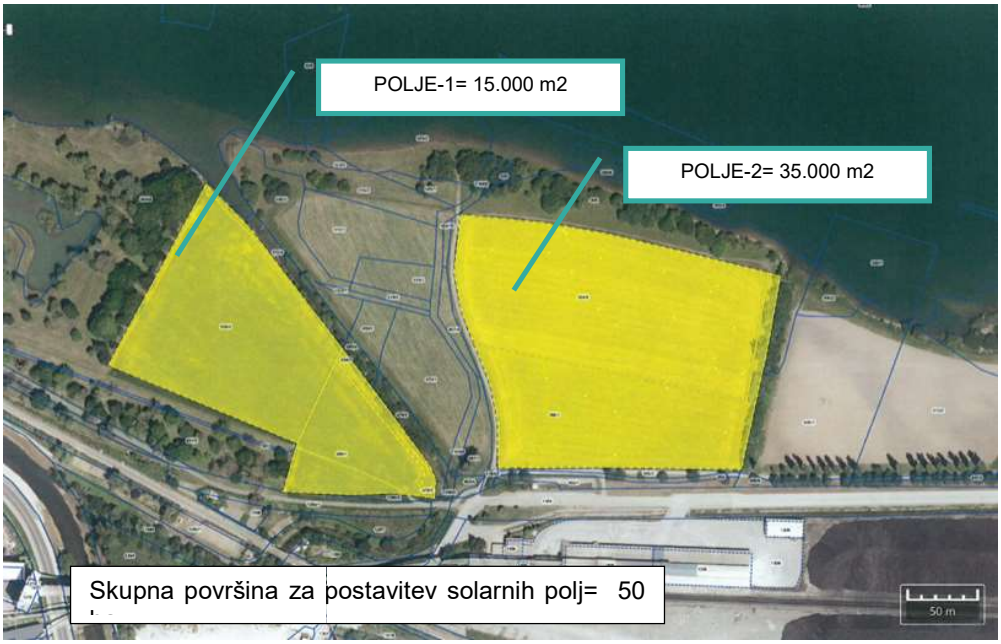


Slika 4.6: Shema priključitve vršne plinske kotlovnice na obstoječi vročevodni sistem

					Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1
1	*Trajanje projekta*	*1125 days?*	*31.1.2013*	*29.2.2016*													
2	**Aktivnosti za izgradnjo nadomestne kotlovnice**	**1125 days?**	**31.1.2013**	**29.2.2016**													
3	Feasibility study	90 days	31.1.2013	30.4.2013													
4	Idejni projekt in idejna zasnova	184 days?	1.5.2013	31.10.2013													
5	Izdelava investicijskega programa	90 days	1.11.2013	29.1.2014													
6	Izdelava študije o vplivih na okolje	120 days	30.1.2014	29.5.2014													
7	Izdelava projekta PGD	120 days	3.2.2014	2.6.2014													
8	Pridobitev gradbenega dovoljenja	122 days?	3.6.2014	2.10.2014													
9	Razpis opreme in del in izbor ponudnikov	91 days?	3.10.2014	1.1.2015													
10	Podpis poghodb z izbranimi izvajalci	55 days?	5.1.2015	28.2.2015													
11	Izdelava, dobava in montaža opreme	274 days?	2.3.2015	30.11.2015													
12	Zagonski preiskusi in poskusno obratovanje	30 days?	1.12.2015	30.12.2015													
13	Monitoring obratovanja in garancijske meritve	57 days?	4.1.2016	29.2.2016													

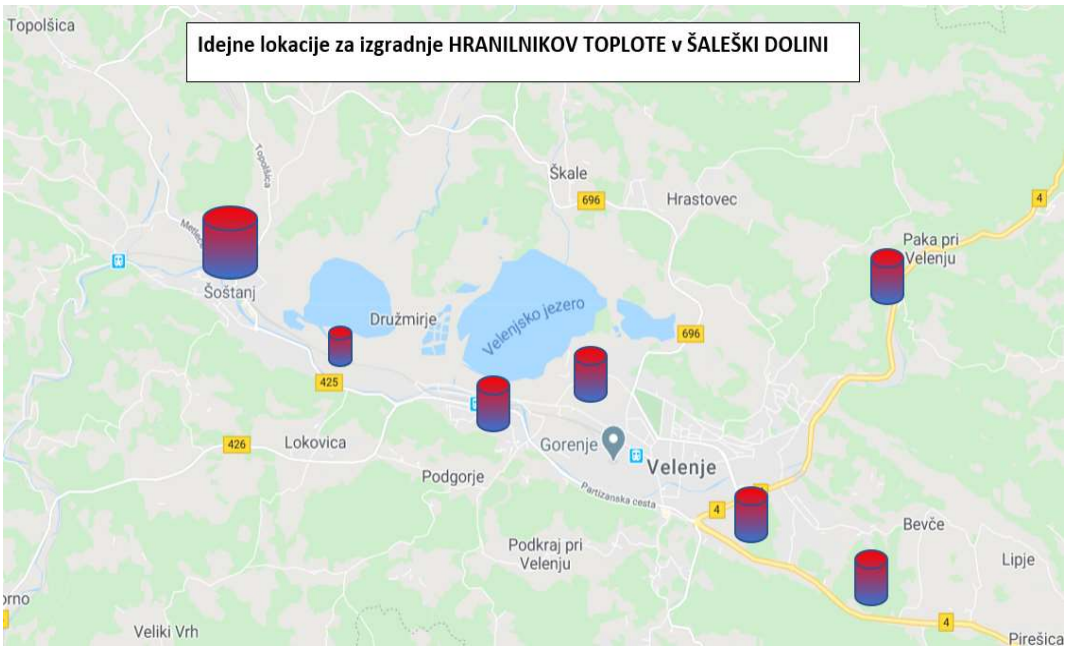
Slika 4.7: Idejni terminski plan predvidene izgradnje vršne plinske kotlovnice 20 MW

Idejna mikro lokacija solarne toplarne v Občini Šoštanj



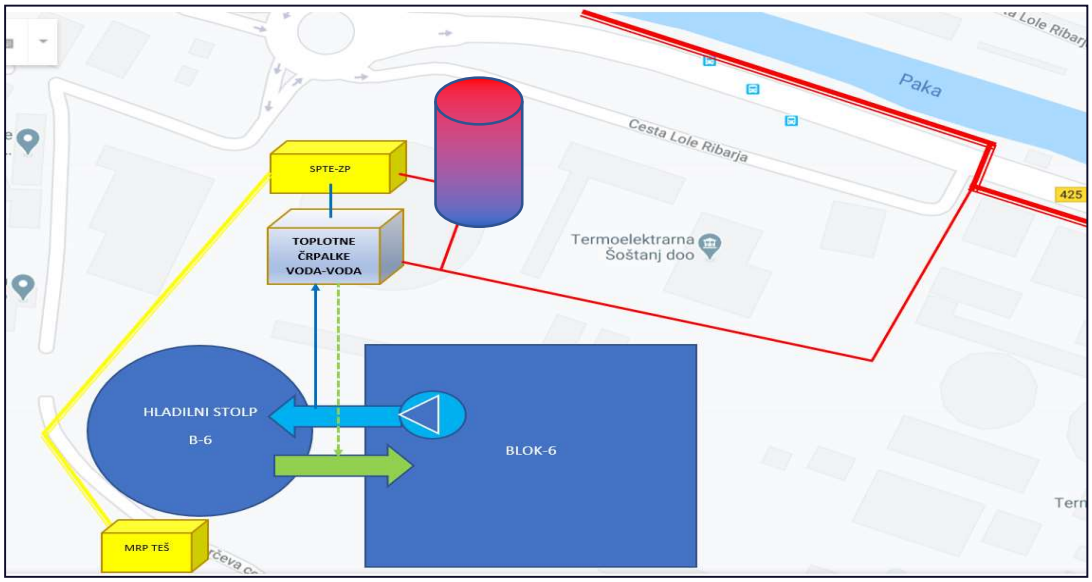
Slika 4.8: Možni površini za proučitev izvedbe solarne toplarne v Občini Šoštanj

Idejne lokacije postavitve hranilnikov toplote v Šaleški dolini



Slika 4.9: Idejne lokacije postavitve hranilnikov toplote

Idejna lokacija postavitve TOPLOTNIH ČRPAL za izkoriščanje odpadne toplote hladilne vode bloka 6 v TEŠ



Slika 4.10: Idejna lokacija postavitve toplotnih črpalk na lokaciji TEŠ

Idejna mikrolokacija solarne toplarne v MO Velenje

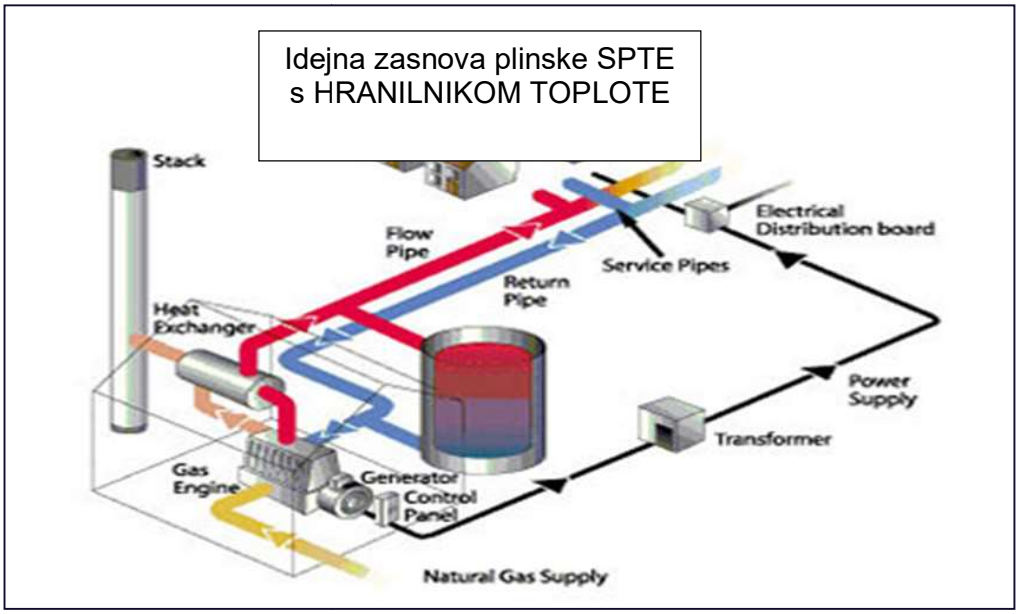


Slika 4.11: Idejne mikrolokacije solarne toplarne

Idejna lokacija za postavitev SPTE in hranilnikov toplote na lokaciji- SELO v MO Velenje



Slika 4.12: Idejna lokacija plinske kogeneracije na lokaciji Selo MO Velenje



Slika 4.13: Koncept plinske SPTE s hranilnikom toplote

Idejna lokacija za postavitev SPTE in hranilnikov toplote na lokaciji-TREBUŠA v MO Velenje

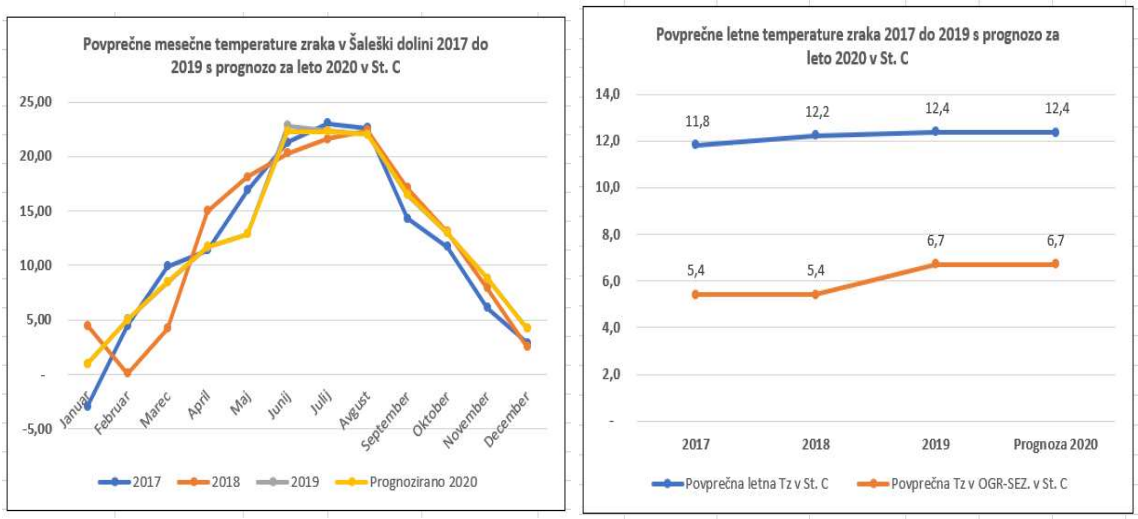


Slika 4.14: Idejna lokacija postavitve plinske SPTE s hranilnikom toplote

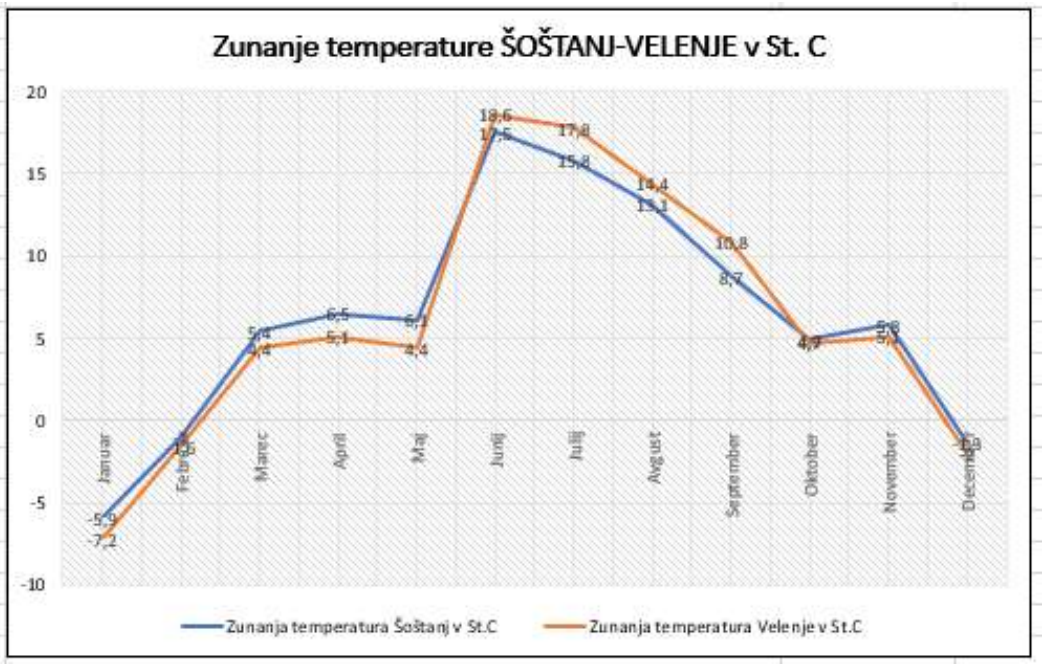
5. OPREDELJITEV PRAGA ZADOSNOSTI ZA DOLGOROČNO ZANESLJIVO PROIZVODNJO TOPLOTNE MOČI

5.1. Izhodiščne klimatske razmere:

Meseci	2017	2018	2019	Prognoza 2020
	Povp. zun. temp.	Povp. zun. temp.	Povp. zun. temp.	Povp. zun. temp.
	Tz(dej) (st.C)	Tz(dej) (st.C)	Tz(dej) (st.C)	Tz(dej) (st.C)
Januar	- 2,9	4,5	1,0	1,0
Februar	4,5	0,1	5,0	5,0
Marec	9,9	4,2	8,5	8,5
April	11,4	15,0	11,7	11,7
Maj	16,9	18,1	12,9	12,9
Junij	21,3	20,3	22,8	22,3
Julij	23,0	21,6	22,3	22,3
Avgust	22,6	22,4	22,0	22,0
September	14,3	17,1	16,5	16,5
Oktober	11,7	13,1	13,0	13,0
November	6,1	7,9	8,8	8,8
December	2,9	2,5	4,2	4,2
Povprečna letna Tz v St. C	11,8	12,2	12,4	12,4
Povprečna Tz v OGR-SEZ. v St. C	5,4	5,4	6,7	6,7



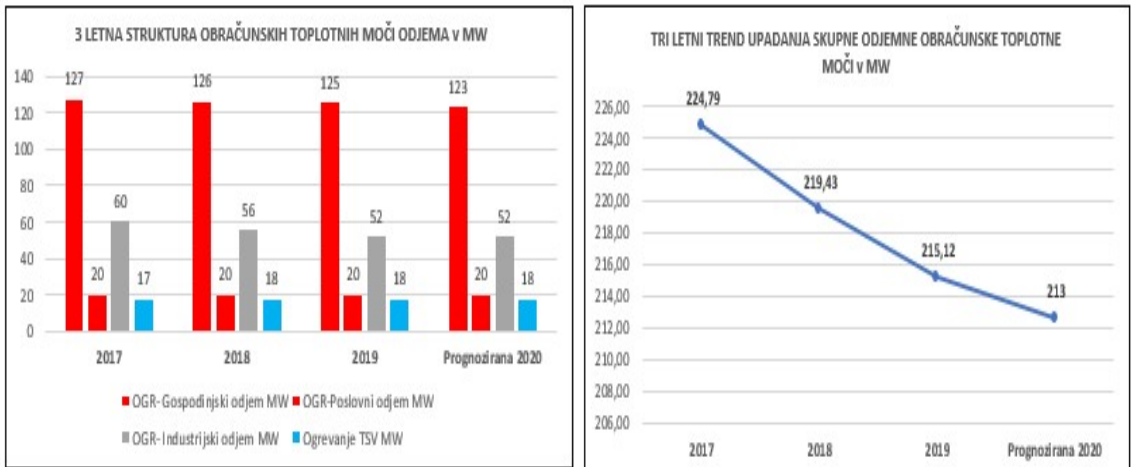
Slika 5.1: Klimatske razmere obravnavanega območja



Slika 5.2: Zunanje temperature Šoštanj, Velenje

5.2. Struktura obračunskih toplotnih moči

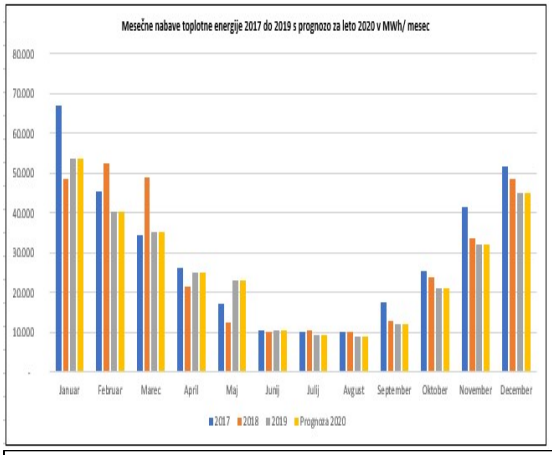
VRSTA ODJEMA TOPLOTNE MOČI		2017	2018	2019	Prognozirana 2020
OGR- Gospodinjski odjem	MW	127	126	125	123
OGR-Poslovni odjem	MW	20	20	20	20
OGR- Industrijski odjem	MW	60	56	52	52
Ogrevanje TSV	MW	17	18	18	18
SKUPNA OBRAČUNSKA MOČ	**MW**	**224,79**	**219,43**	**215,12**	**213**

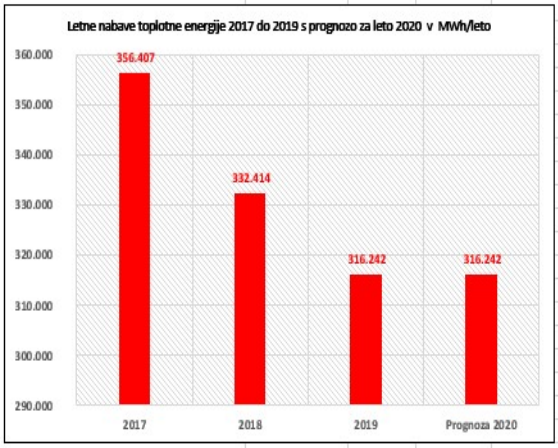


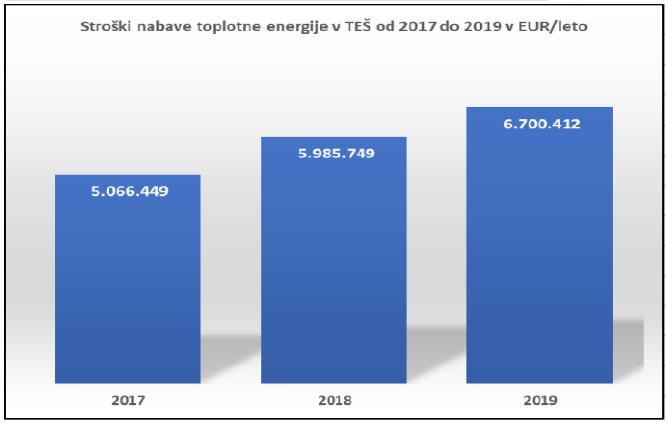
Slika 5.3: Struktura obračunskih toplotnih moči

5.3. Analiza trendov nabave toplotne energije v TEŠ 2017-2019-prognoza 2020

Meseci	2017 NABAVLJENA TOPLOTNE ENERGIJA v TEŠ (MWh)	2018 NABAVLJENA TOPLOTNE ENERGIJA v TEŠ (MWh)	2019 NABAVLJENA TOPLOTNE ENERGIJA v TEŠ (MWh)	Prognoza 2020 NABAVLJENA TOPLOTNE ENERGIJA v TEŠ (MWh)
Januar	67.073	48.587	53.697	53.697
Februar	45.523	52.349	40.368	40.368
Marec	34.488	48.954	35.249	35.249
April	26.010	21.267	24.994	24.994
Maj	17.072	12.335	23.141	23.141
Junij	10.343	10.129	10.410	10.410
Julij	9.917	10.439	9.378	9.378
Avgust	9.870	9.944	8.905	8.905
September	17.405	12.784	12.123	12.123
Oktober	25.526	23.734	21.108	21.108
November	41.496	33.540	32.091	32.091
December	51.684	48.352	44.778	44.778
SKUPAJ LETNO	**356.407**	**332.414**	**316.242**	**316.242**
LETNI STROŠEK NABAVE TOPLOTNE ENERGIJE v TEŠ v EUR	**5.066.449**	**5.985.749**	**6.700.412**	**6.700.413**





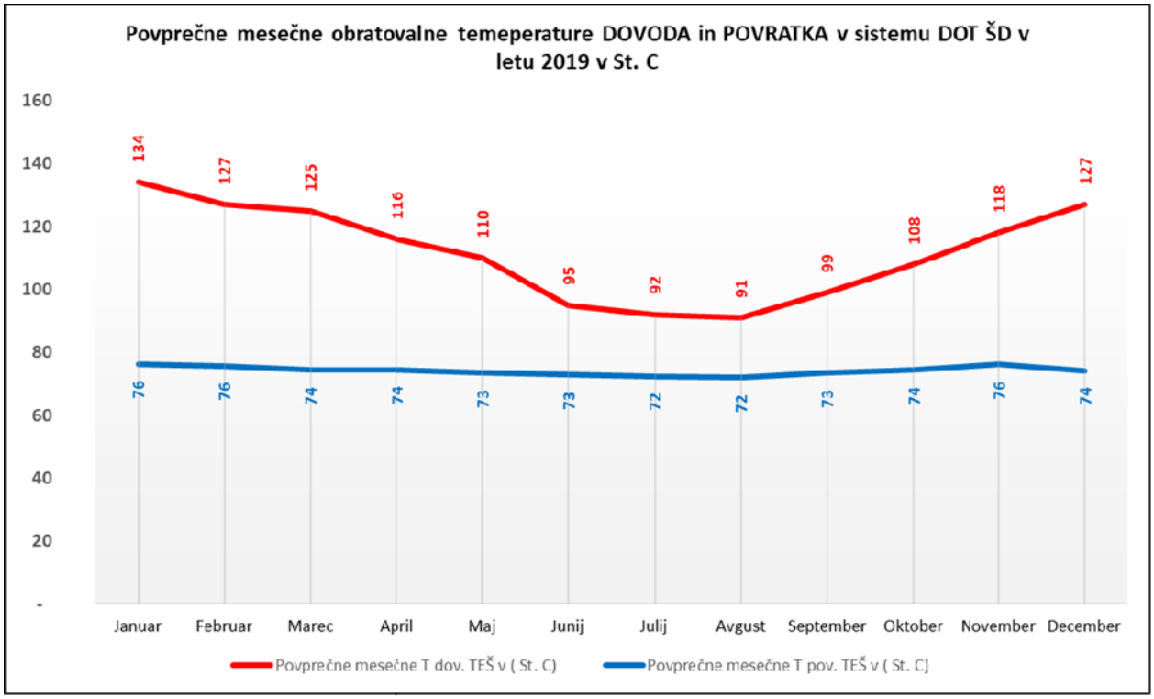


Slika 5.4: Trendi nabave toplotne energije v TEŠ

5.4. Povprečne mesečne temperature dovoda in povratka ogrevne vode na pragu dobave v TEŠ

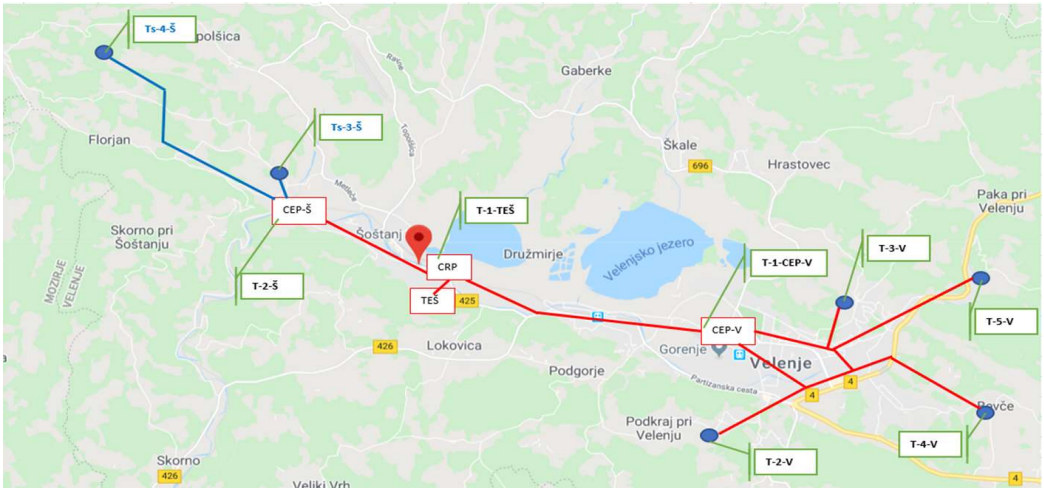
Meseci	2017		2018		2019	
	Povprečne mesečne T dov. TEŠ	Povprečne mesečne T pov. TEŠ	Povprečne mesečne T dov. TEŠ	Povprečne mesečne T pov. TEŠ	Povprečne mesečne T dov. TEŠ	Povprečne mesečne T pov. TEŠ
	v (St. C)	v (St. C)	v (St. C)	v (St. C)	v (St. C)	v (St. C)
Januar	139	75	130	75	134	76
Februar	132	74	131	76	127	76
Marec	124	73	130	74	125	74
April	121	75	114	77	116	74
Maj	113	75	107	78	110	73
Junij	101	74	101	76	95	73
Julij	100	73	99	75	92	72
Avgust	100	73	96	74	91	72
September	107	73	102	75	99	73
Oktober	118	73	112	75	108	74
November	123	72	121	76	118	76
December	133	74	131	76	127	74
Povprečna LETNA Tdov TEŠ	118	74	115	76	112	74

Slika 5.5: Povprečne mesečne temperature dovoda in povratka ogrevalne vode na pragu dobave v TEŠ



Slika 5.6: Povprečne mesečne obratovalne temperature dovoda in povratka v sistemu DOT ŠD

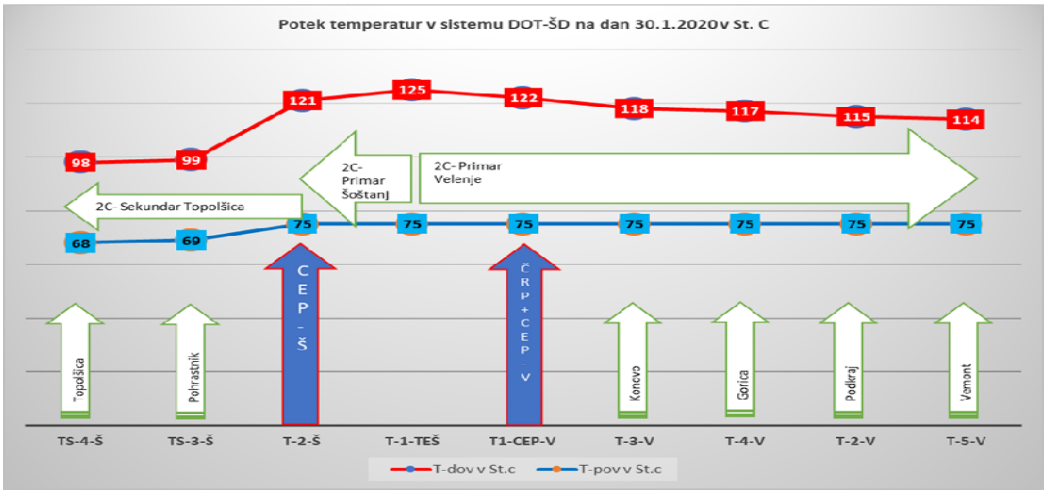
5.5. Idejna analiza obratovalnih temperatur v omrežju sistema DOT Šaleške doline



Slika 5.7: Situacijski prikaz merilnih tošk za obratovalni temperaturni režim v sistemu DOT Šaleške doline

	Ts-4-Š	Ts-3-Š	T-2-Š	T-1-TEŠ	T1-CEP-V	T-3-V	T-4-V	T-2-V	T-5-V
T-dov v St.c	98	99	121	125	122	118	117	115	114
T-pov v St.c	68	69	75	75	75	75	75	75	75
dT v St.c	30	30	46	50	47	43	42	40	39

Slika 5.8: Idejni prikaz temperaturnih nivojev dovoda in povratka ogrevne vode ter temperaturnih razlik v sistemu DOT



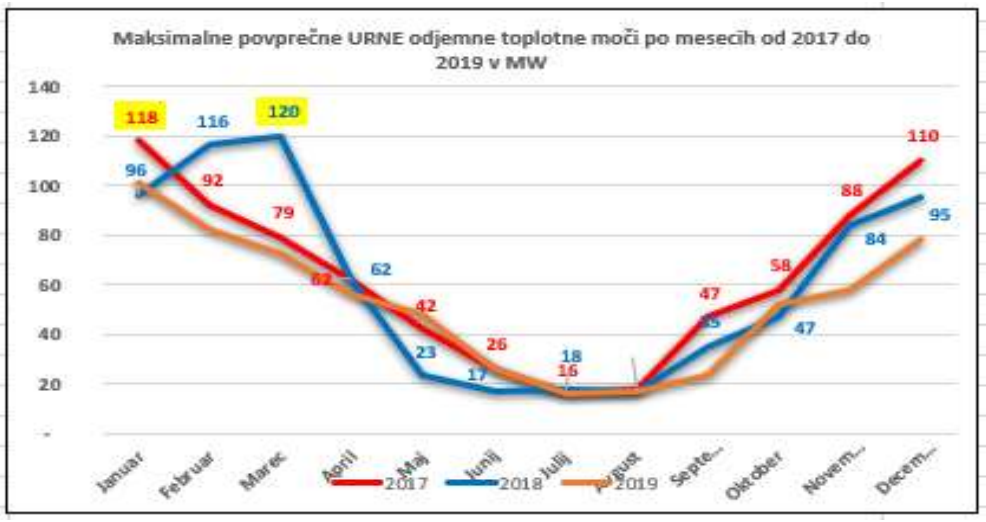
Slika 5.9: Idejni grafični prikaz sedanjih temperaturnih režimov obratovanja DOT Šaleške doline (januar 2020)

5.6. Izmerjene maksimalne konične toplotne moči po mesecih za ekstremni dan

Meseci	2017			2018			2019		
	EKSTREMNI DNEVI		KONIČNA TOPLOTNA MOČ	EKSTREMNI DNEVI		KONIČNA TOPLOTNA MOČ	EKSTREMNI DNEVI		KONIČNA TOPLOTNA MOČ
	Datum	Ura	(MW)	Datum	Ura	(MW)	Datum	Ura	(MW)
Januar	10.01.2017	21:00:00	118	15.01.2018	07:00:00	96	25.01.2019	06:00:00	101
Februar	9.02.2017	06:00:00	92	28.02.2018	08:00:00	116	23.02.2019	08:00:00	82
Marec	1.03.2017	07:00:00	79	1.03.2018	08:00:00	120	18.03.2019	07:00:00	72
April	19.04.2017	22:00:00	62	1.04.2018	06:00:00	62	14.04.2019	08:00:00	56
Maj	9.05.2017	06:00:00	42	15.05.2018	23:00:00	23	5.05.2019	22:00:00	48
Junij	7.06.2017	22:00:00	26	22.05.2018	18:00:00	17	1.06.2019	21:00:00	26
Julij	25.07.2017	06:00:00	16	11.07.2018	21:00:00	18	3.07.2019	08:00:00	16
Avgust	21.08.2017	08:00:00	18	25.08.2018	22:00:00	17	14.08.2019	01:00:00	17
September	13.09.2017	19:00:00	47	25.09.2018	23:00:00	35	20.09.2019	22:00:00	23
Oktober	31.10.2017	08:00:00	58	21.10.2018	21:00:00	47	31.10.2019	09:00:00	52
November	27.11.2017	18:00:00	88	30.11.2018	08:00:00	84	26.11.2019	07:00:00	58
December	4.12.2017	21:00:00	110	16.12.2018	16:00:00	95	29.12.2019	21:00:00	78

Meseci	2017	2018	2019
	(MW)	(MW)	(MW)
Januar	118	96	101
Februar	92	116	82
Marec	79	120	72
April	62	62	56
Maj	42	23	48
Junij	26	17	26
Julij	16	18	16
Avgust	18	17	17
September	47	35	23
Oktober	58	47	52
November	88	84	58
December	110	95	78

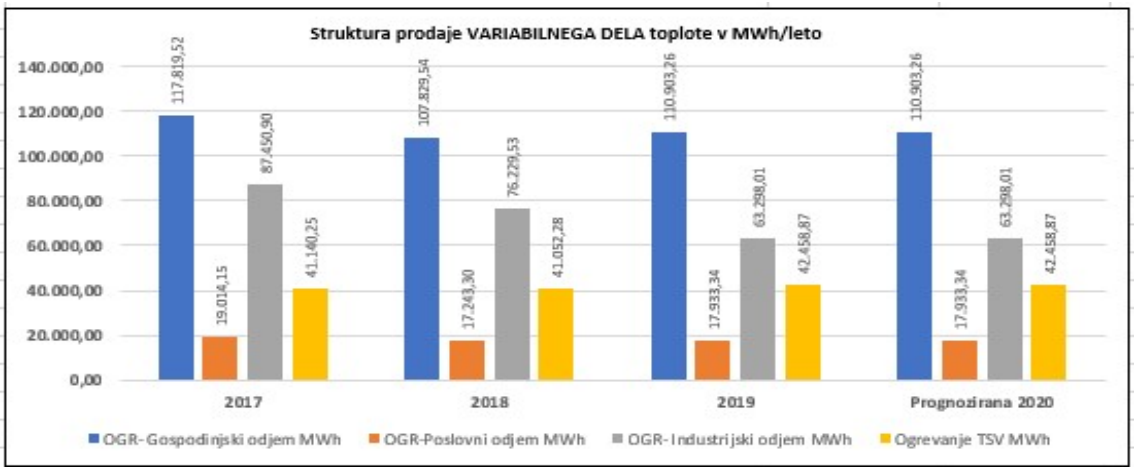
Slika 5.10: Izmerjene maksimalne konične toplotne moči po mesecih



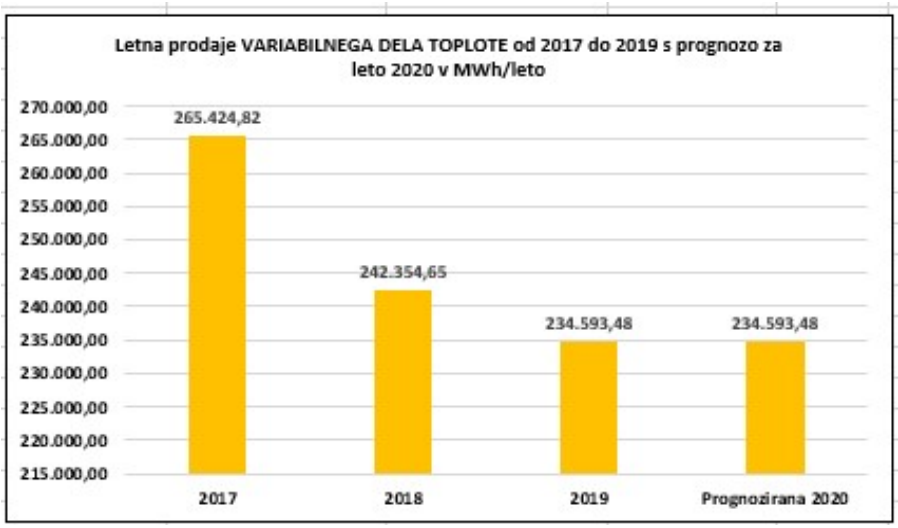
Slika 5.11: Maksimalne povprečne urne odjemne toplotne moči v letih 2017-2019

5.7. Strukture prodaje variabilnega dela toplotne energije od 2017 do 2019 s prognozo za leto 2020

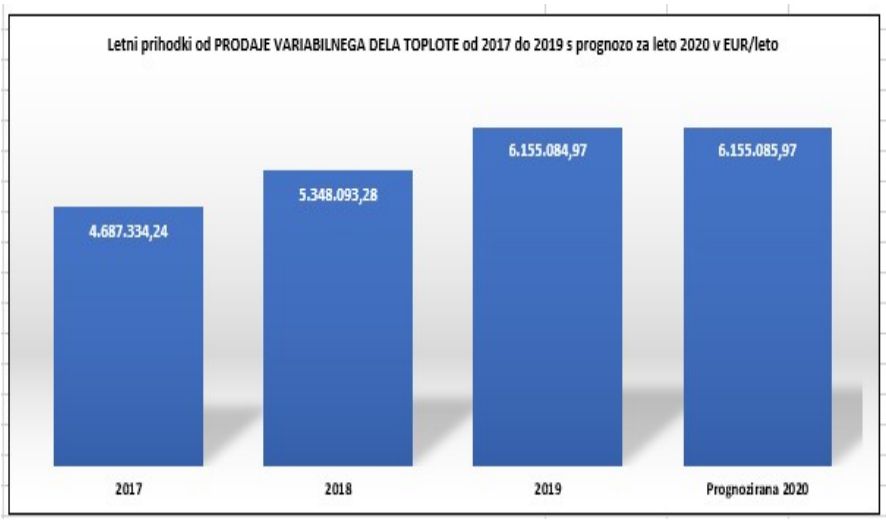
VRSTA ODJEMA	Enote	2017	2018	2019	Prog. 2020
OGR- Gospodinjski odjem	MWh	117.819,52	107.829,54	110.903,26	110.903,26
OGR-Poslovni odjem	MWh	19.014,15	17.243,30	17.933,34	17.933,34
OGR- Industrijski odjem	MWh	87.450,90	76.229,53	63.298,01	63.298,01
Ogrevanje TSV	MWh	41.140,25	41.052,28	42.458,87	42.458,87
SKUPNA PRODAJA VARIABILNEGA DELA ENERGIJE	**MWh**	**265.424,82**	**242.354,65**	**234.593,48**	**234.593,48**
SKUPNI PRIHODEK OD PRODAJE VARIABILNEGA DELA ENERGIJE v EUR	**EUR**	**4.687.334,24**	**5.348.093,28**	**6.155.084,97**	**6.155.085,97**



Slika 5.12: Struktura prodaje variabilnega dela toplote



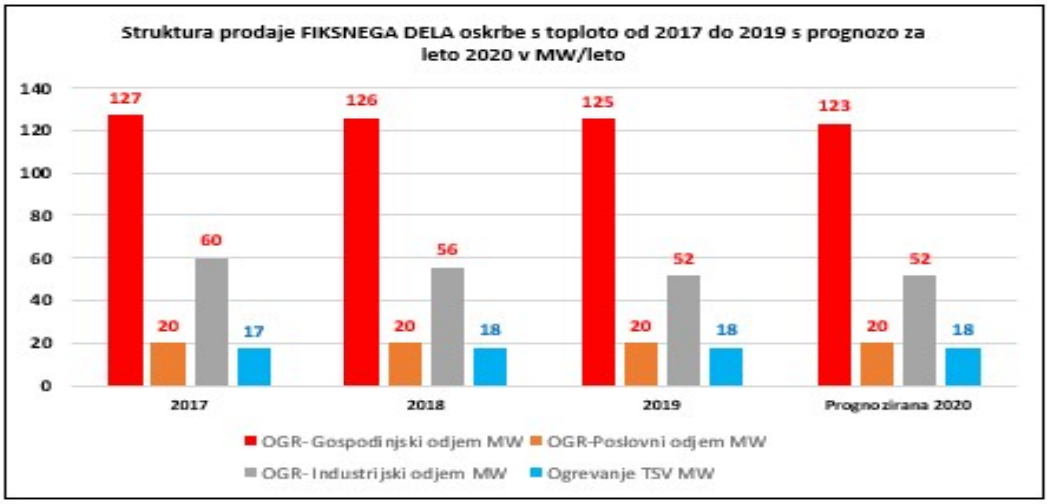
Slika 5.13: Letna prodaja variabilnega dela toplote



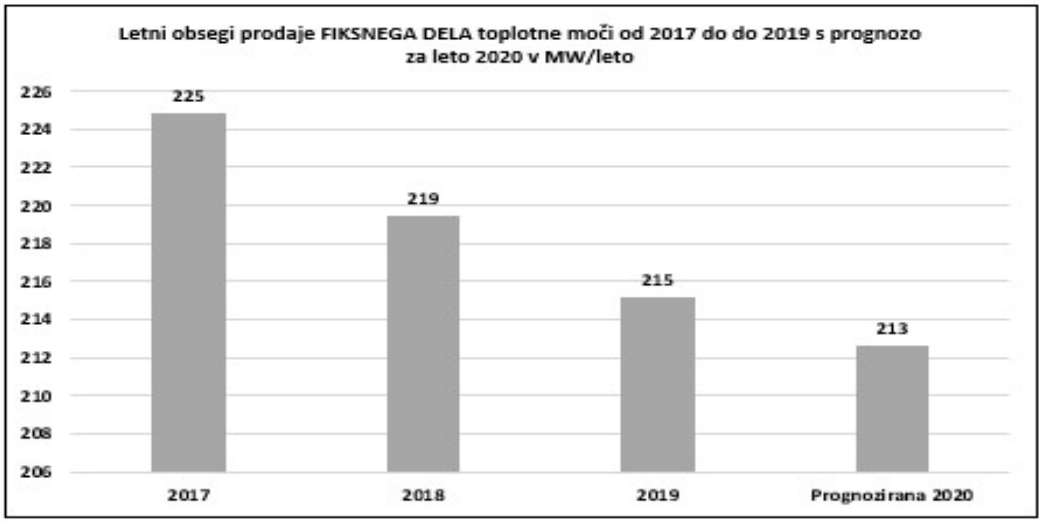
Slika 5.14: Letni prihodki od prodaje variabilnega dela toplote

5.8. Strukture prodaje fiksnega dela toplotne moči od 2017 do 2019 s prognozo za leto 2020

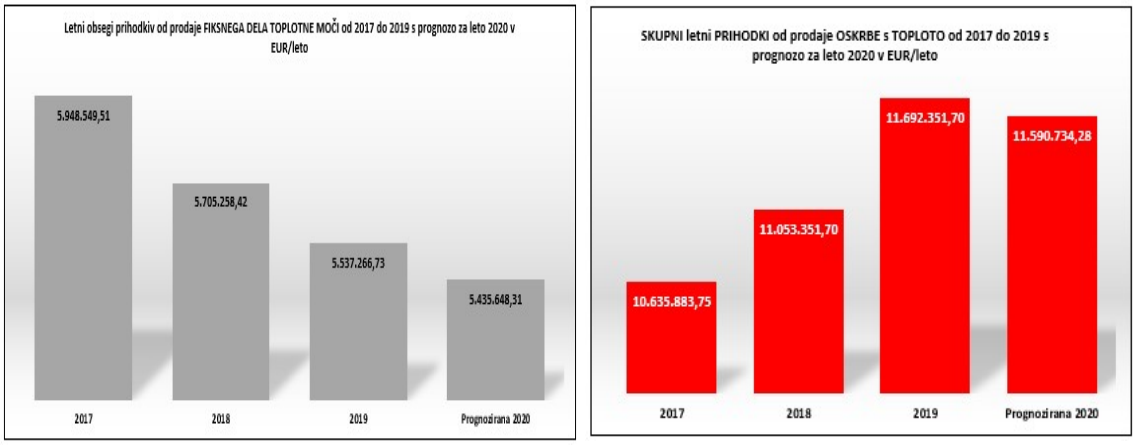
VRSTA ODJEMA	Enote	2017	2018	2019	Prog. 2020
OGR- Gospodinjski odjem	MW	127	126	125	123
OGR-Poslovni odjem	MW	20	20	20	20
OGR- Industrijski odjem	MW	60	56	52	52
Ogrevanje TSV	MW	17	18	18	18
SKUPNA PRODAJA FIKSNEGA DELA TOPLOTNE MOČI	MW	225	219	215	213
SKUPNI PRIHODEK OD PRODAJE FIKSNEGA DELA MOČI v EUR	EUR	5.948.549,51	5.705.258,42	5.537.266,73	5.435.648,31
SKUPNI PRIHODEK OD PRODAJE OSKRBE S TOPLOTO v EUR	EUR	10.635.883,75	11.053.351,70	11.692.351,70	11.590.734,28



Slika 5.15: Struktura prodaje fiksnega dela toplote



Slika 5.16: Letni obsegi prodaje fiksnega dela toplote

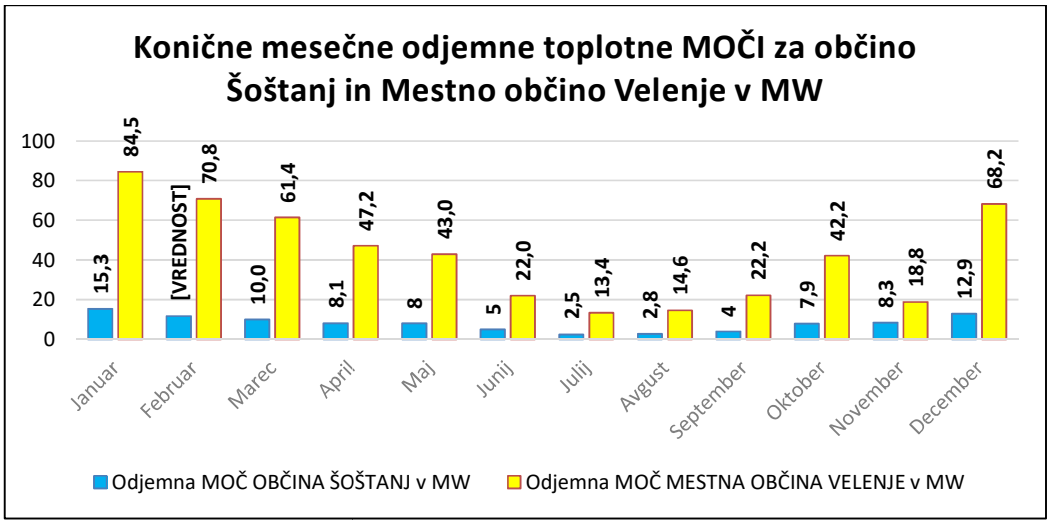


Slika 5.17: Letni obsegi prihodkov fiksnega dela toplote

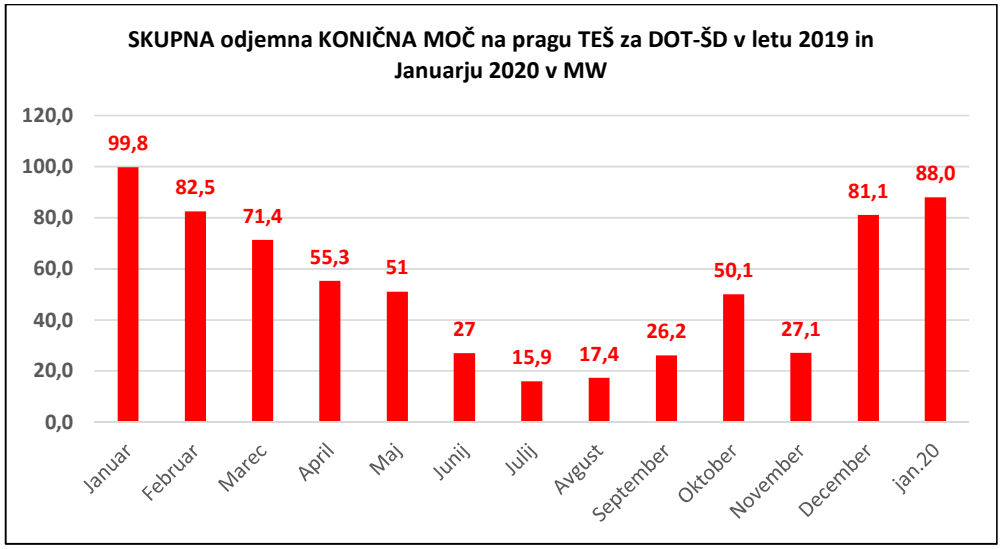
5.9. Izmerjen-registriran maksimalni odjem toplotnih moči za ekstremni dan po občinah s sistemom SCADA-CNS-KP Velenje

	LETO 2019												LETO 2020
	Januar	Februar	Marec	April	Maj	Junij	Julij	Avgust	September	Oktober	November	December	jan.20
Odjemna MOČ OBČINA ŠOŠTANJ v MW	15,3	11,7	10,0	8,1	8	5	2,5	2,8	4	7,9	8,3	12,9	13,2
Odjemna MOČ MESTNA OBČINA VELENJE v MW	84,5	70,8	61,4	47,2	43,0	22,0	13,4	14,6	22,2	42,2	18,8	68,2	74,8
SKUPNA odjemna KONIČNA MOČ na pragu TEŠ za DOT-ŠD	99,8	82,5	71,4	55,3	51	27	15,9	17,4	26,2	50,1	27,1	81,1	88,0
Zunanja temperatura Šoštanj v St.C	-5,9	-1	5,4	6,5	6,1	17,5	15,8	13,1	8,7	4,9	5,8	-1,3	-2,5
Zunanja temperatura Velenje v St.C	-7,2	-1,6	4,4	5,1	4,4	18,6	17,8	14,4	10,8	4,7	5,1	-2	-2,4

Na osnovah prejetih podatkov po vprašalniku ESOTECH št.01, ki nam jih je posredovalo KP Velenje lahko ugotovimo sledeča sedanja stanja potreb po odjemu toplotne moči za leto 2019 in januar 2020:



Slika 5.18: Konične mesečne odjemne toplotne moči



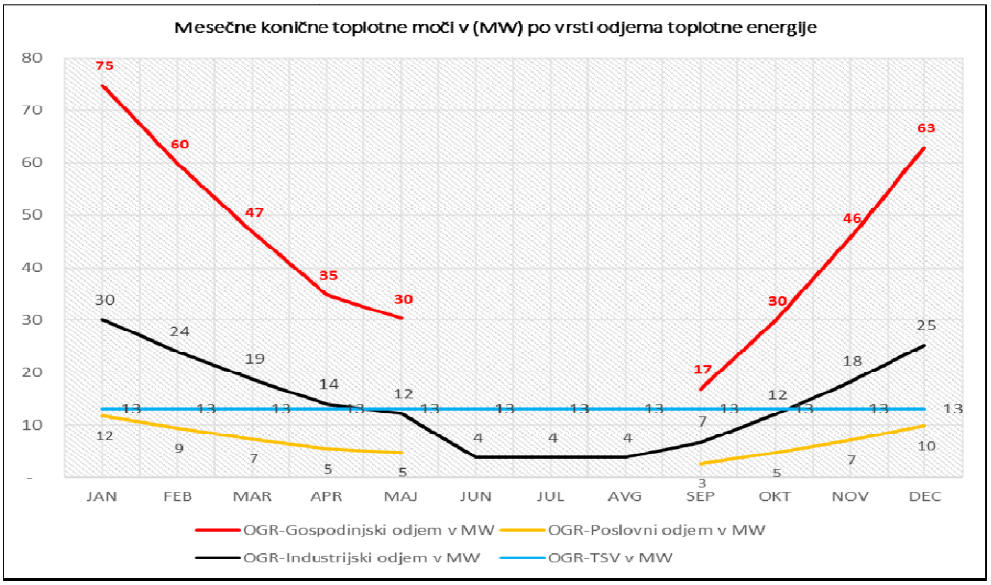
Slika 5.19: Skupna odjemna konična toplotna moč na pragu TEŠ za DOT ŠD

5.10. IZRAČUNI PRAGA ZADOSTNOSTI PROIZVODNJE TOPLOTNE MOČI po mesecih za sistem daljinskega ogrevanja Šaleške doline

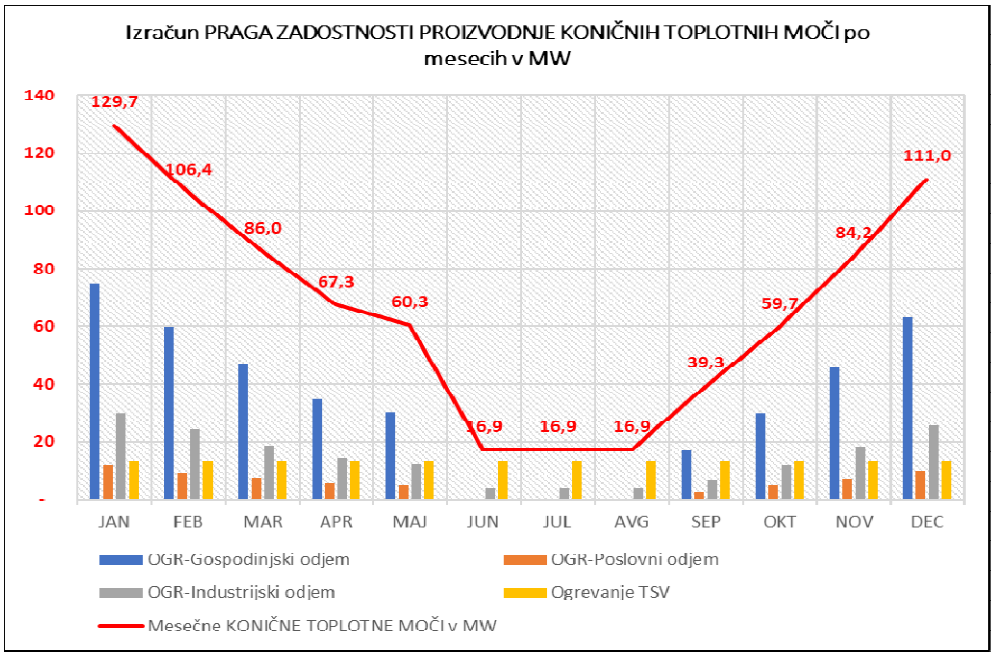
VRSTA ODJEMALCEV		Pt-2019	JAN	FEB	MAR	APR	MAJ	JUN	JUL	AVG	SEP	OKT	NOV	DEC
OGR-Gospodinjski odjem	MW	127	75	60	47	35	30				17	30	46	63
OGR-Poslovni odjem	MW	20	12	9	7	5	5				3	5	7	10
OGR-Industrijski odjem	MW	51	30	24	19	14	12	4	4	4	7	12	18	25
Ogrevanje TSV	MW	17	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Izračunane vrednosti mesečnih koničnih toplotnih moči v MW	MW	216	129,7	106,4	86,0	67,3	60,3	16,9	16,9	16,9	39,3	59,7	84,2	111,0

Mesec	Št DNI	Povp. zun. temp. Tz(dej) (st.C)	Želj. Tem. prostorov Tp (st.C)	Proj. Zun. temp. Tz(proj)(st.C)	LF16 Load faktor	NABAVLJENA ENERGIJA v TEŠ (MWh)	Število obratovalnih UR (h)	MINIMALNA TOPLOTNA MOČ (MW)	POTREBNA KONIČNA TOPLOTNA MOČ PROIZVODNIH VIROV TOPLOTE (MW)
Januar	31	1,00	21	-13	0,59	53.697	744	72,17	129,7
Februar	28	5,00	21	-13	0,47	40.368	672	60,07	106,4
Marec	31	8,50	21	-13	0,37	35.249	744	47,38	86,0
April	30	11,70	21	-13	0,27	24.994	720	34,71	67,3
Maj	31	12,90	21	-13	0,24	23.141	744	31,10	60,3
Junij	30	22,80	21	-13	0,10	10.410	720	14,46	16,9
Julij	31	22,30	21	-13	0,20	9.378	744	12,60	16,9
Avgust	31	22,00	21	-13	0,10	8.905	744	11,97	16,9
September	30	16,50	21	-13	0,13	12.123	720	16,84	39,3
Oktober	31	13,00	21	-13	0,24	21.108	744	28,37	59,7
November	30	8,80	21	-13	0,36	32.091	720	44,57	84,2
December	31	4,20	21	-13	0,49	44.749	744	60,15	111,0
Povprešna letna temperatura zraka v St.C		12,39			SKUPAJ	316.213	8.760		

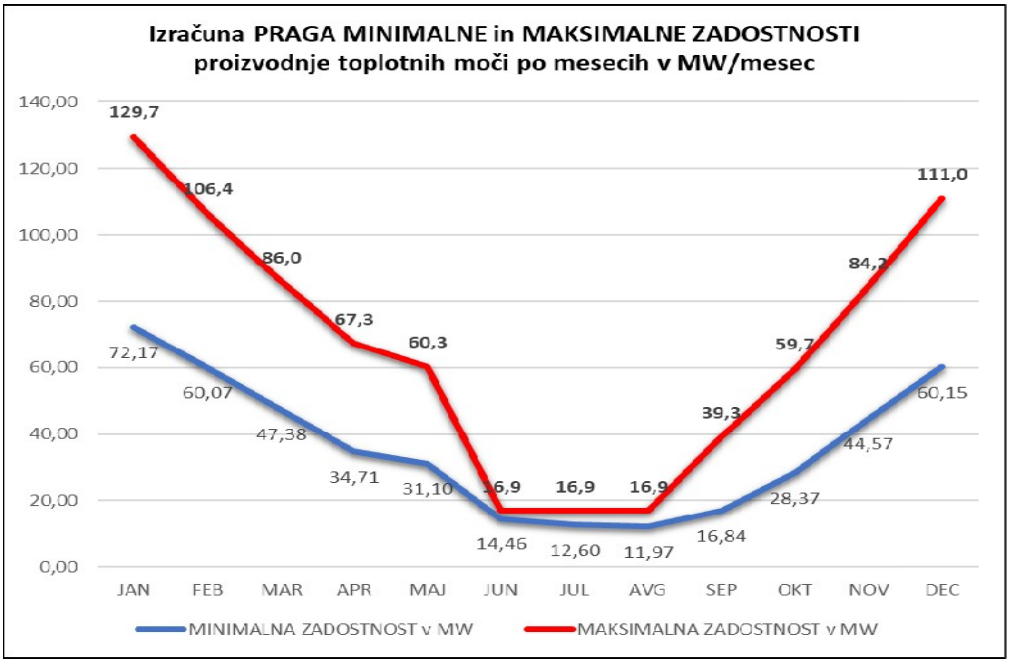
Slika 5.20: Prikaz izračuna praga zadostnosti proizvodnje toplote



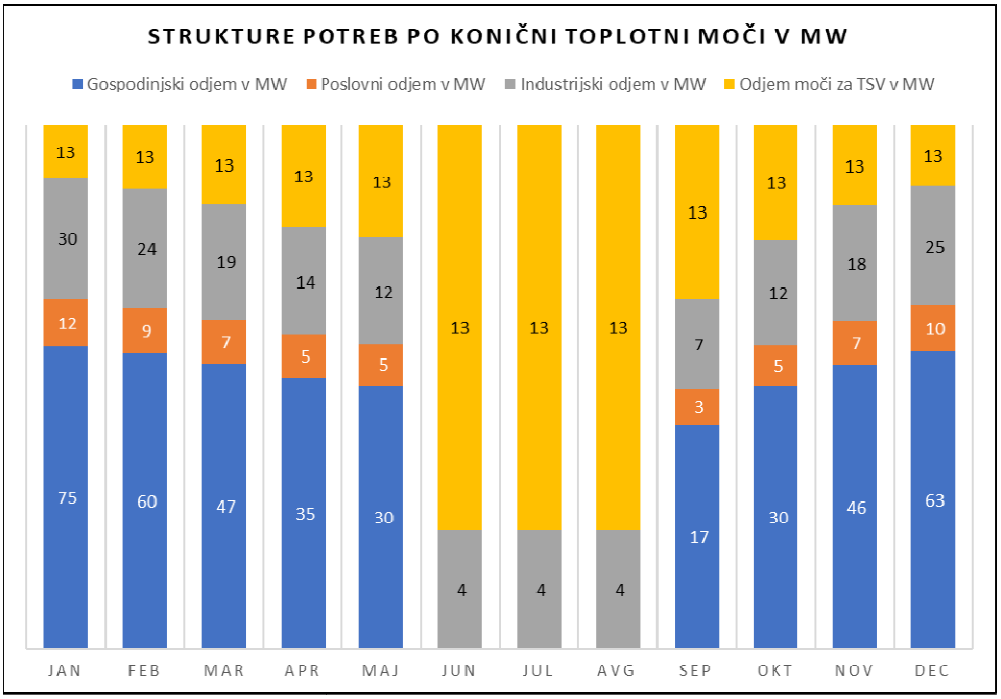
Slika 5.21: Mesečne konične toplotne moči po vrsti odjema toplote



Slika 5.22: Prikaz zadostnosti proizvodnje konične toplotne moči po mesecih

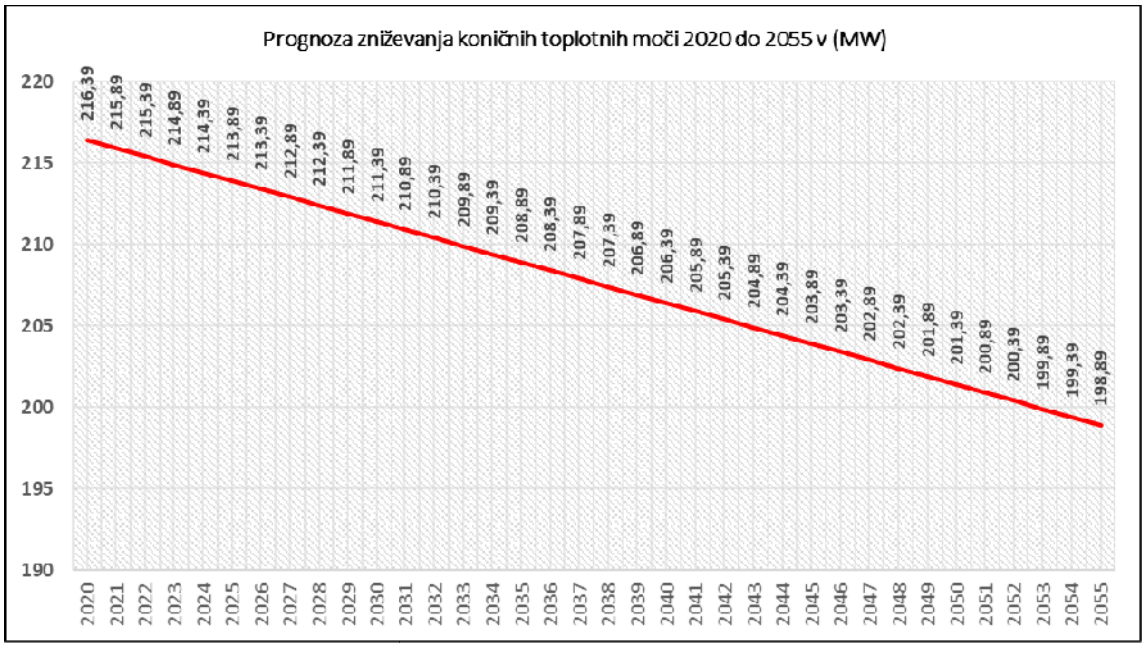


Slika 5.23: Prikaz izračuna praga minimalne in maksimalne zadostnosti proizvodnje toplote

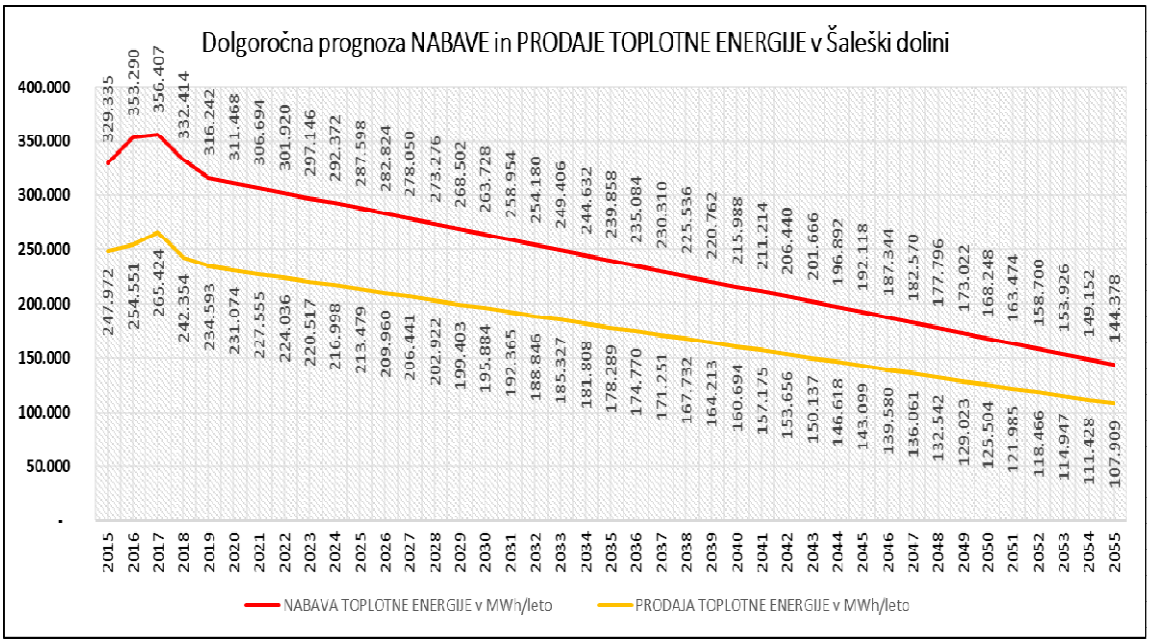


Slika 5.24: Strukture potreb po konični toplotni moči

5.11. SCENARIJI DOLGOROČNE OSKRBE S TOPLOTNO ENERGIJO v Šaleški dolini



Slika 5.25: Prognoza zniževanja koničnih toplotnih moči 2020 do 2055



Slika 5.26: Dolgoročna prognoza nabave in prodaje toplote v Šaleški dolini

5.11.1. SCENARIJ-1:

- blok 6 TEŠ obratuje do konca njegove projektirane življenske dobe do leta 2055,
- leta 2029 prenehata obratovati PT-51 in PT-52,
- leta 2030 preneha obratovati Blok-5
- leta 2030 preneha obratovati TP-2 v TEŠ
- od leta 2030 dalje je edini vir proizvodnje toplote blok-6 preko TP-3-TEŠ
- za pokrivanje izpadov proizvodnje toplote se na lokaciji TEŠ zgradi plinska kotlovnica 20 MW, ki bi se z vročevodom povezala na črpališče TP-3-TEŠ

VRSTE PROIZVODNIH VIROV TOPLOTE	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
BLOK-5													Prenehanje obratovanja BLOKA-5 in TP-2-TEŠ																									
BLOK-6																																					
SPTE-PT-51													Prenehanje obratovanja SPTE-PT-51																									
SPTE-PT-52													Prenehanje obratovanja SPTE-PT-52																									

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
Max. TOPLOTNA MOČ-TP-2	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	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
Max. TOPLOTNA MOČ-TP-3	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
SKUPNA TOPLOTNA MOČ PROIVODJIH ENOT TOPLOTE v TEŠ	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
Dosežene in PROGNOZIRANE OBRAČUNSKE TOPLOTNE MOČI v sistemu DOT-ŠD	216,4	216,4	215,9	215,4	214,9	214,4	213,9	213,4	212,9	212,4	211,9	211,4	210,9	210,4	209,9	209,4	208,9	208,4	207,9	207,4	206,9	206,4	205,9	205,4	204,9	204,4	203,9	203,4	202,9	202,4	201,9	201,4	200,9	200,4	199,9	199,4	198,9
Dosežene MAX. KONIČNE MOČI na pragu odjema v TEŠ	120,0	120,0	119,5	119,0	118,5	118,0	117,5	117,0	116,5	116,0	115,5	115,0	114,5	114,0	113,5	113,0	112,5	112,0	111,5	111,0	110,5	110,0	109,5	109,0	108,5	108,0	107,5	107,0	106,5	106,0	105,5	105,0	104,5	104,0	103,5	103,0	102,5
POKRITOST KONIČNIH MOČI s TP v TEŠ v MW	100,00	100,00	100,50	101,00	101,50	102,00	102,50	103,00	103,50	104,00	104,50	5,00	5,50	6,00	6,50	7,00	7,50	8,00	8,50	9,00	9,50	10,00	10,50	11,00	11,50	12,00	12,50	13,00	13,50	14,00	14,50	15,00	15,50	16,00	16,50	17,00	17,50
POKRITOST PRODAJNIH MOČI KPV v sistemu DOT-ŠD	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	1,76	1,76	1,75	1,75	1,74	1,74	1,74	1,73	1,73	1,72	1,72	1,72	1,71	1,71	1,70	1,70	1,69	1,69	1,69	1,68	1,68	1,67	1,67	1,67	1,66	1,66
PRESEŽEK KONIČNE MOČI v MW	100,00	100,00	100,50	101,00	101,50	102,00	102,50	103,00	103,50	104,00	104,50	5,00	5,50	6,00	6,50	7,00	7,50	8,00	8,50	9,00	9,50	10,00	10,50	11,00	11,50	12,00	12,50	13,00	13,50	14,00	14,50	15,00	15,50	16,00	16,50	17,00	17,50

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
NABAVE TOPLOTNE ENERGIJE	316.242	311.468	306.694	301.920	297.146	292.372	287.598	282.824	278.050	273.276	268.502	263.728	258.954	254.180	249.406	244.632	239.858	235.084	230.310	225.536	220.762	215.988	211.214	206.440	201.666	196.892	192.118	187.344	182.570	177.796	173.022	168.248	163.474	158.700	153.926	149.152	144.378
PRODAJA TOPLOTE iz sistema DOT-ŠD	234.593	231.074	227.555	224.036	220.517	216.998	213.479	209.960	206.441	202.922	199.403	195.884	192.365	188.846	185.327	181.808	178.289	174.770	171.251	167.732	164.213	160.694	157.175	153.656	150.137	146.618	143.099	139.580	136.061	132.542	129.023	125.504	121.985	118.466	114.947	111.428	107.909
Distribucijske izgube toplote v (MWh)	81.649	80.394	79.139	77.884	76.629	75.374	74.119	72.864	71.609	70.354	69.099	67.844	66.589	65.334	64.079	62.824	61.569	60.314	59.059	57.804	56.549	55.294	54.039	52.784	51.529	50.274	49.019	47.764	46.509	45.254	43.999	42.744	41.489	40.234	38.979	37.724	36.469
Distribucijske izgube toplote pri sedanjem temperaturnem režimu DOT (140/70 st.C) in sedanjem izolativnem stanju omrežja v (%)	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,4	25,4	25,4	25,4	25,3	25,3	25,3

Slika 5.27: Prikaz oskrbe s toploto v ŠD po scenariju 1

5.11.2. SCENARIJ-2:

Od leta 2030 dalje proizvodnja in oskrba s toploto iz načrtovanih novih proizvodnih virov SPTE na zemeljski plin na energetski lokaciji po predlaganem razvojnem načrtu VARIANTA-1-TEŠ.

- obratujeta PT-51 in PT-52
- dograditev NOVE - PT-53 do leta 2025
- dograditev parnega turboagregata moči 45 MW k obstoječi PT-51
- dograditev parnega utilizatorja
- dosežena bi bila skupna moš SPTE z PPE = 141 MW
- revitalizirati bi bilo potrebno tudi TP-2, ki je sedaj na lokaciji bloka 5

		ŠE 10 letno SREDNJEROČNO OBDOBJE S											25 letno DOLGOROČNO OBDOBJE OSKRBA iz SPTE-ZP-TEŠ																								
VRSTE PROIZVODNIH VIROV TOPLOTE	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
BLOK-5													Prenehanje obratovanja BLOKA-5																								
BLOK-6													Prenehanje obratovanja BLOKA-6																								
SPTE-PT-51												Prenehanje obratovanja SPTE-PT-51																									
SPTE-PT-52												Prenehanje obratovanja SPTE-PT-52																									
NOVA DODATNA predvidena SPTE=141 MW-PT-3-TEŠ po VARIANTI-1-TEŠ	Izgradnja SPTE-PT-3																																				

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
Max. TOPLOTNA MOČ-TP-2 iz SPTE 141 MW	100	100	100	100	100	100	100	100	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Max. TOPLOTNA MOČ-TP-3	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	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
SKUPNA TOPLOTNA MOČ PROIVODJIH ENOT TOPLOTE v TEŠ	220	220	220	220	220	220	220	220	240	240	240	240	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
Dosežene in PROGNOZIRANE OBRAČUNSKE TOPLOTNE MOČI v sistemu DOT-ŠD	216,4	216,4	215,9	215,4	214,9	214,4	213,9	213,4	212,9	212,4	211,9	211,4	210,9	210,4	209,9	209,4	208,9	208,4	207,9	207,4	206,9	206,4	205,9	205,4	204,9	204,4	203,9	203,4	202,9	202,4	201,9	201,4	200,9	200,4	199,9	199,4	198,9
Dosežene MAX. KONIČNE MOČI na pragu odjema v TEŠ	120,0	120,0	119,5	119,0	118,5	118,0	117,5	117,0	116,5	116,0	115,5	115,0	114,5	114,0	113,5	113,0	112,5	112,0	111,5	111,0	110,5	110,0	109,5	109,0	108,5	108,0	107,5	107,0	106,5	106,0	105,5	105,0	104,5	104,0	103,5	103,0	102,5
POKRITOST KONIČNIH MOČI s TP v TEŠ v MW	100,00	100,00	100,50	101,00	101,50	102,00	102,50	103,00	123,50	124,00	124,50	125,00	5,50	6,00	6,50	7,00	7,50	8,00	8,50	9,00	9,50	10,00	10,50	11,00	11,50	12,00	12,50	13,00	13,50	14,00	14,50	15,00	15,50	16,00	16,50	17,00	17,50
POKRITOST PRODAJNIH MOČI KPV v sistemu DOT-ŠD	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,89	0,88	0,88	0,88	1,76	1,75	1,75	1,74	1,74	1,74	1,73	1,73	1,72	1,72	1,72	1,71	1,71	1,70	1,70	1,69	1,69	1,69	1,68	1,68	1,67	1,67	1,67	1,66	1,66
PRESEŽEK KONIČNE MOČI v MW	100,00	100,00	100,50	101,00	101,50	102,00	102,50	103,00	123,50	124,00	124,50	125,00	5,50	6,00	6,50	7,00	7,50	8,00	8,50	9,00	9,50	10,00	10,50	11,00	11,50	12,00	12,50	13,00	13,50	14,00	14,50	15,00	15,50	16,00	16,50	17,00	17,50

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
NABAVE TOPLOTNE ENERGIJE	316.242	311.468	306.694	301.920	297.146	292.372	287.598	282.824	278.050	273.276	268.502	263.728	258.954	254.180	249.406	244.632	239.858	235.084	230.310	225.536	220.762	215.988	211.214	206.440	201.666	196.892	192.118	187.344	182.570	177.796	173.022	168.248	163.474	158.700	153.926	149.152	144.378
PRODAJA TOPLOTE iz sistema DOT-ŠD	234.593	231.074	227.555	224.036	220.517	216.998	213.479	209.960	206.441	202.922	199.403	195.884	192.365	188.846	185.327	181.808	178.289	174.770	171.251	167.732	164.213	160.694	157.175	153.656	150.137	146.618	143.099	139.580	136.061	132.542	129.023	125.504	121.985	118.466	114.947	111.428	107.909
Distribucijske izgube toplote v (MWh)	81.649	80.394	79.139	77.884	76.629	75.374	74.119	72.864	71.609	70.354	69.099	67.844	66.589	65.334	64.079	62.824	61.569	60.314	59.059	57.804	56.549	55.294	54.039	52.784	51.529	50.274	49.019	47.764	46.509	45.254	43.999	42.744	41.489	40.234	38.979	37.724	36.469
Distribucijske izgube toplote pri sedanjem temperaturnem režimu DOT (140/70 st.C) in sedanjem izolativnem stanju omrežja v (%)	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,4	25,4	25,4	25,4	25,3	25,3	25,3

Slika 5.28: Prikaz oskrbe s toploto v ŠD po scenariju 2

5.11.3. SCENARIJ-3:

- Od leta 2040 dalje 100% oskrba s toploto iz OVE
- Izgradnja lokalnih energetskih virov SOLARNIH TOPLARN z elektro dogrevanjem in HRANILNIKI TOPLOTE
- Izgradnja lokalnih energetskih virov s TOPLOTNIMI ČRPALKAMI na JEZERSKA VODA z ELEKTRO DOGREVANJEM in HRANILNIKI TOPLOTE

VARIANTE PROIZVODNIH VIROV TOPLOTE	Obdobje / stanje
	2019–2055: ŠE 10 letno SREDNJEROČNO OBDOBJE S (2020–2029); 25 letno DOLGOROČNO OBDOBJE OSKRBA iz SPTE-ZP-TEŠ (2031–2055)
BLOK-5	2031–2055: Prenehanje obratovanja BLOKA-5
BLOK-6	2041–2055: Prenehanje obratovanja BLOKA-6
SPTE-PT-51	2030–2055: Prenehanje obratovanja PT-51
SPTE-PT-52	2030–2055: Prenehanje obratovanja PT-52
Izgradnja TERCIALNE REZERVNE TOPLARNE na ZP ali z VN-ELEKTRO KOTLI 20 MW	2020–2026: Projektiranje in izvedba
Izgradnja SOLARNE TOPLARNE-ŠOŠTANJ-8 MW z dogrevanjem in haranilnikom toplote	2021–2026: Projektiranje in izvedba
Izgradnja SOLARNE TOPLARNE-VELENJE-20 MW z dogrevanjem in hranilnikom toplote	2021–2026: Projektiranje in izvedba
Izgradnja POSTROJENJA S TOPLOTNIMI ČRPALKAMI-VODA-VODA DRUŽMIRSKO JEZERO-20 MW z dogrevanjem in hranilnikom toplote	2022–2030: Projektiranje in izvedba
Izgradnja POSTROJENJA S TOPLOTNIMI ČRPALKAMI-VODA-VODA VELENJSKO JEZERO-20 MW z dogrevanjem in hranilnikom toplote	2022–2030: Projektiranje in izvedba

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Max. TOPLOTNA MOČ-TP-2	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Max. TOPLOTNA MOČ-TP-3	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Izgradnja TERCIALNE REZERVNE TOPLARNE na ZP ali z VN-ELEKTRO KOTLI 20 MW									20	20	20	20
Izgradnja SOLARNE TOPLARNE-ŠOŠTANJ-8 MW z dogrevanjem in haranilnikom toplote									8	8	8	8
Izgradnja SOLARNE TOPLARNE-VELENJE-20 MW z dogrevanjem in hranilnikom toplote									20	20	20	20
Izgradnja POSTROJENJA S TOPLOTNIMI ČRPALKAMI-VODA-VODA DRUŽMIRSKO JEZERO-20 MW z dogrevanjem in hranilnikom toplote									20	20	20	20
Izgradnja POSTROJENJA S TOPLOTNIMI ČRPALKAMI-VODA-VODA VELENJSKO JEZERO-20 MW z dogrevanjem in hranilnikom toplote									20	20	20	20
SKUPNA TOPLOTNA MOČ PROIZVODJIH ENOT TOPLOTE	220	220	220	220	220	220	220	220	308	308	308	308

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Max. TOPLOTNA MOČ-TP-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Max. TOPLOTNA MOČ-TP-3	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	0	0	0
Izgradnja TERCIALNE REZERVNE TOPLARNE na ZP ali z VN-ELEKTRO KOTLI 20 MW	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Izgradnja SOLARNE TOPLARNE-ŠOŠTANJ-8 MW z dogrevanjem in haranilnikom toplote	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Izgradnja SOLARNE TOPLARNE-VELENJE-20 MW z dogrevanjem in hranilnikom toplote	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Izgradnja POSTROJENJA S TOPLOTNIMI ČRPALKAMI-VODA-VODA DRUŽMIRSKO JEZERO-20 MW z dogrevanjem in hranilnikom toplote	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Izgradnja POSTROJENJA S TOPLOTNIMI ČRPALKAMI-VODA-VODA VELENJSKO JEZERO-20 MW z dogrevanjem in hranilnikom toplote	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
SKUPNA TOPLOTNA MOČ PROIZVODJIH ENOT TOPLOTE	208	208	208	208	208	208	208	208	208	208	88	88	88

	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
Max. TOPLOTNA MOČ-TP-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Max. TOPLOTNA MOČ-TP-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Izgradnja TERCIALNE REZERVNE TOPLARNE na ZP ali z VN-ELEKTRO KOTLI 20 MW	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Izgradnja SOLARNE TOPLARNE-ŠOŠTANJ-8 MW z dogrevanjem in haranilnikom toplote	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Izgradnja SOLARNE TOPLARNE-VELENJE-20 MW z dogrevanjem in hranilnikom toplote	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Izgradnja POSTROJENJA S TOPLOTNIMI ČRPALKAMI-VODA-VODA DRUŽMIRSKO JEZERO-20 MW z dogrevanjem in hranilnikom toplote	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Izgradnja POSTROJENJA S TOPLOTNIMI ČRPALKAMI-VODA-VODA VELENJSKO JEZERO-20 MW z dogrevanjem in hranilnikom toplote	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
SKUPNA TOPLOTNA MOČ PROIZVODJIH ENOT TOPLOTE	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Dosežene in PROGNOZIRANE OBRAČUNSKE TOPLOTNE MOČI v sistemu DOT-ŠD	216,39	216,39	215,89	215,39	214,89	214,39	213,89	213,39	212,89	212,39	211,89	211,39
Dosežene MAX. KONIČNE MOČI na pragu odjema v TEŠ	120,0	120,0	119,5	119,0	118,5	118,0	117,5	117,0	116,5	116,0	115,5	115,0
POKRITOST KONIČNIH MOČI s TP v TEŠ v MW	100,00	100,00	100,50	101,00	101,50	102,00	102,50	103,00	191,50	192,00	192,50	193,00

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Dosežene in PROGNOZIRANE OBRAČUNSKE TOPLOTNE MOČI v sistemu DOT-ŠD	210,89	210,39	209,89	209,39	208,89	208,39	207,89	207,39	206,89	206,39	205,89	205,39	204,89
Dosežene MAX. KONIČNE MOČI na pragu odjema v TEŠ	114,5	114,0	113,5	113,0	112,5	112,0	111,5	111,0	110,5	110,0	109,5	109,0	108,5
POKRITOST KONIČNIH MOČI s TP v TEŠ v MW	93,50	94,00	94,50	95,00	95,50	96,00	96,50	97,00	97,50	98,00	- 21,50	- 21,00	- 20,50

	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
Dosežene in PROGNOZIRANE OBRAČUNSKE TOPLOTNE MOČI v sistemu DOT-ŠD	204,39	203,89	203,39	202,89	202,39	201,89	201,39	200,89	200,39	199,89	199,39	198,89
Dosežene MAX. KONIČNE MOČI na pragu odjema v TEŠ	108,0	107,5	107,0	106,5	106,0	105,5	105,0	104,5	104,0	103,5	103,0	102,5
POKRITOST KONIČNIH MOČI s TP v TEŠ v MW	- 20,00	- 19,50	- 19,00	- 18,50	- 18,00	- 17,50	- 17,00	- 16,50	- 16,00	- 15,50	- 15,00	- 14,50

Slika 5.29: Prikaz oskrbe s toploto v ŠD po scenariju 3

5.11.4. SCENARIJ-4:

KRITIČNI SCENARIJ ZA SISTEM DALJINSKEGA OGREVANJA Šaleške doline v primeru, da se do leta 2030 ne uspejo zagotoviti nadomestni viri proizvodnje elektrike in toplote na lokaciji TEŠ in, da lastnikoma sistema daljinskega ogrevanja Šaleške doline nebi uspelo zagotoviti nobenega ali zadostnih novih alternativnih proizvodnih virov toplotne energije.

		ŠE 10 letno SREDNJEROČNO OBDOBJE S PREMOGOVNIKOM in TEŠ										25 letno DOLGOROČNO OBDOBJE brez TEŠ in PREMOGOVNIKA Velenje																													
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055			
BLOK-5													Prenehanje obratovanja BLOKA-5 in Premogovnika Velenje																												
BLOK-6													Prenehanje obratovanja BLOKA-6 in Premogovnika Velenje																												
SPTE-PT-51													Prenehanje obratovanja SPTE-PT-51																												
SPTE-PT-52													Prenehanje obratovanja SPTE-PT-52																												

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
Max. TOPLOTNA MOČ-TP-2	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100																									
Max. TOPLOTNA MOČ-TP-3	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120																									
SKUPNA TOPLOTNA MOČ PROIVODJIH ENOT TOPLOTE v TEŠ	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	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

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
Dosežene OBRAČUNSKE MOČI v sistemu DOT-ŠD	216,39	216,39	215,89	215,39	214,89	214,39	213,89	213,39	212,89	212,39	211,89	211,39	210,89	210,39	209,89	209,39	208,89	208,39	207,89	207,39	206,89	206,39	205,89	205,39	204,89	204,39	203,89	203,39	202,89	202,39	201,89	201,39	200,89	200,39	199,89	199,39	198,89
Dosežene MAX. KONIČNE MOČI na pragu odjema v TEŠ	120	120	119,5	119,0	118,5	118,0	117,5	117,0	116,5	116,0	115,5	115,0	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
POKRITOST KONIČNIH MOČI s TP v TEŠ v (%)	83,33	83,33	84,10	84,87	85,65	86,44	87,23	88,03	88,84	89,66	90,48	91,30	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
POKRITOST PRODAJNIH MOČI KPV v sistemu DOT-ŠD	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,96	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
PRESEŽEK KONIČNE MOČI v MW	100,0	100,0	100,5	101,0	101,5	102,0	102,5	103,0	103,5	104,0	104,5	105,0	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
PRIMANKLJAJ KONIČNE MOČI v MW													-210	-209	-209	-208	-208	-207	-207	-206	-206	-205	-205	-204	-204	-203	-203	-202	-202	-201	-201	-200	-200	-199	-199	-198	-198

Slika 5.30: Prikaz oskrbe s toploto v ŠD po scenariju 4

6. KATERI ALTERNATIVNI VIR ZA PROIZVODNJO TOPLOTNE ENERGIJE BI BILI EKONOMSKO UPRAVIČENI IN BI LAHKO BILI UPORABLJENI ZA URAVNOTEŽENO OBRATOVANJE DISTRIBUCIJSKEGA SISTEMA V POLETNIH MESECIH, PRAVTAKO PA BI JIH LAHKO PO POTREBI VKLJUČEVALI V PRIMERU IZPADA PROIZVODNJE OSNOVNEGA PROIZVODNJEGA VIRA TOPLOTE V TEŠ

Tehnologije proizvodnih naprav sočasne proizvodnje električne in toplotne energije (SPTE).

V obravnavo proizvodnih naprav SPTE so vključene vse tehnologije, ki jih navaja Direktiva 2012/27/EU10:

a) plinska turbina s kombiniranim ciklom z rekuperacijo toplote,

b) protitlačna parna turbina,

c) odjemno kondenzacijska parna turbina,

d) plinska turbina z rekuperacijo toplote,

e) motor z notranjim izgorevanjem,

f) parni motorji,

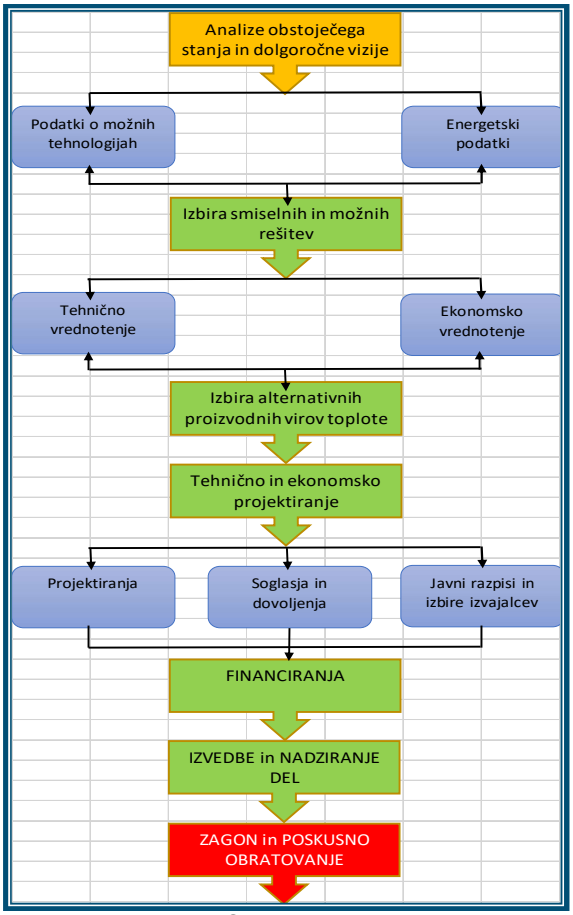
g) mikroturbine,

h) Stirlingovi motorji,

i) gorivne celice,

j) motorji z organskim Rankinovim ciklom,

k) katera koli druga vrsta tehnologije ali njihova kombinacija, ki spada pod opredelitev pojma iz člena 2 (30) direktive 2012/27/EU



IZBIRA KOGENERACIJSKEGA SISTEMA

	PARNA TURBINA	PLINSKA TURBINA	KOMBIN. CIKEL	BATNI MOTOR
1. Električni izkoristek (%)	10 - 30	15 - 35	30 - 40	35 - 45
2. Celotni izkoristek (%)	75 - 85	70 - 80	80 - 90	75 - 80
3. Dodatna specifična poraba (kW_t/kW_e)	1,2	1,6	1,6	1,4 - 2
4. Gorivo	Katerokoli: trdno tekoče plinasto	zemeljski plin generatorski plin kerozin rafinerijski plin	zemeljski plin generatorski plin kerozin rafinerijski plin	zemeljski plin kurilno olje generatorski plin bioplin
5. Celotni investicijski stroški (ECU/kW_e)	1500 - 1000	1200 - 530	900 - 450	960 - 770
6. Stroški vzdrževanja (ECU/MWh)	2,3 - 1,5	5,4 - 4,6	5,4 - 4,6	5,8 - 9,2
7. Cena na MW_e (ob izrabi toplote) (ECU/MW_e) (pri ceni goriva 13,2 ECU/MWh spodnje kurilne vrednosti)	20 - 15	33 - 30	33 - 30	29 - 26
8. Enostavni vračilni rok (let) (pri 7000 obr. urah/leto in ceni el. energije 77 ECU/MWh)	3,5 - 4	2 - 3	2 - 3	2 - 3
9. Življenjska doba (let)	30	15	15	10

Slika 6.1: Postopek izbire tehnologij kogeneracijskih sistemov

Strokovne podlage za celovito oceno možnosti za uporabo soproizvodnje in daljinskega ogrevanja

Vir: Ministrstvo za infrastrukturo RS, april 2017

Kombinirani postopek soproizvodnje plinske in parne turbine (CCGT)

Pojem »kombinirani cikel« se uporablja za procese, ki so sestavljeni iz dveh termodinamičnih ciklov, ki sta povezana z delovno tekočino in ki delujeta na različnih ravneh temperature. Kot postopek soproizvodnje, ki temelji na kombiniranem ciklu, se običajno opisujejo procesi, ki hkrati vključujejo uporabo plinske in parne turbine. Pri tem tipu procesa soproizvodnje izpušni plini visoke temperature iz plinske turbine se lahko podvržejo naknadnemu izgorevanju in v kotlu utilizatorju lahko proizvedejo paro pod visokim tlakom (40-100 bar). Para ekspandira v protitlačni ali kondenzacijski parni turbini in proizvaja električno energijo in paro, ki se uporablja v proizvodnem procesu ali pa za namene ogrevanja. Učinkovitost običajno znaša med 35 % in 45 % (v sodobnih sistemih se lahko poveča do 60 %), medtem ko je skupna energetska učinkovitost takšnih procesov za soproizvodnjo od 70 % do 88 %. Takšna

soproizvodnja se običajno ne uporablja v obratih z inštalirano električno močjo, ki je manjša od 3,5 MW. Zemeljski plin ali ekstra lahko olje (pogosto kot rezervno gorivo) je gorivo za plinsko turbino. Za pogon plinske turbine je potreben visok pritisk plina, od 13 do 20 barov, odvisno od tipa agregata in proizvajalca. V primeru, da je na potencialni lokaciji plin nizkega pritiska na voljo (npr. iz mestnega distribucijskega omrežja), potrebno je spredaj plinske turbine vgraditi plinski kompresor.

Obrati tega tipa so še posebej primerni za uporabo v toplarnah daljinskega ogrevanja, in imajo najvišjo energetsko učinkovitost. Z integrirano uporabo toplote na vseh razpoložljivih temperaturnih nivojih se lahko dobi zelo visoka stopnja izkoristka energije goriva (v določenih pogojih tudi več kot 90 %).

Cene energentov

Energent	Enota	Količina
Zemeljski plin	EUR/kWh	0,0224
Ekstra lahko kurilno olje	EUR/kWh	0,0452
Premog	EUR/kWh	0,0092
Lesna biomasa	EUR/kWh	0,0144

Emisije ogljikovega dioksida

Emisije	Enota	Količina
Zemeljski plin	t_{CO2}/MWh	0,20196
Ekstra lahko kurilno olje	t_{CO2}/MWh	0,26665
Premog	t_{CO2}/MWh	0,34585
Proizvodnja električne energije	t_{CO2}/MWh	0,35850

Cene emisij CO 2

Cena za enoto CO_2	EUR/t	38,30	v 2017 v EUR iz 2017
	EUR/t	25,00	v 2010 v EUR iz 2006*

*Začetna vrednost navedena v [14]

Na podlagi teh dokumentov, vsakega leta je strošek na enoto emisij CO_2 povečan za 1,185 EUR/t (iz leta 2017), kar daja ceno od 67,92 EUR/t CO_2 v letu 2042.

Stroški investicijskih naložb

Vrsta obrata	Enota	Količina
soproizvodnja - CCGT	EUR/kW_e	1.175
soproizvodnja - lesna biomasa	EUR/kW_e	3.385

Vrsta obrata	Enota	Količina
kotel - zemeljski plin	EUR/kW_t	105
kotel - lesna biomasa	EUR/kW_t	840

Obratovalni stroški obratov

Vrsta obrata	Enota	Količina
soproizvodnja - CCGT	EUR/kW_e	37
soproizvodnja - zemeljski plin	EUR/kW_e	18
soproizvodnja - lesna biomasa	EUR/kW_e	126
soproizvodnja - premog	EUR/kW_e	41

Vrsta obrata	Enota	Količina
Kotel – zemeljski plin	EUR/kW_t	3,9
Kotel - biomasa	EUR/kW_t	31
Kotel – ekstra lahko kurilno olje	EUR/kW_t	3,9

Pregled cen zemeljskega plina v analizi stroškov in koristi

		Poraba plina		
Imena stavb	Koda	GJ	Band	Cena[11] EUR/kWh
Enodružinska stavba	ESS1	83.9	Band D2: 20 GJ < Poraba < 200 GJ	0.0426
Enodružinska stavba	ESS2	146.5	Band D2: 20 GJ < Poraba < 200 GJ	0.0426
Večstanovanjska stavba	VSS1	1,167	Band I2: 1.000 GJ < Poraba < 10.000 GJ	0.0502
Javna stavba (javna uprava)	JSS1A	736.1	Band I1: Poraba < 1.000 GJ	0.0429
Javna stavba (izobraževanje)	JSS1B	736.1	Band I1: Poraba < 1.000 GJ	0.0429
Javna stavba	NSS1	730.2	Band I1: Poraba < 1.000 GJ	0.0429
Nestanovanjska stavba	NSS2	743.5	Band I1: Poraba < 1.000 GJ	0.0429

Vir: Eurostat, podatkovna baza

Emisijski faktorji

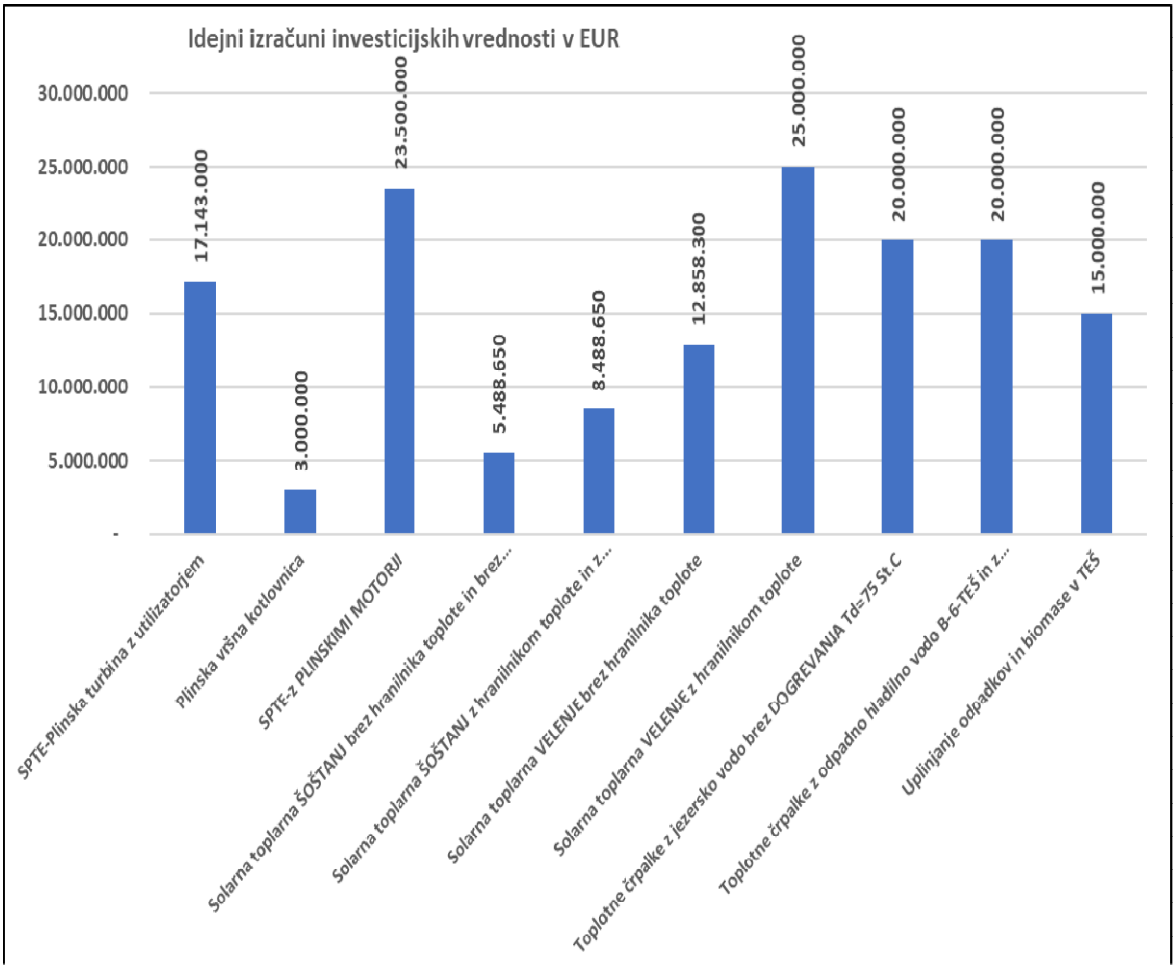
Emisije	Enota	Količina
Zemeljski plin	kg_{CO2}/kWh	0,2020
ELKO	kg_{CO2}/kWh	0,2667
Proizvodnja električne energije v Sloveniji	kg_{CO2}/kWh	0,3585
Sistem daljinskega ogrevanja	kg_{CO2}/kWh	0,2328

Predpostavljeni strošek (cena) CO_2

Cena na enoto CO_2[14]	EUR/t	38,3	v letu 2017 v EUR iz 2017
	EUR/t	25	V letu 2010 v EUR iz 2006

Idejni izračuni pričakovanih investicijskih vrednosti

	Enote	SPTE-Plinska turbina z utilizatorjem	Plinska vršna kotlovnica	SPTE-z PLINSKIMI MOTORJI	Solarna toplarna ŠOŠTANJ brez hranilnika toplote in brez DOGREVANJA	Solarna toplarna ŠOŠTANJ z hranilnikom toplote in z DOGREVANJEM z ZP	Solarna toplarna VELENJE brez hranilnika toplote	Solarna toplarna VELENJE z hranilnikom toplote	Toplotne črpalke z jezersko vodo brez DOGREVANJA Td=75 St.C	Toplotne črpalke z odpadno hladilno vodo B-6-TEŠ in z DOGREVANJEM z ZP na 130 St. C	Uplinjanje odpadkov in biomase v TEŠ
Predvidena SKUPNA toplotna moč proizvodnega vira	MW	20	20	18	8	8	20	20	20	20	8,8
Planirana letna proizvodnja toplotne energije	MWh	44.489	44.489	40.000	8.846	11.150	24.265	31.705	125.935	125.935	70.400
Planirana INVESTICIJSKA VREDNOST	EUR	17.143.000	3.000.000	23.500.000	5.488.650	8.488.650	12.858.300	25.000.000	20.000.000	20.000.000	15.000.000
Planirana življenjska doba	letih	15	25	15	15	15	15	15	15	15	15
Investicijska vrednost / MW moči	EUR/MW	857.150	150.000	1.305.556	686.081	1.061.081	642.915	1.250.000	1.000.000	1.000.000	1.704.545
Investicijska vrednost / MWh energije	EUR/MWh	385,33	67,43	587,50	620,47	761,31	529,91	788,52	158,81	158,81	213,07



Slika 6.2: Idejni izračuni pričakovanih investicijskih vrednosti

7. IZKORIŠČANJE ZEMELJSKEGA PLINA

Raba zemeljskega plina je okoliško sprejemljivejša od ostalih fosilnih goriv zaradi nižjih emisij TGP kot tudi nekaterih drugih onesnaževal zraka, poleg tega pa je pomembna tudi njegova raba v industriji, še posebej v visokotemperaturnih procesih. Zemeljski plin bo imel na poti do razogljičenja pomembno prehodno podporno vlogo pri uravnavanju proizvodnje električne energije iz OVE in tudi kot gorivo v prometu. Prav tako bo imel pomemben delež pri (decentralizirani) soproizvodnji elektrike in toplote za ogrevanje.
Uvozno odvisnost zaradi rabe zemeljskega plina je možno zmanjšati tudi z izrabo lastnih virov zemeljskega plina, kakor tudi vseh nadomestkov pridobljenih iz ali s pomočjo OVE (bioplin, sintetizirani metan), seveda ob upoštevanju vseh okoljskih omejitev in pogojev. Plinovodna omrežja bodo z uvajanjem obnovljivih plinov prenašala tudi OVE.

7.1 Plinska kotlovnica 20 MW

Za pokrivanje izpadov današnjega vira toplote (TEŠ) oziroma pokrivanje primanjkljajev toplote v distribucijskem sistemu, ki je ocenjena oziroma analizirana v že izvedeni študiji znaša 20 MW.

Predvidi se postavitev plinske kotlovnice z umeščenima dvema vročevodnima kotloma nazivne toplotne moči 2x 10 MW.

Razlogi za predlagano namestitev dveh kotlov so naslednji:

Za pokrivanje poletnega odjema, ki znaša med 8 in 10 MW, je potrebno obratovanje le enega kotla, ki obratuje z močjo blizu nazivne, kjer je izkoristek kotla ugoden, Gabariti in teža kotla z eno plamenico so prilagojeni transportu po cesti ali železnici. Kotel z dvema ali več plamenicami je treba dostaviti na gradbišče po delih in ga sestaviti (zavariti) na gradbišču. Cena dveh eno plamenčnih enot je približno enaka kot cena ene dvo plamenične enote (zaradi dodatnih stroškov montaže na gradbišču). Večja zanesljivost oskrbe toplotnega odjema (v primeru havarije ene enote ostane v obratovanju druga enota). Manjši stroški s konzerviranjem kotlov, ko niso več potrebni za obratovanje, Ekonomajzer med kotlom in dimnikom dodatno ohladi iz kotla izstopajoče dimne pline, kar poveča moč kotla pri enaki porabi goriva (izboljša izkoristek), istočasno pa dvigne temperaturo vode v povratni liniji omrežja daljinskega ogrevanja. Nadaljnjo povišanje temperature povratne vode je izvedeno z reguliranim primešavanjem vroče vode, ki izstopa iz kotla k vodi, ki izstopa iz ekonomajzerja. Oba nova plinska kotla skupaj bi pokrivala nujno potrebno konično toplotno moč konzuma, ki je ocenjena na 20 MW.

7.1.1 Tehnični opis sistema

Predvidena nova kotlovnica zajema dva, med seboj enaka; vročevodna kotla na zemeljski plin, skupne nazivne toplotne moči 20 MW (2x 10 MW).

Predvidena kotla sta standardne izvedbe, zato je možna uporabla za gorivo zemeljski plin (ali utekočinjen naftni plin) ali EL kurilno olje. Temu ustrezno je izbran gorilnik, ki omogoča uporabo enega ali drugega goriva (duoblok).



Slika 7.1: Prikaz primera plinske kotlovnice

Tehnične lastnosti kotlovnice:

- Nazivna toplotna moč kotlovnice: skupno Q = 20 MW,
- Število kotlov: 2
- Nazivna toplotna moč kotla: Qk = 10 MW,
- Nazivni vročevodni temperaturni režim: 70/130°C (120°C)
- Nazivna temperaturna razlika vode pri pretoku skozi kotel: 60°C (50°C)
- Nazivni pretok vode skozi kotel: 145 m3/h
- Minimalna trajna moč: 25% nazivne toplotne moči
- Izkoristek kotla: >95%
- Pretok zraka za zgorevanje: 11.140 Nm3/h (zajet iz kotlovnice)
- Gorivo kotla: zemeljski plin (kot rezerva ELKO)

- Spodnja kurilnost primarnega goriva: 9,885 kWh/Nm3
- Nadtlak primarnega goriva: 1,5 bar
- Poraba primarnega goriva pri nazivni moči: 2130 Nm3/h (895,8m3/h)
- Emisije snovi kotla, priključena na skupni odvodnik v okolje so povzete emisijske vrednosti iz Uredbe o mejnih vrednostih emisije snovi v zrak iz srednjih kurilnih naprav, plinskih turbin in nepremičnih motorjev (Uradni list RS, št. 17/18 in 59/18).

  Pri uporabi zemeljskega plina:

  - CO, ogljikov monoksid: 80 mg/m3
  - NOx, dušikovi oksidi: 100 mg/m3
  - SO2, žveplovi oksidi: 10 mg/m3

  Pri uporabi ELKO

  - CO, ogljikov monoksid: 80 mg/m3
  - NOx, dušikovi oksidi: 300 mg/m3
  - SO2, žveplovi oksidi: 350 mg/m3
  - Prah: 20 mg/m3

- Sistem za regulacijo obratovanja kotlov znotraj temperaturno drsnega režima (v odvisnosti od zunanje temperature in odjema mreže), obratovanja kotlovnice v celoletnem obratovalnem obdobju, s sistemom toplega in hladnega primešavanja:
  - Toplo primešavanje: z vgrajenimi primešalnimi črpalkami, ki so regulirane na določeno nastavljeno temperaturo vstopne vode v kotel. Ta način omogoča zagotavljanje (minimalne) dopustne temperature vode na vstopu v kotel, pri nižjih temperaturah povratne vode na vstopu v kotlovnico od dopustne (v odvisnosti od zunanje temperature).
  - Hladno primešavanje: z vgrajenimi prehodnimi EM ventili, ki so regulirani na določeno nastavljeno temperaturo predtočne vode na izstopu iz kotlovnice (v odvisnosti od zunanje temperature).

- Sistemi za vzdrževanje statičnega nadtlaka sistema v kotlovnici in varovanja (izvedene skladno z EN 12953-6) vročevodnih virov in naprav, izveden skladno z EN 12953-6 za vročevodne sisteme s temperaturami ≥ 110°C

Moč odjema, v kotlovnici proizvedene toplote za oskrbo daljinskega ogrevanja v zimskem ogrevalnem obdobju, je odvisna od potreb oz. od primanjkljajev (problematika obstoječega vira toplote je predstavljena v predhodni študiji »*Idejne zasnove za proučitev izvedljivosti izvedbe alternativnih virov proizvodnje toplotne energije do leta 2055*«) proizvedene toplote iz obstoječega vira toplote (TEŠ).

Na podlagi analize obstoječega sistema daljinskega ogrevanja oz. dinamike proizvodnje toplote iz obstoječega vira, je določena nazivna toplotna moč kotlovnice in znaša 20 MW.

Nazivni temperaturni režim delovanja novega postrojenja je prav tako določen na podlagi analize obstoječega stanja in znaša 70/130°C.

Moč odjema, v kotlovnici proizvedene toplote za oskrbo sanitarne tople vode v poletni ogrevalni sezoni, je prav tako odvisna od potreb oz. od primanjkljajev obstoječega vira toplote.

Potreba toplotna moč za pripravo tople sanitarne vode, je na podlagi analize obstoječega stanja določena na od 8-10 MW. Nazivni temperaturni režim za pripravo tople sanitarne vode je 70/110°C.

Novi proizvodni vir toplote se v toplotni energetski sistem vključuje po potrebi in deluje v drsnem temperaturnem režimo na podlagi zunanje temperature.

Glavno gorivo za proizvodni vir v novi kotlovnici je zemeljski plin z minimalno spodnjo kurilno vrednost 9,35 kWh/Sm3 (9,885 kWh/Nm3).

Sistem distribucije zemeljskega plina, namenjen oskrbi proizvodnih energetskih naprav, je sestavljen iz plinskega postrojenja, ki je preko distribucijskega plinovodnega omrežja z ustrezno plinsko armaturo povezan s posameznim porabnikom v novi kotlovnici.

Ostala oprema kotlovnice so povezovalni cevovodi vroče vode z armaturami, dovodni plinovod z armaturo ter gradbene električne in strojne inštalacije ter varnostne naprave, ki so zahtevane za plinske kotlovnice (plinski senzorji, rešetke za dovod zraka in prezračevanje, sistem za prisilno prezračevanje).

Kotlovnica je predvidena z jekleno izvedbo. Nosilna konstrukcija je iz varjenih škatlastih jeklenih profilov, stene so iz fasadnih panelov TRIMO sendvič izvedbe s toplotno izolacijo debeline 5 cm. Streha je dvokapnica z naklonom 15° iz trapezne pločevine TRIMO sendvič izvedbe.

Zunanje dimenzije kotlovnice so:

Dolžina: 15 m

Širina: 11 m

višina etaže: 7 m

višina do vrha slemena: 8,8 m

Poraba goriva- Zemeljski plin ZP

Osnovni podatki kotlovnice:

- Nazivna toplotna moč kotlovnice: Q = 20 MW (2x10 MW)
- Nazivna toplotna moč kotla: Qk = 10000 kW
- Izkoristek kotla: >95%
- Spodnja kurilnost primarnega goriva: 9,885 kWh/Nm3

$$B = \frac{Q}{\eta \cdot H_u} = \frac{10000kW}{0{,}95 \cdot \frac{9{,}885kWh}{nm^3}} = \frac{1065nm^3}{h}$$

Predvidena poraba zemeljskega plina za en kotel pri nazivni toplotni moči je 1065 Nm3/h. Skupna maksimalna poraba plinske kotlovnice (predvidena dva kotla enake moči) pri nazivni toplotni moči 20 MW znaša **2130 Nm3/h.**

Izračun dimenzije plinovoda:

Dimenzioniranje plinovoda je izdelano za uporabo zemeljskega plina s tlakom na plinski požarni pipi 1500 mbar

Maksimalna poraba plina za vročevodni kotel v normalnih m3 znaša 1065 nm3/h, skupna pa 2130 Nm3/h. Maksimalna poraba plina pri dejanskih pogojih:

• temperatura okolice:	°C	15
• tlak plina:	mbar	1500
• tlak okolice:	mbar	1040
• vlažnost plina		0 (velja v splošnem za zemeljski plin)

Izračun delovne kurilnosti plina:

$$H_{ud} = H_{um} \cdot \frac{273{,}15}{273{,}15 + t} \cdot \frac{p_{amb} + p_e - \phi \cdot p_s}{1013{,}25}$$

$$H_{ud} = 9{,}885 \cdot \frac{273{,}15}{273{,}15 + 15} \cdot \frac{1040 + 1500}{1013{,}25} = \frac{23{,}5kWh}{m^3}$$

Maksimalna poraba zemeljskega plina:

- *za kotlovnico (20 MW):*

$$B_d = \frac{Q_k}{\eta \cdot H_{ud}} = \frac{20000kW}{0{,}95 \cdot \frac{23{,}5kWh}{nm^3}} = \frac{895{,}8m^3}{h}$$

- *za posamezni vročevodni kotel (10 MW):*

$$B_d = \frac{Q_k}{\eta \cdot H_{ud}} = \frac{10000kW}{0{,}95 \cdot \frac{23{,}5kWh}{nm^3}} = \frac{447{,}9m^3}{h}$$

Za interno plinsko instalacijo izberemo jeklene brezšivne cevi po DIN 2448. Dimenzijo cevi določimo na podlagi priporočene hitrosti za znani tlak plina. Maksimalna hitrost plina pri nadtlaku 1500 mbar je 20 m/s.

Računski presek plinovoda:

- *za kotlovnico (20 MW):*

$$A_0 = \frac{B_d}{v} = \frac{895{,}8}{3600 \cdot 20} = 0{,}01244m^2$$

$$d_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot A_0}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0{,}00622}{\pi}} = 0{,}126m = 126\ mm$$

Izberemo plinsko dovodno cev 139,7 x 4mm, po DIN 2448.

- *za posamezni vročevodni kotel (10 MW):*

$$A_0 = \frac{B_d}{v} = \frac{447{,}9}{3600 \cdot 20} = 0{,}00622m^2$$

$$d_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot A_0}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0{,}00622}{\pi}} = 0{,}089m = 89\ mm$$

Izberemo plinsko dovodno cev za posamezni kotel 114,3 x 3.6mm, po DIN 2448.

Izračun dimenzije cevovoda vroče vode:

Izračun dimenzije cevovode povezave razdelilec kotlovnice- posamezni kotel

Naziv	Oznaka	Enota	Vrednost		
Presek cevi	A	m2	0,024801587		
Premer cevi	d	m	0,177703014	177,70	mm
Pretok ogrevne vode	Φ	m3/s	0,03968254	142,86	m3/h
TOPLOTNA MOČ	**Pt**	**W**	**10.000.000**	**10,00**	**MW**
Hitrost vode v cevi	v	m/s	1,60		
Specifična toplota	Cp	J/kgK	4200		
Dovodna temperatura	Td	C	130		
Povratna temperatura	Tp	C	70		

Izbrana dimenzija cevovoda je DN200.

Izračun dimenzije glavne cevovodne povezave kotlovnica- daljinsko omrežje

Naziv	Oznaka	Enota	Vrednost		
Presek cevi	A	m2	0,049603175		
Premer cevi	d	m	0,251310013	251,31	mm
Pretok ogrevne vode	Φ	m3/s	0,079365079	285,71	m3/h
TOPLOTNA MOČ	**Pt**	**W**	**20.000.000**	**20,00**	**MW**
Hitrost vode v cevi	v	m/s	1,60		
Specifična toplota	Cp	J/kgK	4200		
Dovodna temperatura	Td	C	130		
Povratna temperatura	Tp	C	70		

Izbrana dimenzija cevovoda je DN250.

7.2 Kogeneracija s plinskimi motorji

Varianto s katero bi pasovno pokrivali potrebe po toploti v zimskem času 20 MW, poletnem času pa za pokrivanje priprave tople sanitarne vode 8- 10 MW.

V toplarno bi tako namestili kogeneracijske sisteme – SPTE. Bistvo sistema SPTE (sočasne proizvodnje toplote in elektrike) je, da se električna energija in toplota proizvajata istočasno v enem energetskem postrojenju. Princip kogeneracijskega proizvodnega procesa temelji na združevanju sistemov za proizvodnjo toplote in električne energije v enoten sistem, kar omogoča višji izkoristek goriva v procesu kot pri ločeni proizvodnji.

Osnovne prednosti SPTE so:

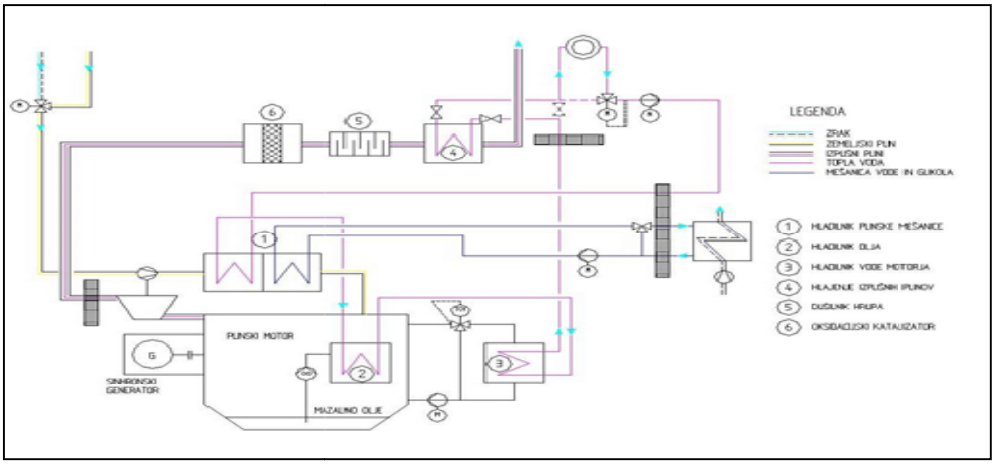
Prihranek energije in ekonomska učinkovitost. Prednosti SPTE se kažejo najprej v manjši porabi goriva. Če primerjamo kvantitativno energijsko bilanco SPTE z ločeno proizvodnjo velja naslednje: pri SPTE lahko dobimo na 100 enot vloženega goriva do ca 43 enot električne energije in do ca 45 enot toplote, kar pomeni, da je celoten izkoristek procesa med 82 in 90% - odvisno od vrste procesa in tehnologije SPTE

Pri ločeni proizvodnji pa je za enako količino proizvedene električne energije in toplote kot pri sočasni proizvodnji, potrebno v proces dovesti ca 150 enot goriva, z upoštevanjem 42% izkoristka pri proizvodnji elektrike in 90% pri proizvodnji toplote. To pomeni, da je pri ločeni proizvodnji skupni izkoristek goriva ca 60%. Izkoristek goriva pri SPTE je torej lahko večji celo za 30% točk, kar se odraža v ustreznem prihranku goriva.

Vpliv SPTE na okolje je praviloma ugoden in med drugim prispeva k zmanjševanju emisije toplogrednih plinov.

Kot ključni pogonski stroji pri sistemih SPTE se pojavljajo procesi s parnimi turbinami, s plinskimi turbinami, kombinirani procesi s plinsko in parno turbino , parni batni stroji in motorji z notranjim izgorevanjem.

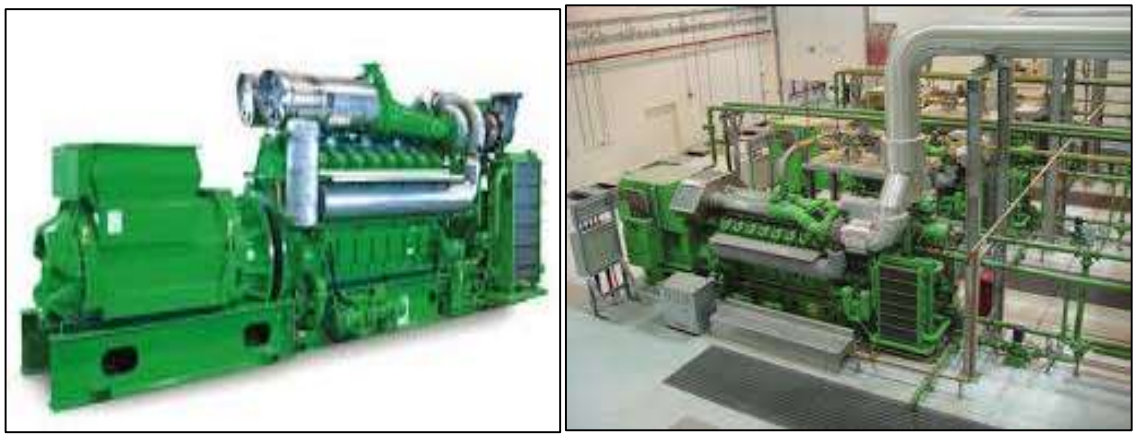
Princip delovanja SPTE s plinskim motorjem je prikazan na spodnji shemi.



Slika 7.2: Shema SPTE s plinskim motorjem

7.2.1 Tehnični opis sistema

Predvidena nova toplarna zajema štiri (4), med seboj enake SPTE enote na zemeljski plin, skupne nazivne električne moči 18 MWel (4x 4502 kW) in toplotne moči 16 MW (4x 4010 kW).



Slika 7.3: Prikaz SPTE s plinskim motorjem

Tehnične lastnosti kogeneracijskega postrojenja:

- Nazivna skupna toplotna moč (SPTE): Qt = 16 MW
- Nazivna skupna električna moč (SPTE): Pel = 18 MW
- Število kogeneracijskih (SPTE) enot: 4
- Dimenzije kogeneracijske enote (l x š x v): 12,8 x 2,5 x 2,9 m
- Teža kogeneracijske enote: 52,1 ton
- Nazivna toplotna moč enote: Q = 4.010 kW
- Temperaturni režim postrojenja: 70/110°C
- Nazivna temperaturna razlika vode: 40°C
- Nazivni pretok vode skozi postrojenje: 145 m3/h
- Nazivna električna moč enote. P = 4.502 kW
- Generator: 10,5 kV, 50 Hz, 1.500 min-1
- Električni izkoristek pri nazivni moči: 45,9%
- Toplotni izkoristek pri nazivni moči: 40,9%
- Skupni izkoristek kogeneracijske enote pri nazivni moči: 86,9%
- Gorivo: zemeljski plin

- Spodnja kurilnost primarnega goriva: 9,885 kWh/Nm3
- Nadtlak primarnega goriva: 1,5 bar
- Poraba primarnega goriva pri nazivni moči: 3982 Nm3/h (1675m3/h)
- Emisije snovi postrojenja, priključena na skupni odvodnik v okolje so povzete emisijske vrednosti iz Uredbe o mejnih vrednostih emisije snovi v zrak iz srednjih kurilnih naprav, plinskih turbin in nepremičnih motorjev (Uradni list RS, št. 17/18 in 59/18).

  Pri uporabi zemeljskega plina:

  - CO, ogljikov monoksid: 245 mg/m3
  - NOx, dušikovi oksidi: 190 mg/m3
  - SO2, žveplovi oksidi: 15 mg/m3

Vse štiri kogeneracijske enote hkrati delujejo samo v ogrevalni sezoni za proizvodnjo toplote za ogrevanje in pripravo tople vode.

V poletnih mesecih oziroma izven ogrevalne sezone pa delujeta samo dve enoti in tako pokrivata potrebe po toploti za pripravo tople vode.

Za optimizacijo obratovanja kogeneracijskih enot in dodatnega vira toplote ob jutranjih konicah, se predlaga umestitev hranilnika toplote.

Določitev volumna hranilnika toplote

Robni pogoji za določitev volumna hranilnika toplote:

- Nazivna toplotna moč toplarne: 16 MW
- Temperaturni režim polnjenje/ praznjenje: 65/105°C
- Nazivna temperaturna razlika ogrevalne vode: 40°C
- Čas polnjenja/ praznjenja: 24 h

Izračun volumna:

Nazivni pretok:

$$V_{og} = \frac{Q_p}{c_p \cdot \Delta T} = \frac{16000kW}{4{,}18 \cdot 40} \cdot 3{,}6 = \frac{344{,}5m^3}{h}$$

Skupni nazivni pretok ogrevalne vode pri nazivni temperaturni razliki je 344,5 m3/h.

Volumen hranilnika:

$$V_h = V_{og} \cdot t = \frac{344{,}5m^3}{h} \cdot 24h = 8268m^3$$

Na podlagi robnih pogojev in izračuna je izbran volumen hranilnika toplote 10.000 m3. Hranilnik bi imel kapaciteto toplotne akumulacije oziroma praznjenja 240.000 kWh.

Predviden čas polnjenja/ praznjenja pri nazivnem temperaturnem režimo in pretoku znaša nekaj več kot en dan oziroma 29 ur.

Najkrajši predviden čas praznjenja akumulacije toplote pri toplotni moči 20 MW in nazivnem temperaturnem režimu pa znaša 23 ur.

Predvidena lokacija hranilnika toplote je poleg nove toplarne, postavljen na AB temeljni plošči. Hranilnik toplote, dimenzije 20m premera in 32m višine, bo izveden iz jeklene pločevine ustrezne debeline, toplotno izoliran in opremljen z ustreznimi priključki.

Vtok in iztok hladne ter tople vode v hranilnik bo dimenzije DN300, izvedeni tako, da se v največji možni meri omogoči čim bolj enakomerno temperaturo razsoljevanja vode po višini hranilnika. Po celotni višini hranilnika so na ustreznih mestih vgrajena temperaturna tipala, ki bodo povezana preko krmilnika na centralni nadzorni sistem.



Slika 7.4: Prikaz primera hranilnika toplote (TE-TOL)

Ostala oprema toplarne so povezovalni cevovodi ogrevalne vode z armaturami, dovodni plinovod z armaturo ter gradbene električne in strojne inštalacije ter varnostne naprave, ki so zahtevane za plinske kotlovnice (plinski senzorji, rešetke za dovod zraka in prezračevanje, sistem za prisilno prezračevanje).

Toplarna je predvidena z jekleno izvedbo. Nosilna konstrukcija je iz varjenih škatlastih jeklenih profilov, stene so iz fasadnih panelov TRIMO sendvič izvedbe s toplotno izolacijo debeline 5 cm. Streha je dvokapnica z naklonom 15° iz trapezne pločevine TRIMO sendvič izvedbe.

Zunanje dimenzije toplarne so:

Dolžina: 25 m

Širina: 20 m

višina etaže: 7 m

višina do vrha slemena: 8,8 m

Poraba goriva- Zemeljski plin ZP

Osnovni podatki kogeneracijskega postrojenja:

- Nazivna skupna moč (toplota+elektrika) kogeneracijskega postrojenja: 34 MW
- Nazivna skupna moč (toplota+električna energija) SPTE enote: 8512 kW
- Izkoristek SPTE: >86,5%
- Spodnja kurilnost primarnega goriva: 9,885 kWh/Nm3

$$B = \frac{Q}{\eta \cdot H_u} = \frac{8512kW}{0{,}865 \cdot \frac{9{,}885kWh}{nm^3}} = \frac{995{,}5nm^3}{h}$$

Predvidena poraba zemeljskega plina za SPTE enoto pri nazivni moči je 995,5 Nm3/h. Poraba za celotno kogeneracijsko postrojenje znaša **3982 Nm3/h.**

Izračun dimenzije plinovoda:

Dimenzioniranje cevovoda je izdelano za uporabo zemeljskega plina s tlakom na plinski požarni pipi 1500 mbar

Maksimalna poraba plina SPTE enote v normalnih m3 znaša 995,5 nm3/h, skupna za celotno kogeneracijsko postrojenje pa 3982 nm3/h.

Maksimalna poraba plina pri dejanskih pogojih:

• temperatura okolice:	°C	15
• tlak plina:	mbar	1500
• tlak okolice:	mbar	1040
• vlažnost plina		0 (velja v splošnem za zemeljski plin)

Izračun delovne kurilnosti plina:

$$H_{ud} = H_{um} \cdot \frac{273{,}15}{273{,}15 + t} \cdot \frac{p_{amb} + p_e - \phi \cdot p_s}{1013{,}25}$$

$$H_{ud} = 9{,}885 \cdot \frac{273{,}15}{273{,}15 + 15} \cdot \frac{1040 + 1500}{1013{,}25} = \frac{23{,}5kWh}{m^3}$$

Maksimalna poraba zemeljskega plina:

- *Za kogeneracijsko postrojenje:*

$$B_d = \frac{Q_k}{\eta \cdot H_{ud}} = \frac{34048kW}{0{,}865 \cdot \frac{23{,}5kWh}{nm^3}} = \frac{1675m^3}{h}$$

- *Za SPTE enoto:*

$$B_d = \frac{Q_k}{\eta \cdot H_{ud}} = \frac{8512kW}{0{,}865 \cdot \frac{23{,}5kWh}{nm^3}} = \frac{418{,}7m^3}{h}$$

Za interno plinsko instalacijo izberemo jeklene brezšivne cevi po DIN 2448. Dimenzijo cevi določimo na podlagi priporočene hitrosti za znani tlak plina. Maksimalna hitrost plina pri nadtlaku 1500 mbar je 20 m/s.

Računski presek plinovoda:

- *Za kogeneracijsko postrojenje:*

$$A_0 = \frac{B_d}{v} = \frac{1675}{3600 \cdot 20} = 0{,}02333m^2$$

$$d_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot A_0}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0{,}00622}{\pi}} = 0{,}172m = 172\ mm$$

Izberemo plinsko dovodno cev 219,1 x 6,3 mm, po DIN 2448.

- *Za SPTE enoto:*

$$A_0 = \frac{B_d}{v} = \frac{418{,}7}{3600 \cdot 20} = 0{,}00582m^2$$

$$d_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot A_0}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0{,}00622}{\pi}} = 0{,}086m = 86\ mm$$

Izberemo plinsko dovodno cev 114,3 x 3,6 mm, po DIN 2448.

Izračun dimenzije cevovoda vroče vode:

Izračun dimenzije cevovode povezave razdelilnik/zbirnik - posamezna SPTE enota

Naziv	Oznaka	Enota	Vrednost		
Presek cevi	A	m2	0,014918155		
Premer cevi	d	m	0,137820116	137,82	mm
Pretok ogrevne vode	Φ	m3/s	0,023869048	85,93	m3/h
TOPLOTNA MOČ	**Pt**	**W**	**4.010.000**	**4,01**	**MW**
Hitrost vode v cevi	v	m/s	1,60		
Specifična toplota	Cp	J/kgK	4200		
Dovodna temperatura	Td	C	110		
Povratna temperatura	Tp	C	70		

Izbrana dimenzija cevovoda je DN150.

Izračun dimenzije glavne cevovode povezave razdelilnik/zbirnik - hranilnik toplote

Naziv	Oznaka	Enota	Vrednost		
Presek cevi	A	m2	0,05952381		
Premer cevi	d	m	0,275296326	275,30	mm
Pretok ogrevne vode	Φ	m3/s	0,095238095	342,86	m3/h
TOPLOTNA MOČ	**Pt**	**W**	**16.000.000**	**16,00**	**MW**
Hitrost vode v cevi	v	m/s	1,60		
Specifična toplota	Cp	J/kgK	4200		
Dovodna temperatura	Td	C	110		
Povratna temperatura	Tp	C	70		

Izbrana dimenzija cevovoda je DN300.

Izračun dimenzije glavne cevovode povezave razdelilnik/zbirnik - daljinsko omrežje

Naziv	Oznaka	Enota	Vrednost		
Presek cevi	A	m2	0,074404762		
Premer cevi	d	m	0,307790649	307,79	mm
Pretok ogrevne vode	Φ	m3/s	0,119047619	428,57	m3/h
TOPLOTNA MOČ	**Pt**	**W**	**20.000.000**	**20,00**	**MW**
Hitrost vode v cevi	v	m/s	1,60		
Specifična toplota	Cp	J/kgK	4200		
Dovodna temperatura	Td	C	110		
Povratna temperatura	Tp	C	70		

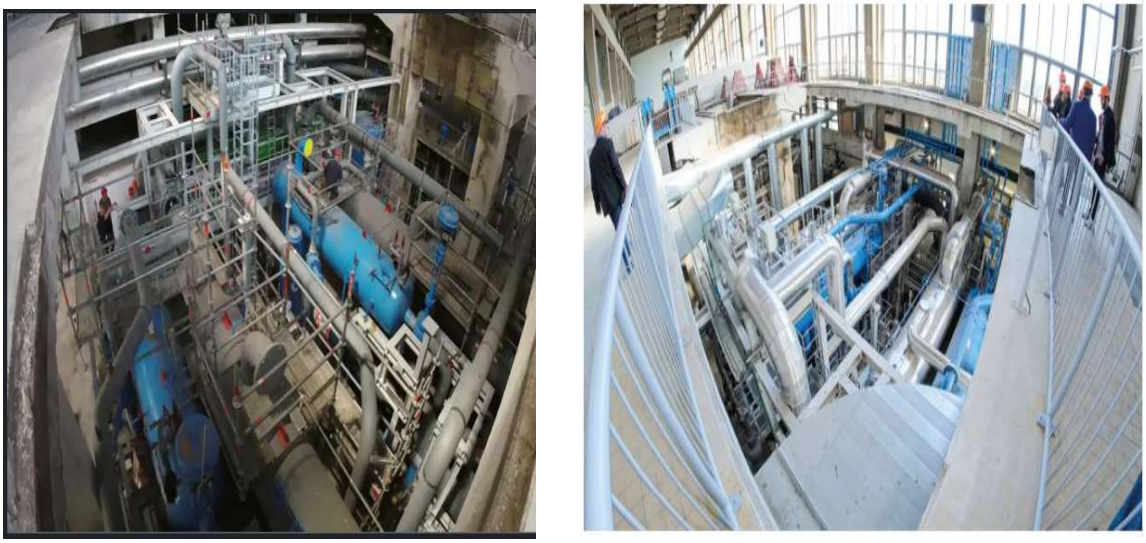
Izbrana dimenzija cevovoda je DN300.

8. PROIZVODNJA TOPLOTE S TOPLOTNIMI ČRPALKAMI

Proizvodnja toplote s toplotno črpalko, kot je bilo že v predhodnih poglavjih opisano, predstavlja energetsko učinkovit in okolju prijazen način ogrevanja.
So naprave s katerimi lahko izkoriščamo toploto okolice, ki je obnovljivega vira in odpadno toploto iz različnih tehnoloških procesov. Iz tega razloga se že vrsto let pojavljajo pri manjših sistemih ogrevanja. V zadnjih letih, ko pa se strmi k temu, da se dotok ogrevalne vode v daljinskih sistemih znižuje (obratovanje pri nižjem temperaturnem režimu), pa se pojavljajo tudi v večjih daljinskih sistemih ogrevanja.

Toplotne črpalke odvzemajo toploto na nižjem temperaturnem nivoju ter jo oddajajo v ogrevalni sistem na višjem temperaturnem nivoju.

Proces v toplotni črpalki poteka po zaključenem tokokrogu. Hladivo v uparjalniku odvzame toploto okoliškemu mediju in se upari. Uparjeno hladivo nato potuje skozi kompresor, kjer se mu zaradi vloženega mehanskega dela zvišata tlak in temperatura. V kondenzatorju uparjeno hladivo kondenzira in pri tem odda toploto mediju, ki ga ogreva. Utekočinjeno in ohlajeno hladivo potuje skozi dušilni ventil, kjer ekspandira na nižji tlak ter od tu nazaj v uparjalnik. Ta krožni proces se ponavlja ves čas delovanja toplotne črpalke.

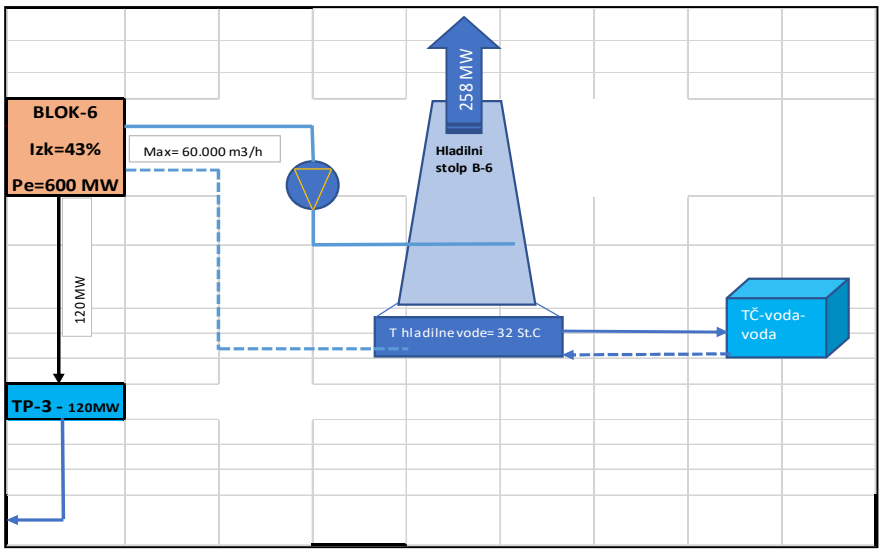


Slika 8.1: Primer sistema z velikimi toplotnimi črpalkami (slika iz Dunaja)

8.1 Odpadna toplota iz tehnoloških virov

Najbolj primerna izraba odpadne toplote iz tehnoloških virov s toplotno črpalko bi bila izkoriščanje hladilne vode iz hladilnih stolpov TEŠ-a. Ta potencialni energetski vir bi bilo primerno realizirati v primeru, da bo blok-6 TEŠ obratoval najmanj do leta 2045 ali celo do konca projektirane življenjske dobe leta 2054.

Na razpolago so ogromne količine odpadne vode katero lahko učinkovito izkoriščamo. Pretok hladilne vode hladilnega sistema bloka 6 ima maksimalni pretok 60.000 m3/h, temperatura te vode, ki se zbira v spodnjem delu stolpa oz. bazenu stolpa pa znaša 23 do 32°C.



Slika 8.2: Blok shema izkoriščanja hladilne vode iz hladilnega stolpa bloka 6

S pomočjo toplotne črpalke lahko viru toplote dvignemo temperaturo do maksimalno 95°C, zato potrebujemo dodatni vir za zagotavljanje želene temperature dovodne ogrevalne vode.

Na podlagi analiz predhodno izdelane študije v kateri je določena predvidena toplotna moč za potrebe pokrivanja primanjkljajev proizvodnje toplote iz obstoječega vira, smo predvideli namestitev dveh toplotnih črpalk nazivne toplotne moči vsaka po 10 MW.

Za dodatni vir, s katerim bi dogrevali ogrevalno vodo iz sistema toplotnih črpalk pa lahko predvidimo plinski ali VN elektro kotel nazivne toplotne moči 12 MW, s katerim bi dvignili temperaturo iz 95°C na 120°C (130°C).

Izračun sistema:

specifična toplota vode, kJ/(kgK)	grelno število toplotne črpalke	izkoriščen temperaturni padec, °C
4,20	5,00	10,0

	Masni tok vode, kg/s	Toplota vode, MW	Potrebna električna moč, MW	Proizvedena toplotna moč v MW	Št. obratovalnih ur/leto	Proizvedena končna toplotna energija v (MWh)	Porabljena električna energija v (MWh)
	190	8,0	2,0	10,0	8.000	79.800	15.960
	190	8,0	2,0	10,0	5.000	49.875	9.975
Skupaj	380	16	4	20	13.000	129.675	25.935

Slika 8.3: Prikaz izračunanih vrednosti sistema za izkoriščanje hladilne vode iz hladilnega stolpa bloka 6

Hladilno vodo, ki predstavlja vir toplote, bi pri maksimalni obremenitvi pretoku 380 kg/s (1378 m3/h) ohladili za 10°C. Pri teh pogojih bi hladilni vodi odvzeli 16 MW toplotne moči in s pomočjo toplotne črpalke proizvedli 20 MW toplote.

Zaradi višje temperature toplotnega vira, bi toplotna črpalka imela grelno število (COP) večje od 5 in za maksimalno obremenitev bi bila potreba po dodatni energiji maksimalno 4 MW.

Pri pogojih, ki so navedeni v zgornji tabeli bi bila proizvedena letna toplota z toplotnimi črpalkami in dogrevanjem na ustrezno temperaturo (v kolikor bi bilo potrebno) s plinski kotlom okoli 130.000 MWh za kar bi porabila 26.000 MWh električne energije.

Tehnične lastnosti plinskega kotla za dogrevanje ogrevalne vode:

- Nazivna toplotna moč kotla: Qk = 12 MW,
- Nazivni vročevodni temperaturni režim: 90/120°C (130°C)
- Nazivna temperaturna razlika vode pri pretoku skozi kotel: 30°C (40°C)
- Nazivni pretok vode skozi kotel: 345 m3/h
- Minimalna trajna moč: 25% nazivne toplotne moči
- Izkoristek kotla: >95%
- Pretok zraka za zgorevanje: cca 12.000 Nm3/h (zajet iz kotlovnice)
- Gorivo kotla: zemeljski plin (kot rezerva ELKO)
- Spodnja kurilnost primarnega goriva: 9,885 kWh/Nm3
- Nadtlak primarnega goriva: 1,5 bar
- Poraba primarnega goriva pri nazivni moči: 1278 Nm3/h (537,5m3/h)

Zunanje dimenzije kotlovnice so:

Dolžina: 20 m

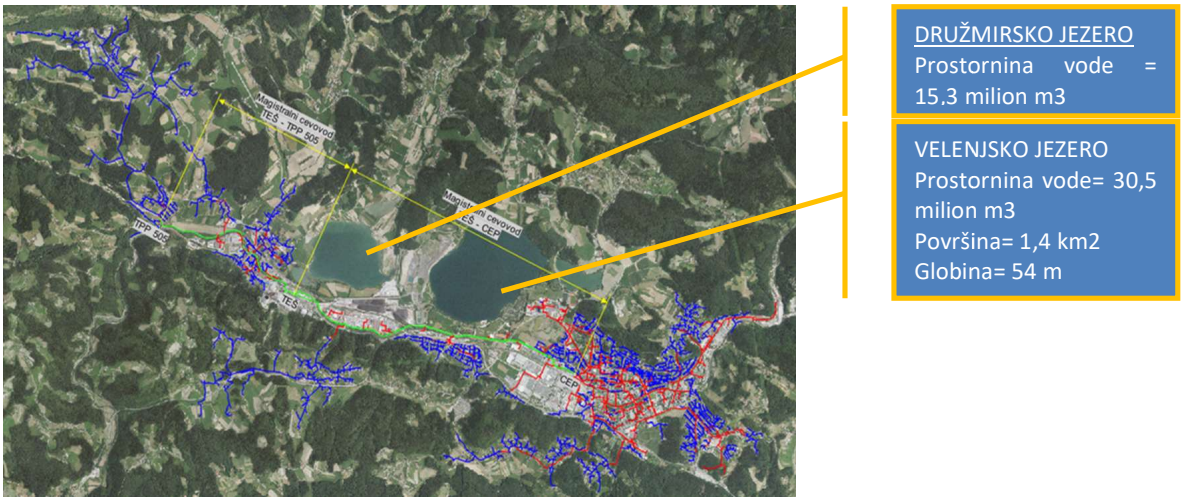
Širina: 15 m

višina etaže: 7 m

višina do vrha slemena: 8,8 m

8.2 Izkoriščanje toplote jezera

Kot potencialni toplotni vir za proizvodnjo toplote s pomočjo sistema toplotnih črpalk so tudi jezera, ki imajo veliko akumulacijo toplote.
Na geografskem območju šaleške doline imamo na razpolago dva potencialna jezera, Družmirsko in Velensko jezero, iz katerih bi lahko izkoriščali toploto.



Slika 8.4: Družmirsko in Velenjsko jezero

Princip načina oz. postavitve sistema bi bil podoben kot pri izkoriščanju toplote hladilne vode iz hladilnega stolpa bloka 6. Torej, toploto bi proizvajali s pomočjo dveh toplotnih črpalk, vsaka po 10 MW nazivne toplotne moči, za dogrevanje ogrevalne vode pa bi umestili plinski vročevodni kotel ali VN elektrodni kotel prav tako 12 MW nazivne toplotne moči.

Izračun sistema:

specifična toplota vode, kJ/(kgK)	grelno število toplotne črpalke	izkoriščen temperaturni padec, °C
4,20	3,00	5,0

	Masni tok vode, kg/s	Toplota vode, MW	Potrebna električna moč, MW	Proizvedena toplotna moč v MW	Št. obratovalnih ur/leto	Proizvedena končna toplotna energija v (MWh)	Porabljena električna energija v (MWh)
	318	6,7	3,3	10,0	8.000	80.136	26.712
	318	6,7	3,3	10,0	5.000	50.085	16.695
Skupaj	636	13	7	20	13.000	130.221	43.407

Slika 8.5: Prikaz izračunanih vrednosti sistema za izkoriščanje toplote jezera

Izkoriščanje toplote iz jezera, bi pri maksimalni obremenitvi pretoku 636 kg/s (2290 m3/h) ohladili za 5°C. Pri teh pogojih bi hladilni vodi odvzeli 13 MW toplotne moči in s pomočjo toplotne črpalke proizvedli 20 MW toplote.

Zaradi nižje temperature toplotnega vira kot pri hladilni vodi iz hladilnega stolpa bloka 6, bi toplotna črpalka imela grelno število (COP) okoli 3 in za maksimalno obremenitev bi bila potreba po dodatni energiji 7 MW.

Pri pogojih, ki so navedeni v zgornji tabeli bi bila proizvedena letna toplota z toplotnimi črpalkami in dogrevanjem na ustrezno temperaturo (v kolikor bi bilo potrebno) s plinski kotlom okoli 130.000 MWh za kar bi porabila 43.500 MWh električne energije.

Tehnične lastnosti plinskega kotla za dogrevanje ogrevalne vode:

- Nazivna toplotna moč kotla: Qk = 12 MW,
- Nazivni vročevodni temperaturni režim: 90/120°C (130°C)
- Nazivna temperaturna razlika vode pri pretoku skozi kotel: 30°C (40°C)
- Nazivni pretok vode skozi kotel: 345 m3/h
- Minimalna trajna moč: 25% nazivne toplotne moči
- Izkoristek kotla: >95%
- Pretok zraka za zgorevanje: 12.000 Nm3/h (zajet iz kotlovnice)
- Gorivo kotla: zemeljski plin (kot rezerva ELKO)
- Spodnja kurilnost primarnega goriva: 9,885 kWh/Nm3
- Nadtlak primarnega goriva: 1,5 bar
- Poraba primarnega goriva pri nazivni moči: 1278 Nm3/h (537,5m3/h)

Zunanje dimenzije kotlovnice so:

Dolžina: 20 m

Širina: 15 m

višina etaže: 7 m

višina do vrha slemena: 8,8 m

9. IZKORIŠČANJE SONČNE ENERGIJE

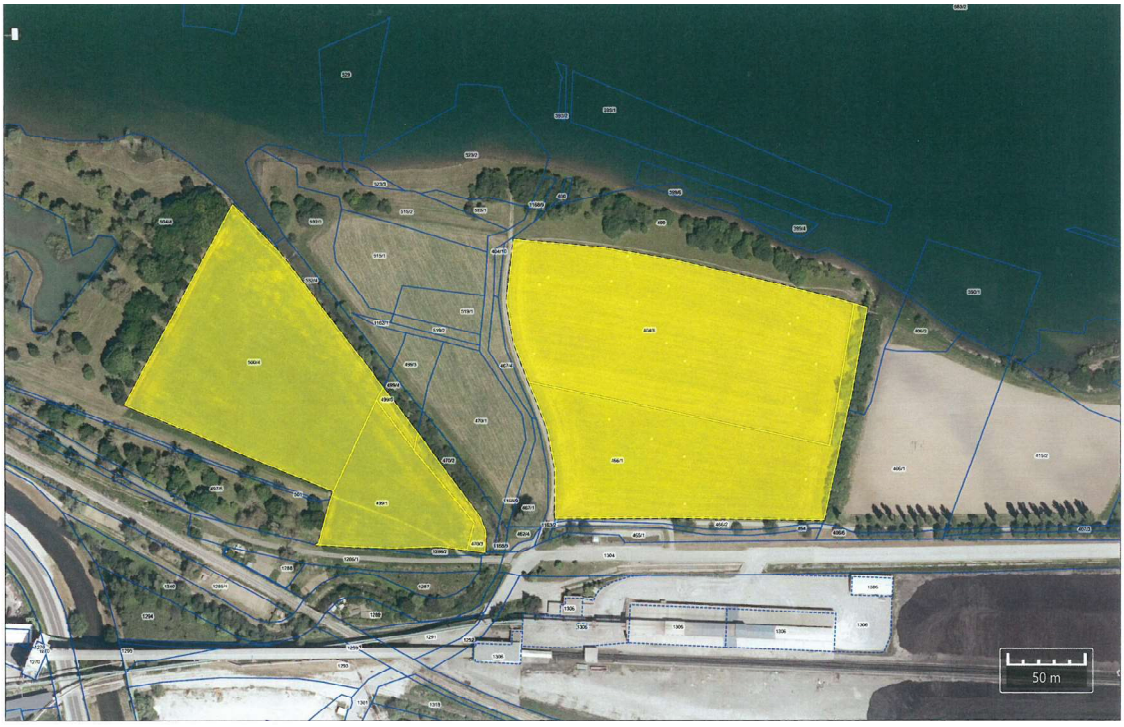
Sonce je praktično neizčrpen vir obnovljive energije. Je čist in donosen vir, ki nam lahko zagotovi pomemben del energije za naše potrebe. Energija, ki jo Sonce seva na Zemljo, je 15.000-krat večja od energije, kot jo porabi človek. To je energija, ki se obnavlja, ne onesnažuje okolja in je hkrati brezplačna. Zato, mora biti cilj izkoriščati to energijo v največjem možnem obsegu. Sončno energijo lahko uporabljamo za ogrevanje prostorov, vode, ogrevanje bazenov in za proizvodnjo elektrike za osvetljevanje in hišne porabnike. Težava nastane pri pretvarjanju te energije v nam koristno (toplotno in električno) energijo.

V obdobju prehoda v nizkoogljično družbo, bo sončna energija prevzela del bremena opuščanja fosilnih goriv. Slovenija bo še naprej intenzivno povečevala izrabo sončne energije, predvsem za proizvodnjo električne energije, kot tudi pasivno rabo sončne energije s spremenjenim in sončni energiji prilagojenim načrtovanjem stavb. Sončna energija bo predvidoma imela pomembno vlogo pri samooskrbi stavb, sosesk oz. širših skupnosti z električno energijo v povezavi s hranilniki energije in toploto iz toplotnih črpalk. Večja izraba sončne energije bo zahtevala večje povezovanje sistemov, uvajanje novih načinov skladiščenja energije in ustvarjanje okolja za izkoriščanje proizvodnih in poslovnih priložnosti.

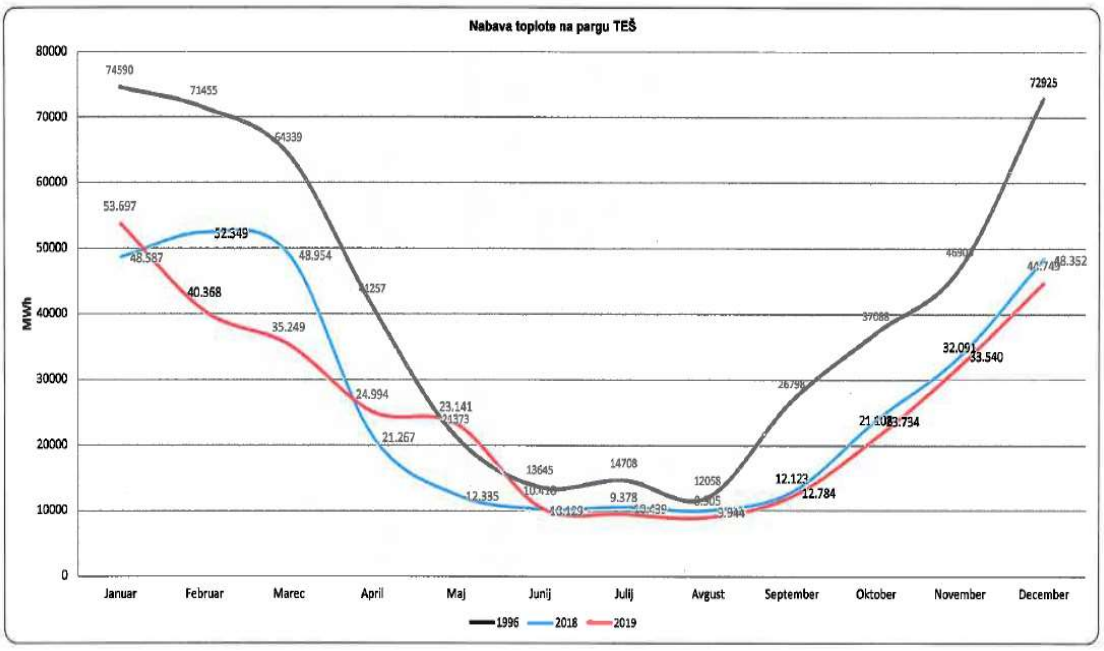
9.1 Solarni sistem daljinskega ogrevanja

Zbiranje sončne energije za namen ogrevanja vode je tehnologija, ki je v uporabi že vrsto let. Glavna značilnost oz. dejstvo je, da se glavna proizvodnja toplote dogaja v poletnih mesecih in podnevi, ko je potreba po toploti nižja. Zato se običajno pri večjih sistemih predvidi z kombinacijo drugih tehnologij (sistemi za shranjevanje toplote in dogrevanje na višje temperaturne ogrevalne vode).

Na podlagi analize obstoječega sistema daljinskega ogrevanja, ki je predstavljena v predhodni študiji »*Idejne zasnove za proučitev izvedljivosti izvedbe alternativnih virov proizvodnje toplotne energije do leta 2055*« je potrebna toplotna moč za pripravo tople sanitarne vode med 8 in 10 MW.
Glede na ta pogoj in predvideno lokacijo oziroma razpoložljivost velikosti zemljišča za postavitev solarnega polja, smo dimenzionirali tehnološki sistem, ki bi v prvi vrsti bil namenjen za pokrivanje potreb toplote za pripravo tople sanitarne vode v mesecih izven ogrevalne sezone, v kombinaciji s sezonskim hranilnikom toplote in plinskim kotlom za dogrevanje ogrevalne vode.

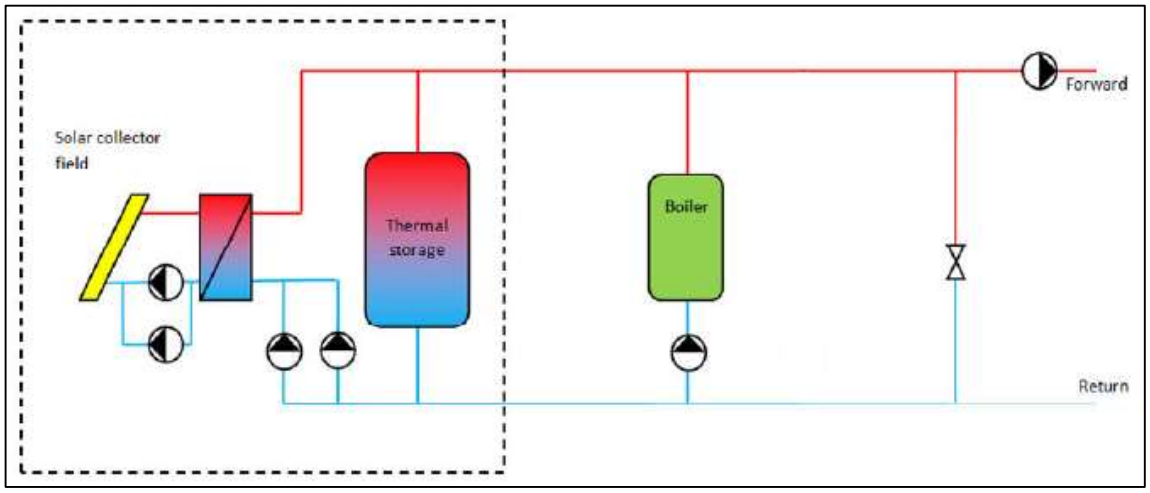


Slika 9.1: Lokacija postavitve solarnega sistema



Slika 9.2: Urni diagram odjema toplotne energije na pragu TEŠ v MWh

V določenem krajšem obdobju v poletnih mesecih (podnevi) se lahko zgodilo, da bo toplote več, kot je bilo odjema, zvečer in ponoči kadar solarno polje ne zagotavlja toplotne energije, pa primanjkljaj toplote, smo predvideli postavitev hranilnika toplote. Razlog shranjevanja toplote je tudi zagotavljanje, s kombinacijo dodatnega vira, izpade oz. primanjkljaj proizvodnje toplote iz glavnega vira toplote.
Za dodaten dvig temperature ogrevalne vode pa smo predvideli umestitev plinskega kotla ali VN-elektrodnega kotla in tako zagotovimo odjemalcem potrebo po toploti.



Slika 9.3: Blok shema solarnega sistema proizvodnje toplote

9.1.1 Tehnične karakteristike sistema

Za solarno polje smo predvideli ploščne sprejemnike sončne energije (SSE), ki so tudi najpogosteje uporabljeni sprejemniki sončne energije v takšnih sistemih. Glavni element je absorber, s katerim se pretvarja sončno sevanje v toploto prek solarnega medija. Sestavljeni so iz bakra, aluminija ali nerjavečega jekla. Absorber je črno obarvan in prevlečen z absorbcijskim nanosom za povečanje učinkovitosti. Nameščen je v kovinsko ohišje, ki je toplotno izolirano in služi za zaščito absorberja. Čez njega je nameščen steklen pokrov, ki je mehansko odporen na točo in na druge zunanje vplive. Na steklo je nanesen selektivni nanos, ki prepusti kratkovalovno sevanje na absorber. Skozi absorber se pretaka solarni medij, ki ima običajno nizko temperaturo ledišča, zato da lahko SSE deluje tudi v zimskem času.



Slika 9.4: Ploščati sprejemnik sončne energije

IZRAČUN SOLARNEGA POLJA

S pomočjo programskega orodja »Panel shading« smo izračunali oziroma simulirali najugodnejšo postavitev solarnega polja.

Določili smo kot nagiba kolektorja in razdaljo med posameznimi vrstami SSE. Razdalja postavitve med posameznimi vrstami je 4,3 m, kot nagiba SSE pa 30°kar predstavlja optimalno postavitev glede na robne pogoje.

INPUTS

panel height	2.38	latitude	46.4 ° North
panel thickness	0.072	show values	Sun %
panel spacing	4.3	orientation	SOUTH
panel tilt	30 °	surface slope	0 °

calculate

	MORNING									AFTERNOON								
	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	
Jan					31%	65%	79%	85%	87%	85%	79%	65%	31%					Jan
Feb				13%	78%	95%	100%	100%	100%	100%	100%	95%	79%	15%				Feb
Mar				100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%				Mar
Apr			100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%			Apr
May			100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%			May
Jun			100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%			Jun
Jul			100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%			Jul
Aug			100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%			Aug
Sep			100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%			Sep
Oct				62%	98%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	97%	61%				Oct
Nov					48%	76%	87%	92%	93%	92%	87%	75%	48%					Nov
Dec					16%	57%	72%	79%	81%	79%	72%	57%	16%					Dec
	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	
	MORNING									AFTERNOON								

Slika 9.5: Vpliv senčenja med vrstami

Iz slike je razvidno, da je takšna postavitev sprejemnikov sončne energije optimalna za mesce od marca do oktobra.

Tehnične lastnosti solarnega polja:

Izračun moči solarnega polja

$$P_g = A_c \cdot [\eta_0 \cdot G - a_1 \cdot (T_m - T_a) - a_2 \cdot (T_m - T_a)^2] \cdot f_P \cdot f_U \cdot f_O$$

Podatki solarnega sistema

dolžina zemljišča [m]	350	
širina zemljišča [m]	125	
površina zemljišča [m2]	43750	A
vpadni kot sonca v poletem času [°C]	67,5	α
vpadni kot sonca v zimskem času [°C]	21,5	α
kot namestitve SSE [°]	30	β
tip SSE	ploščni	Vitosol 200-F SVE
višina SSE [m]	2,38	h
širina SSE [m]	1,056	
absorberska površina SSE [m2]	2,32	
optični izkoristek	0,827	η_0
koeficient toplotne izgube k1 [W/m2*K]	3,721	a1
koeficient toplotne izgube k2 [W/m2*K]	0,019	a2
sončno obsevanje na ravnino kolektorja [W/m2]	1000	G
povprečno letno sončno obsevanje na horizontalno površino kolektorja [kWh/m2]	1151	
povprečno letno sončno obsevanje na površino kolektorja J/30° [kWh/m2]	1218	
Temperatura medija v kolektor [°C]	68	$T_{c,in}$ ($T_{hx,prim,in}$)
Temperatura medija iz kolektorja [°C]	90	$T_{c,out}$ ($T_{hx,prim,out}$)
srednja temperatura kolektorja [K]	79	T_m
temperatura okolice [°C]	12	T_a
faktor izgub na ceveh	0,97	f_p
faktor merilne negotovosti	0,95	f_u
varnostni faktor ostalih izgub	0,95	f_o
dolžina postavljenega kolektorja [m]	2,06	x1
potrebna dolžina med kolektorji v zimskem času [m]	3,02	x2
potrebna dolžina med kolektorji v poletnem času [m]	0,49	x2

potrebna celotna dolžina med vrstami kolektorjev za 100% obsevanje zaporedno postavljenih kolektorjev v zimskem času [m]	5,08	x_c
potrebna celotna dolžina med vrstami kolektorjev za 100% obsevanje zaporedno postavljenih kolektorjev v poletnem času [m]	2,55	x_c
izbrana dolžina med posameznimi vrstami kolektorjev na podlagi: https://susdesign.com/panel_shading/ [m]	**4,30**	x_{izbran}
število vrst kolektorjev	81	
število kolektorjev v vrsti	100	
Absorberska površina solarnega sistema [m2]	**18793,51**	A_c
Toplotna moč solarnega sistema pri 100% obsevanju [kW]	8101,15	P_g
Toplotna moč solarnega sistema z upoštevanjem zasenčenosti posameznih vrst [kW]	**7263,15**	P_{hx}
Količina proizvedene toplote [MWh/leto]	**8846,51**	
pretok na primarni strani [m3/s]	**0,09**	V_{prim}
pretok na primarni strani [m3/h]	306,94	V_{prim}
specifična toplota medija kolektorjev [J/(kg*K)]	3800,00	c_p
gostota medija kolektorjev [kg/m3]	1019,00	ρ_{prim}

Tehnične lastnosti plinskega kotla za dogrevanje ogrevalne vode:

- Nazivna toplotna moč kotla: Qk = 12 MW,
- Nazivni vročevodni temperaturni režim: 90/120°C (130°C)
- Nazivna temperaturna razlika vode pri pretoku skozi kotel: 30°C (40°C)
- Nazivni pretok vode skozi kotel: 345 m3/h
- Minimalna trajna moč: 25% nazivne toplotne moči
- Izkoristek kotla: >95%
- Pretok zraka za zgorevanje: 12.000 Nm3/h (zajet iz kotlovnice)
- Gorivo kotla: zemeljski plin (kot rezerva ELKO)
- Spodnja kurilnost primarnega goriva: 9,885 kWh/Nm3
- Nadtlak primarnega goriva: 1,5 bar
- Poraba primarnega goriva pri nazivni moči: 1278 Nm3/h (537,5m3/h)

Zunanje dimenzije kotlovnice so:
Dolžina: 8 m
Širina: 10 m
višina etaže: 7 m
višina do vrha slemena: 8,8 m

Določitev volumna hranilnika toplote

Robni pogoji za določitev volumna hranilnika toplote:

- Nazivna toplotna moč sistema: 7 MW
- Temperaturni režim polnjenje/ praznjenje: 70/90°C
- Nazivna temperaturna razlika ogrevalne vode: 20°C
- Čas polnjenja/ praznjenja: 372 h (št. ur na mesečni ravni kadar solarno polje ne deluje)

Izračun volumna:

Nazivni pretok:

$$V_{og} = \frac{Q_p}{c_p \cdot \Delta T} = \frac{7000kW}{4{,}18 \cdot 20} \cdot 3{,}6 = \frac{301{,}4m^3}{h}$$

Skupni nazivni pretok ogrevalne vode pri nazivni temperaturni razliki je 301,4 m3/h.

Volumen hranilnika:

$$V_h = V_{og} \cdot t = \frac{301{,}4{,}5m^3}{h} \cdot 372h = 112121m^3$$

Na podlagi robnih pogojev in izračuna je izbran volumen hranilnika toplote 120.000 m3.

Hranilnik toplote, dimenzije 20000m2 in 6m višine, bo izveden na način izolirane jame kot je prikazano na sliki 3.5 in 9.6.



Slika 9.6: Primer solarnega sistema s sezonskim hranilnikom toplote

Izračun dimenzije cevovoda ogrevalne vode:

Izračun dimenzije cevovode povezave solarno polje- hranilnik toplote

Naziv	Oznaka	Enota	Vrednost		
Presek cevi	A	m2	0,052083333		
Premer cevi	d	m	0,257516133	257,52	mm
Pretok ogrevne vode	Φ	m3/s	0,083333333	300,00	m3/h
TOPLOTNA MOČ	**P t**	**W**	**7.000.000**	**7,00**	**MW**
Hitrost vode v cevi	v	m/s	1,60		
Specifična toplota	Cp	J/kgK	4200		
Dovodna temperatura	T d	C	90		
Povratna temperatura	T p	C	70		

Izbrana dimenzija cevovoda je DN250.

Izračun dimenzije cevovode povezave Hranilnik toplote- plinski kotel (daljinsko omrežje)

Naziv	Oznaka	Enota	Vrednost		
Presek cevi	A	m2	0,074404762		
Premer cevi	d	m	0,307790649	307,79	mm
Pretok ogrevne vode	Φ	m3/s	0,119047619	428,57	m3/h
TOPLOTNA MOČ	**P t**	**W**	**10.000.000**	**10,00**	**MW**
Hitrost vode v cevi	v	m/s	1,60		
Specifična toplota	Cp	J/kgK	4200		
Dovodna temperatura	T d	C	90		
Povratna temperatura	T p	C	70		

Izbrana dimenzija cevovoda je DN300.

Izračun dimenzije cevovode povezave plinski kotel- daljinsko omrežje

Naziv	Oznaka	Enota	Vrednost		
Presek cevi	A	m2	0,05952381		
Premer cevi	d	m	0,275296326	275,30	mm
Pretok ogrevne vode	Φ	m3/s	0,095238095	342,86	m3/h
TOPLOTNA MOČ	**P t**	**W**	**20.000.000**	**20,00**	**MW**
Hitrost vode v cevi	v	m/s	1,60		
Specifična toplota	Cp	J/ kgK	4200		
Dovodna temperatura	T d	C	120		
Povratna temperatura	T p	C	70		

Izbrana dimenzija cevovoda je DN300.

10. MOŽNOSTI SHRANJEVANJA PROIZVEDENE TOPLOTE S HRANILNIKI TOPLOTE

Akumulator omogoča, da v času največjega odjema električne energije iz instaliranih naprav hkrati ne glede na toplotni odjem, dobimo maksimalno možno proizvodnjo električne energije.

V primeru obratovanja z akumulatorjem toplote, se v času največjega električnega odjema potrebe po ogrevni toploti pokrivajo iz akumulatorja toplote. Električna energija pa se proizvaja v okviru nominalnih parametrov elektro generatorjev.

Obdobje možnega plasmaja te moči je opredeljeno s kapacitivnostjo toplotnega akumulatorja. Pri 100% polnem akumulatorju (s toploto) je lahko obdobje nadomeščanja proizvodnje toplote iz akumulatorja z namenom doseganja polnih moči na generatorju do 6 ur.

Protitlačni agregat lahko obratuje le s konstantnim razmerjem med proizvodnjo električne energije in proizvodnjo ogrevne toplote. To pomeni, da se proizvodnja električne energije lahko poveča le, če se poveča proizvodnja ogrevne toplote.

Posebej je ta problem izrazit v letnih obratovalnih režimih. Takrat je potreba po proizvodnji toplote nizka (samo sanitarna voda), potreba po proizvodnji električne energije pa je zaradi tehničnega minimuma kotla ali potreb elektroenergetskega sistema večja.

Z uvedbo akumulatorja je možno razmerje odnosa proizvodnje električne energije in toplotne energije prilagoditi potrebam obeh konzumov.

Zaradi potrebnih remontnih del se toplotni sistem enkrat letno popolnoma ustavi. Zaradi teh del se v tem času iz sistema izprazni cca: 8000 m3 omrežne vode.

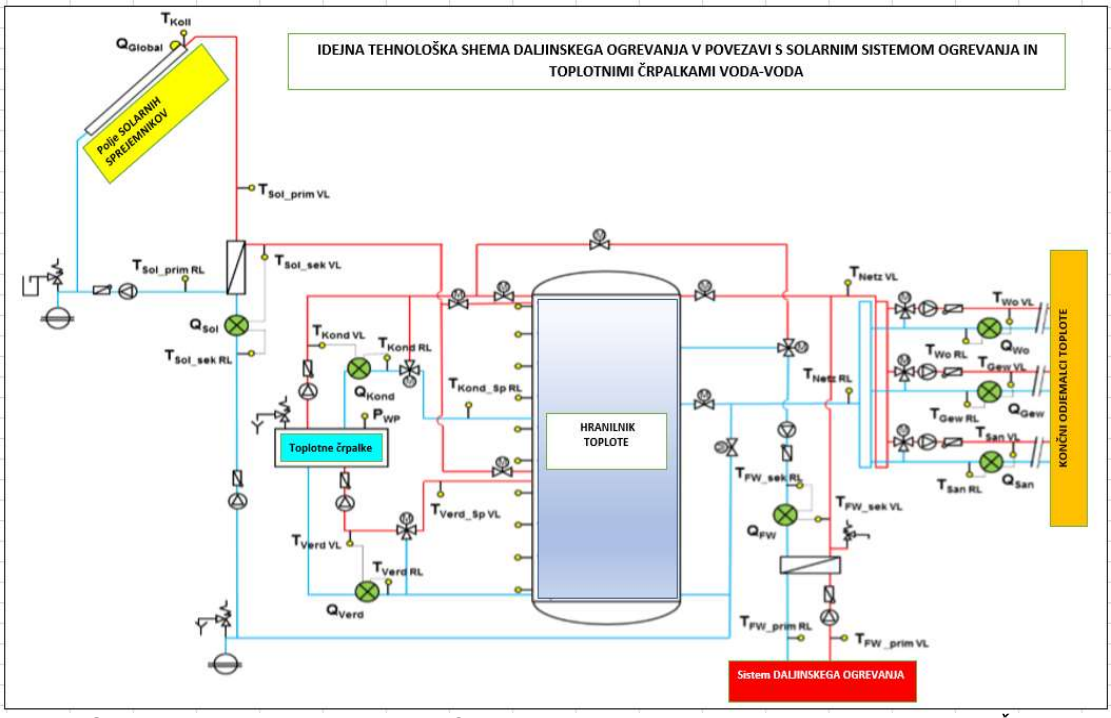
Ponovno polnjenje sistema in zagon predstavljajo precejšen problem iz naslednjih razlogov:

- Hitrost polnjenja je omejena v prvi fazi s kapacitetami kemične priprave vode, v drugi pa s kapacitetami sistemov za polnjenje (črpalke in rezervoarji za odplinjevanje in statični tlak).
- Zaradi postopnega hidravličnega vključevanja posameznih delov sistema v obratovanje, prihaja do nihanj tlakov v sistemu, problemov z odzračevanjem in velikega nihanja konzuma vode.

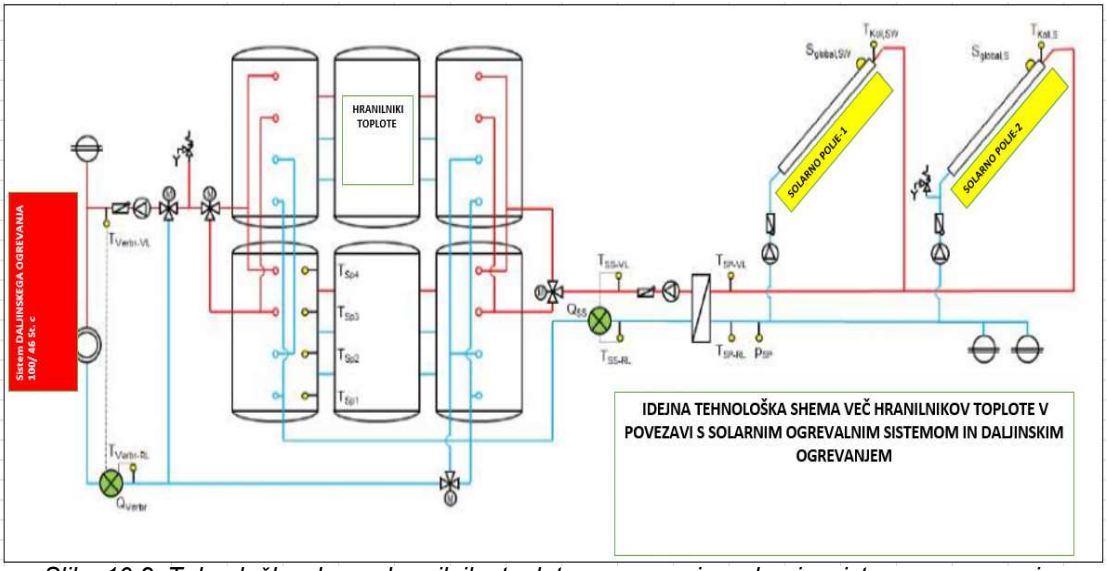
Iz teh razlogov zagon sistema in doseganje normalnega obratovalnega stanja običajno traja 3 do 5 dni. Z uvedbo akumulatorja toplote, s katerim se lahko poleg toplote akumulira tudi dovolj kvalitetna omrežna voda, se lahko časi zaganjanja sistema bistveno skrajšajo.

Z akumulatorjem je zagotovljena večja stabilnost in zanesljivost delovanja celotnega toplotnega sistema in s tem zanesljivejša oskrba končnih odjemalcev toplote in industrije .

IDEJNE TEHNOLOŠKE REŠITVE PRIGRADITVE HRANILNIKOV TOPLOTNE ENERGIJE V SISTEMU DALJINSKEGA OGREVANJA



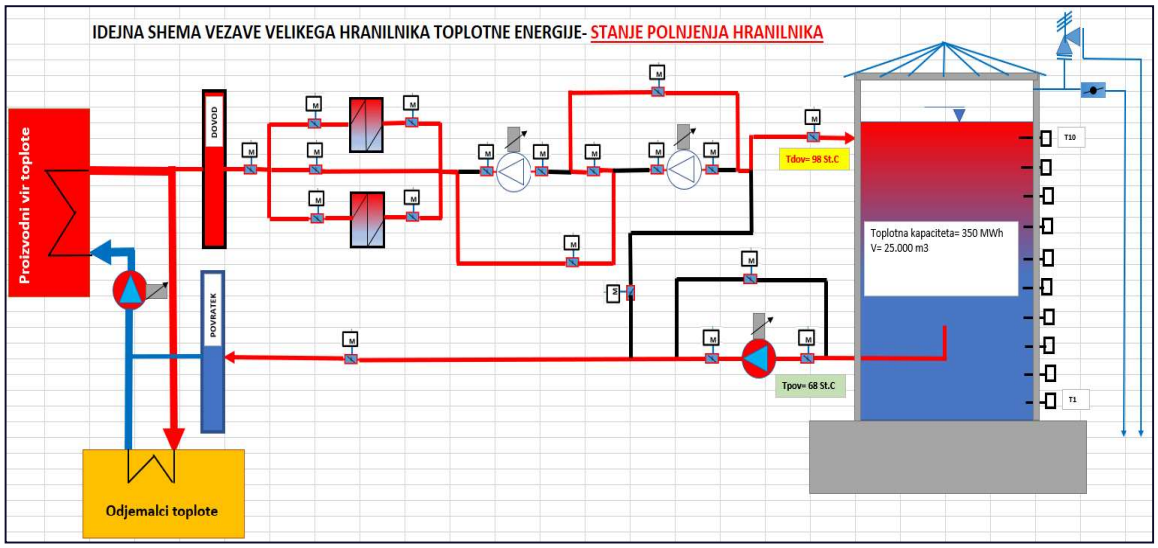
Slika 10.1: Tehnološka shema DO v povezavi s solarnim sistemom ogrevanja in TČ



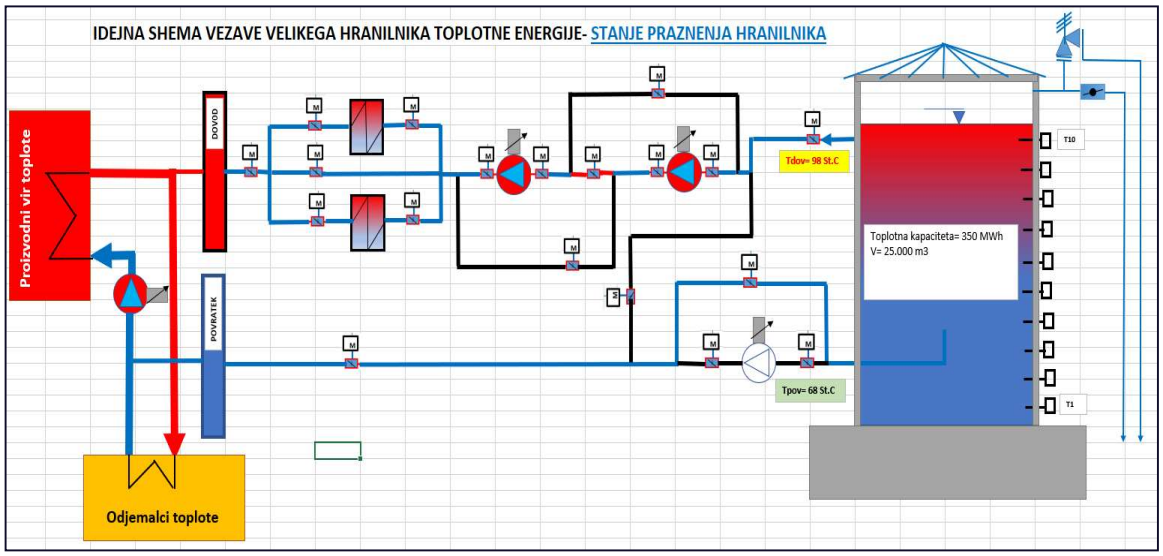
Slika 10.2: Tehnološka shema hranilnika toplote v povezavi s solarnim sistemom ogrevanja

VELIKI HRANILNIK TOPLOTE možnost lokacije v TEŠ

- Akumulator toplote mora biti lociran v bližini najcenejšega vira v sistemu.
- Smotrno je akumulirati najcenejšo toploto.
- Na ta način je ohranjen kvalitativni nivo (količinsko temperaturna regulacija) dobave ogrevne toplote.
- Hidravlične in toplotne razmere v omrežju ostanejo nespremenjene.



Slika 10.3: Shema vezave hranilnika toplote- stanje polnjenja hranilnika



Slika 10.4: Shema vezave hranilnika toplote- stanje praznjenja hranilnika

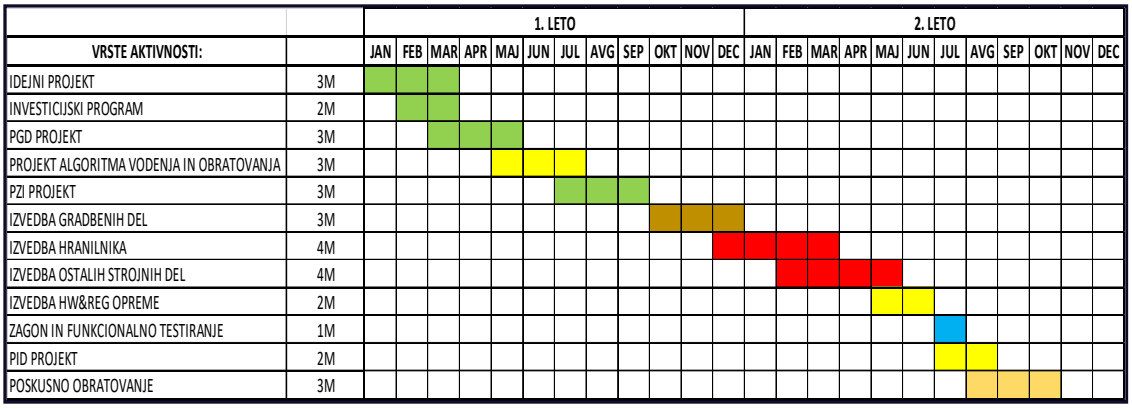
OCENA STROŠKOV GRADNJE

Ocena stroškov temelji na preliminarnih vrednostnih ponudbah za izdelavo, montažo in zagon tehnološke opreme ter izvedbo gradbenih del.

Ocena stroškov v EUR je sledeča:

VRSTE AKTIVNOSTI	v EUR
Izdelava investicijskega programa	40.000,00
Izdelava projekta za PGD	60.000,00
Izdelava projekta pripravljalnih del	5.000,00
Izdelava projekta PZI gradbenih del	50.000,00
Izdelava projekta strojno tehnološke opreme	100.000,00
Izdelava projekta PZI ARM in vodenje sistema	90.000,00
Izdelava projekta PZI – elektroenergetskega. sistema	40.000,00
Izvedba gradbenih del	200.000,00
Dobava in montaža strojne opreme	3.000.000,00
Dobava in montaža opreme vodenje sistema	240.000,00
Izdelava projekta PID	70.000,00
Stroški investitorja in nadzora	200.000,00
SKUPAJ	4.095.000,00

IDEJNI TERMINSKI PLAN



Slika 10.5: Terminski plan izvedbe sistema za shranjevanje toplote

- Ugotavlja se, daje najpomembnejši učinek akumulatorja toplote možnost, s katero je možno, v krajšem obdobju obratovanje turbinskih agregatov pri polni električni moči generatorjev. To ponuja tudi ugodnejši plasma električne energije. Pričakuje se, da bo možnost eksploatacije akumulatorja za večjo proizvodnjo električne energije uporabljena le v času visokih tarif prodaje električne energije.

- Za krajše obdobje (določeno z velikostjo akumulatorja) je možno zagotoviti večjo moč pri proizvodnji in oddaji ogrevne toplote. S shranjeno najcenejšo toploto iz akumulatorja je mogoče nadomestiti toploto, proizvedeno iz dražjih – vršnih virov.

- Ker proizvodnja s pri grajenim akumulatorjem ni več togo vezana na toplotni konzum daljinskega sistema, se obtežba proizvodnih virov lahko optimizira in postavi v tisto obratovalno točko, ki je z energetsko tehnološkega vidika najustreznejša.

- Doba vračanja investicijskih stroškov z ustvarjenimi efekti znaša 3-5 let.

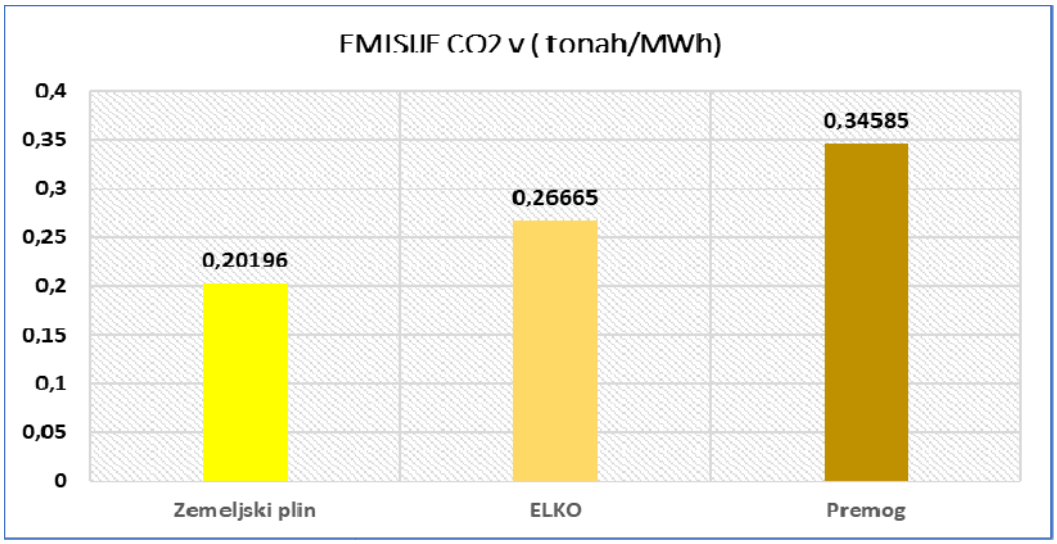
- Ob ogledu podobnih postrojenj v tujini je ugotovljeno, da so sodobna postrojenja kombinirane proizvodnje v sistemih daljinskega ogrevanja mest opremljena z akumulatorji toplote. To posebej velja za postrojenja in sisteme, ki tehnološko uporabljajo različna goriva.

- Prigradnja toplotnega akumulatorja pomeni dodatne možnosti cenejše in ekonomičnejše proizvodnje električne in toplotne energije iz obstoječih kapacitet.

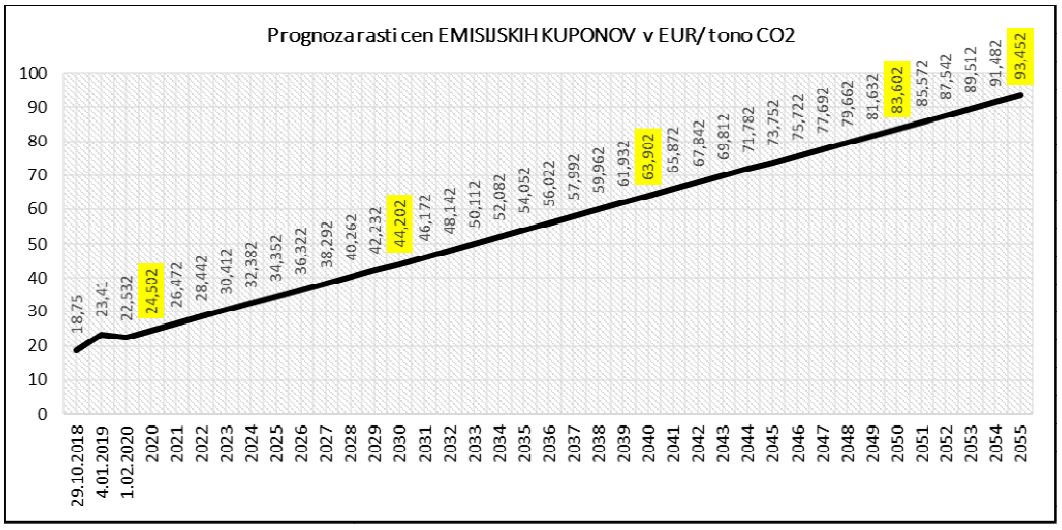
11. DOLOČITEV PRIČAKOVANIH PROIZVODNJIH CEN TOPLOTNE ENERGIJE IZ PREDVIDENIH ALTERNATIVNIH VIROV PROIZVODNJE PO AKTU O METODOLOGIJI ZA OBLIKOVANJE CEN TOPLOTNE AE-RS (URADNI LIST RS 27/15, 47/15, 61/15 IN 36/16)

11.1. Strokovne podlage za celovito oceno možnosti za uporabo soproizvodnje in daljinskega ogrevanja

Vir: Republika Slovenija-Ministrstvo za infrastrukturo-2016-Poročilo za EU



Slika 11.1: Emisije CO2 iz različnih energentov



Slika 11.2: Prognoza rasti cen emisijskih kuponov

11.2. Uporabljena metodologija za oblikovanje proizvodnih cen oskrbe s toploto

7. člen : VRSTA VARIABILNIH STROŠKOV

– stroške energentov (premog, zemeljski plin, nafta, naftni derivati, obnovljivi viri energije, odpadki ter ostali energenti);

– stroške energije za obratovanje naprav pri proizvodnji toplote;

– stroške električne energije za pogon črpalk na primarnem distribucijskem sistemu;

– stroške medija za prenos toplote (vode in njene kemične priprave);

– stroške emisijskih kuponov, ki niso pridobljeni brezplačno.

12. člen : Oblikovanje VARIABILNE CENE TOPLOTE

$$VC_i = \frac{VSTR_t}{Q_t}$$

kjer oznake pomenijo:

VC_i	je prvič oblikovan variabilni del cene v EUR/MWh;
$VSTR_t$	je vsota načrtovanih upravičenih variabilnih stroškov distribucije toplote z lastno proizvodnjo toplote, distribucije toplote brez lastne proizvodnje toplote oziroma proizvodnje toplote v EUR v časovnem obdobju (t);
Q_t	je zbir celotne načrtovane distribuirane toplote distributerja z lastno proizvodnjo toplote, distributerja oziroma prodane toplote reguliranega proizvajalca toplote v MWh v časovnem obdobju (t);
t	je časovno obdobje.

Fiksni stroški zajemajo vse ostale upravičene stroške obratovanja proizvodnega sistema, in sicer:

VRSTA FIKSNIH STROŠKOV

– stroške materiala brez stroškov energentov, vključenih v variabilni del cene proizvodnje toplote;
– stroške storitev;
– stroške dela;
– amortizacijo;
– druge odpise vrednosti;

– druge odhodke (stroške) poslovanja;
– odhodke financiranja in dobiček za zagotavljanje zakonskih rezerv.

13. člen: OBLIKOVANJE FIKSNE CENE TOPLOTNE MOČI

$$FC_i = \frac{FSTR_t}{P_t}$$

kjer oznake pomenijo:

FC_i	je prvič oblikovani fiksni del cene v EUR/MW/leto;
$FSTR_t$	je vsota načrtovanih upravičenih fiksnih stroškov distribucije toplote z lastno proizvodnjo toplote, distribucije toplote brez lastne proizvodnje toplote oziroma proizvodnje toplote v EUR v časovnem obdobju (t);
P_t	je zbir obračunske moči odjemalcev distributerja z lastno proizvodnjo toplote, distributerja oziroma reguliranega proizvajalca toplote v MW v časovnem obdobju (t);
t	je časovno obdobje.

14. člen: Oblikovanje POVPREČNE CENE TOPLOTE

$$PC = \frac{\sum_{i=1}^{n} C_i \times K_i + \sum_{i=1}^{n} (CP_i \times P_i) + DP_t}{Q_t} \leq \frac{VSTR_t + FSTR_t}{Q_t}$$

kjer oznake pomenijo:

PC	je povprečna cena v EUR/MWh;
Q_t	je zbir celotne načrtovane distribuirane toplote distributerja z lastno proizvodnjo toplote, distributerja oziroma prodane toplote reguliranega proizvajalca toplote v MWh v časovnem obdobju (t);
$C_{i=1,...n}$	so cene po posameznih kategorijah predlaganega prodajnega cenika za distribuirano toploto distributerja z lastno proizvodnjo toplote oziroma distributerja oziroma za prodano toploto reguliranega proizvajalca toplote v EUR/MWh;
$K_{i=1,...n}$	so načrtovane količine prodane toplote distributerja z lastno proizvodnjo toplote oziroma distributerja oziroma reguliranega proizvajalca toplote po posameznih kategorijah prodajnega cenika v MWh v časovnem obdobju (t);
$CP_{i=1,...n}$	so cene po posameznih kategorijah predlaganega prodajnega cenika za obračunsko moč v EUR/MW;
$P_{i=1,...n}$	so načrtovane količine obračunske moči po posameznih kategorijah prodajnega cenika v MW v časovnem obdobju (t);
DP_t	so drugi prihodki distribucije oziroma proizvodnje toplote (prihodki iz meritev, števnin, prodaje emisijskih kuponov in drugo) v EUR v časovnem obdobju (t);
$VSTR_t$	je vsota načrtovanih upravičenih variabilnih stroškov distributerja z lastno proizvodnjo toplote oziroma distributerja oziroma reguliranega proizvajalca toplote v EUR v časovnem obdobju (t);
$FSTR_t$	je vsota načrtovanih upravičenih fiksnih stroškov distributerja z lastno proizvodnjo toplote oziroma distributerja oziroma reguliranega proizvajalca toplote v EUR v časovnem obdobju (t);
t	je časovno obdobje, ki je enako poslovnemu letu po letu vložitve vloge za izdajo soglasja k izhodiščni ceni.

11.3. MODEL IZRAČUNA VARIABILNIH, FIKSNIH in POVPREČNIH CEN TOPLOTE iz alternativnih virov

Model izračuna variabilnih, fiksnih in povprečnih cen toplote smo izdelali na osnovah določil Akta o metodologiji za oblikovanje cen toplote, ki ga je izdelala Agencija za energijo RS.

11.3.1. Idejni scenarij rasti cen toplote iz SEDANJIH proizvodnih virov v TEŠ 2019 do 2055

	Upravičeni FIKSNI stroški TOPLOTNE MOČI	**2019 v [EUR]**
1	Stroški materiala brez stroškov energentov, vključenih v variabilni del cene	8.071
2	Stroški materiala brez stroškov nabavljene toplote, vključene v variabilni del cene	146.498
3	Stroški storitev	377.797
4	Stroški dela	134.199
5	Amortizacija	1.267.691
6	Drugi odpisi vrednosti	0
7	Drugi odhodki (stroški) poslovanja	142.022
8	Odhodki financiranja	577.788
9	Dobiček za zagotavljanje zakonskih rezerv	0
10	- Stroški, ki niso nujni za opravljanje dejavnosti	0
	SKUPAJ FIKSNI STROŠKI	**2.654.066**
	TOPLOTNA MOČ PRIZVODNEGA VIRA TOPLOTE moč v MW	**120,00**
	Fiksni del cene (EUR/MW/leto)	**22.117,2167**
	Fiksni del cene (EUR/MW/mesec)	**1.843,10**

Slika 11.3: Prikaz fiksnih stroškov toplotne moči

Upravičeni VARIABILNI STROŠKI in POVPREČNE CENE **TOPLOTE 2019 z prognozo 2020**	**Količina (enota)**	**Cena upravičenega stroška (eur/enoto)**	**Cena energenta brez omrežnine, dajatev in prispevkov (eur/enoto)**	**Znesek upravičnega stroška DECEMBER 2019(EUR)**	**Pričakovane vrednosti 2020 (EUR)**
Strošek energenta - proizvodnja toplote / lignit	264.444	10,87	9,90	2.873.202	2.873.202
Strošek energenta - proizvoja toplote / Zemeljski plin	0	-	-	0	-
Strošek vode in kemične priprve vode / voda za potrebe proizv.procesa	1	44.737,00	44.737,00	44.737	44.737
Strošek emisijskih kuponovo / nakup na trgu	59.803	22,53	22,53	1.347.476	1.347.476
Strošek emisijskih kuponov / nakup na državnih emisijskih kuponovo	37.967	-	-	0	-
Skupaj prihodki v EUR				**4.265.416**	**4.265.416**
Količina prodane toplote v MWh				**327.000**	**316.000**
Variabilni del cene (EUR/MWh)				**13,0441**	**13,4982**
Prihodki					
Variabilni prihodki v EUR				4.265.416	4.265.416
Fiksni prihodki v EUR				2.654.066	2.654.067
Skupaj prihodki v EUR				**6.919.482**	**6.919.483**
Skupaj stroški v EUR				**6.919.482**	**6.919.483**
Stroškovna POVPREČNA cena v EUR				**21,1605**	**21,8971**

Slika 11.4: Prikaz variabilnih stroškov toplote- 2019 s prognozo 2020

VARIABILNI STROŠKI - 2030 s CENO emisijskih kuponov 44,202 EUR/tono CO2					
	Upravičeni stroški	**Količina (enota)**	**Cena upravičenega stroška (EUR/enoto)**	**Cena energenta brez omrežnine, dajatev in prispevkov (EURr/enoto)**	**Znesek upravičnega stroška (EUR)**
1	Strošek energenta - proizvodnja toplote / lignit	264.444	10,86505	9,90000	2.873.202,11
2	Strošek energenta - proizvoja toplote / Zemeljski plin	0	0,00000	0,00000	0,00
3	Strošek vode in kemične priprve vode / voda za potrebe proizv.procesa	1	44.737,00000	44.737,00000	44.737,00
4	Strošek emisijskih kuponovo / nakup na trgu	59.803	**44,20200**	44,20200	2.643.412,21
5	Strošek emisijskih kuponov / nakup državnih emisijskih kuponovo	37.967	0,00000	0,00000	0,00
	SKUPAJ VARIABILNI STROŠKI-2030				**5.561.351**
	Količina PROIZVEDENE toplote v MWh				**316.242**
	Variabilni del cene (EUR/MWh)				**17,58575**
	Prihodki od PROIZVODNJE TOPLOTNE ENERGIJE in TOPLOTNE MOČI-2030				
	Variabilni prihodki v EUR				5.561.351,31
	Fiksni prihodki v EUR				2.654.066,00
	Skupaj prihodki v EUR				**8.215.417,31**
	Skupaj stroški v EUR				**10.869.483,31**
	Stroškovna POVPREČNA PROIZVODNA cenaTOPLOTE v EUR/MWh				**34,37078**

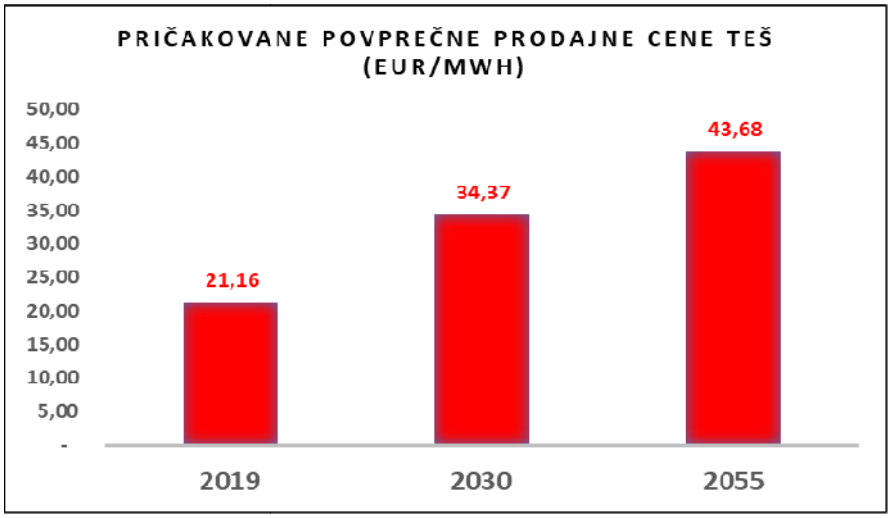
Slika 11.5: Prikaz variabilnih stroškov- 2030 s ceno emisijskih kuponov CO2

VARIABILNI STROŠKI - 2055 s CENO emisijskih kuponov 93,452 EUR/tono CO2					
	Upravičeni stroški	**Količina (enota)**	**Cena upravičenega stroška (EUR/enoto)**	**Cena energenta brez omrežnine, dajatev in prispevkov (EUR/enoto)**	**Znesek upravičnega stroška (EUR)**
1	Strošek energenta - proizvodnja toplote / lignit	264.444	10,86505	9,90000	2.873.202,11
2	Strošek energenta - proizvoja toplote / Zemeljski plin	0	0,00000	0,00000	0,00
3	Strošek vode in kemične priprve vode / voda za potrebe proizv.procesa	1	44.737,00000	44.737,00000	44.737,00
4	Strošek emisijskih kuponovo / nakup na trgu	59.803	**93,45200**	93,45200	5.588.709,96
5	Strošek emisijskih kuponov / nakup državnih emisijskih kuponovo	37.967	0,00000	0,00000	0,00
	SKUPAJ VARIABILNI STROŠKI-2055				**8.506.649**
	Količina PROIZVEDENE toplote v MWh				**316.242**
	Variabilni del cene (EUR/MWh)				**26,89918**
	Prihodki od PROIZVODNJE TOPLOTNE ENERGIJE in TOPLOTNE MOČI-2055				
	Variabilni prihodki v EUR				8.506.649,06
	Fiksni prihodki v EUR				2.654.066,00
	Skupaj prihodki v EUR				**11.160.715,06**
	Skupaj stroški v EUR				**13.814.781,06**
	Stroškovna POVPREČNA PROIZVODNA cenaTOPLOTE v EUR/MWh				**43,68421**

Slika 11.6: Prikaz variabilnih stroškov- 2055 s ceno emisijskih kuponov CO2

	2019	2030	2055
Stroškovna POVPREČNA PROIZVODNA cenaTOPLOTE v EUR/MWh	**21,16**	**34,37**	**43,68**
Pričakovane rasti povprečnih cen toplote v TEŠ zaradi EMISIJSKIH KUPONOV v (%)		**62,43**	**106,44**

Slika 11.7: Stroškovna povprečna proizvodna cena toplote



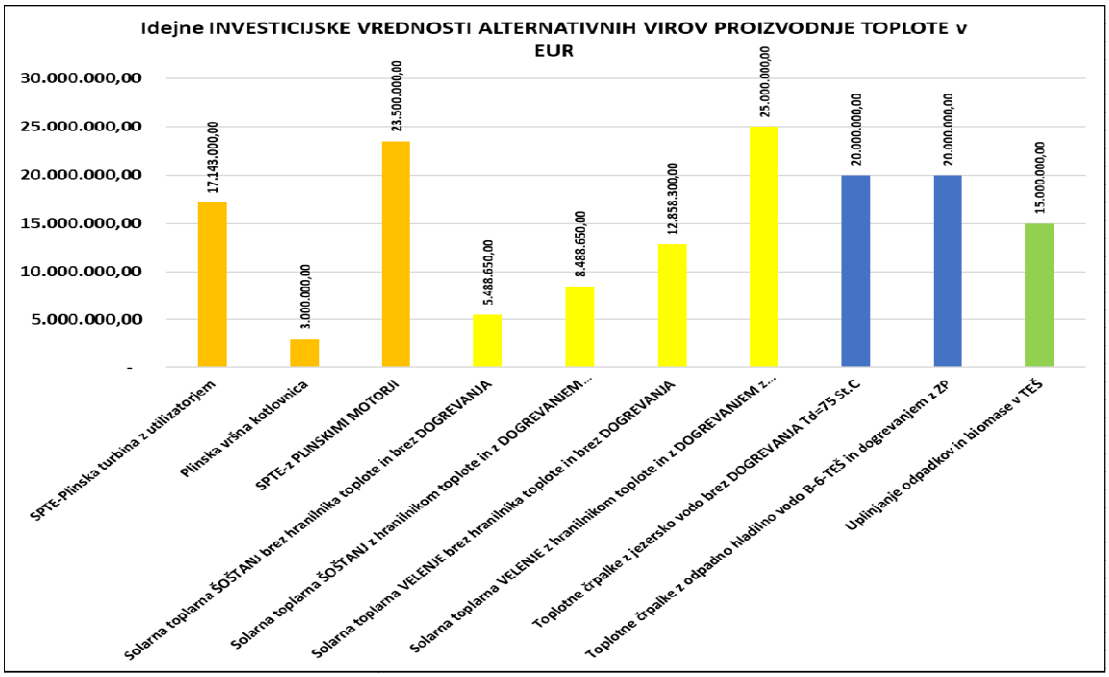
Slika 11.8: Pričakovane povprečne prodajne cene TEŠ

11.3.2. SPECIFIKACIJA MOŽNIH IDEJNIH ZASNOV NOVIH INVESTICIJSKIH PROJEKTOV V ALTERNATIVNE VIRE PROIZVODNJE ENERGIJE V ŠALEŠKI DOLINI

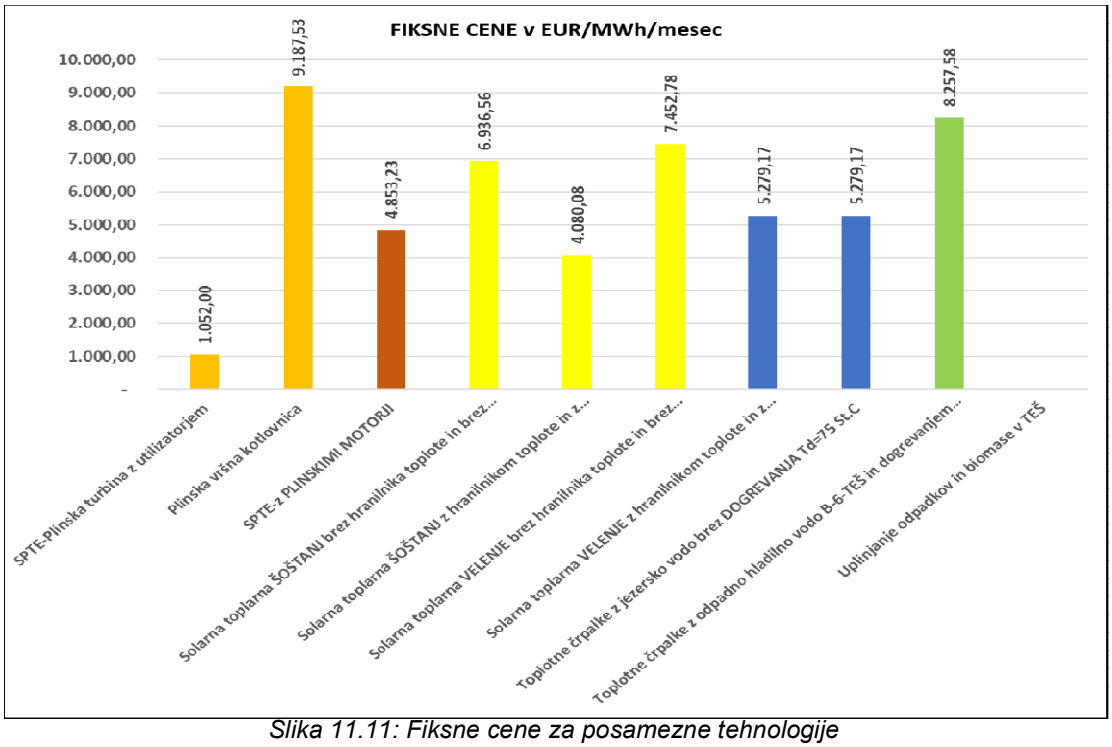
	Možni novi investicijskih projektov za alternativne proizvodne vire toplote 2020 do 2030	**Vrsta energije**
P-1	NOVA Plinsko-parna kogenerasija v TEŠ- VARIANTA-1	Zemeljski plin
P-2	NOVA Plinsko-parna kogenerasija v TEŠ- VARIANTA-2	Zemeljski plin
P-3	NOVA VRŠNA PLINSKA ali VN ELEKTRO kotlovnica na lokaciji TEŠ	Zemeljski plin
P-4	VELIKI HRANILNIK TOPLOTE na lokaciji TEŠ	
P-5	SOLARNA TOPLARNA z dogrevanjem in HRANILNIKI TOPLOTE v občini Šoštanj	Sonce
P-6	TOPLOTNE ČRPALKE za odpadno hladilno vodo hladilnega stolpa-B6 v TEŠ z dogrevanjem	ODPADNA HLADILNA VODA-B6-TEŠ
P-7	SOLARNA TOPLARNA-1 z dogrevanjem in HRANILNIKI TOPLOTE v MO Velenje	Sonce
P-8	SPTE-PT-1 in 2 s HRANILNIKI TOPLOTE v IC MO Velenje	Zemeljski plin
P-9	SPTE-PM-1 in 2 -Koroška 3a v MO Velenje	Zemeljski plin
P-10	SPTE-PM-1 in 2 -VEMONT v MO Velenje	Zemeljski plin
P-11	SPTE-PT-1 in 2 -IC-TREBUŠA v MO Velenje	Zemeljski plin
P-12	TOPLOTNE ČRPALKE -velenjsko JEZERO z dogrevanjem in hranilniki toplote v MO Velenje	VODA-VELENJSKEGA JEZERA
P-13	TOPLOTNE ČRPALKE -DRUŽMIRSKO JEZERO z dogrevanjem in hranilniki toplote v Občini Šoštanj	VODA-DRUŽMIRSKEGAJEZERA
P-14	Proizvodnja toplotne energije ali dogrevanja z VN ELEKTRODNIMI ELEKTRO KOTLI kot terciarni rezervni vir toplote za potrebe občine Šoštanj	Nizkocenovna električna energije
P-15	Proizvodnja toplotne energije ali dogrevanja z VN ELEKTRODNIMI ELEKTRO KOTLI kot terciarni rezervni vir toplote za potrebe MO Velenje	Nizkocenovna električna energije

Slika 11.9: Pregled možnih investicijskih projektov za alternativne proizvodne vire toplote 2020 do 2030

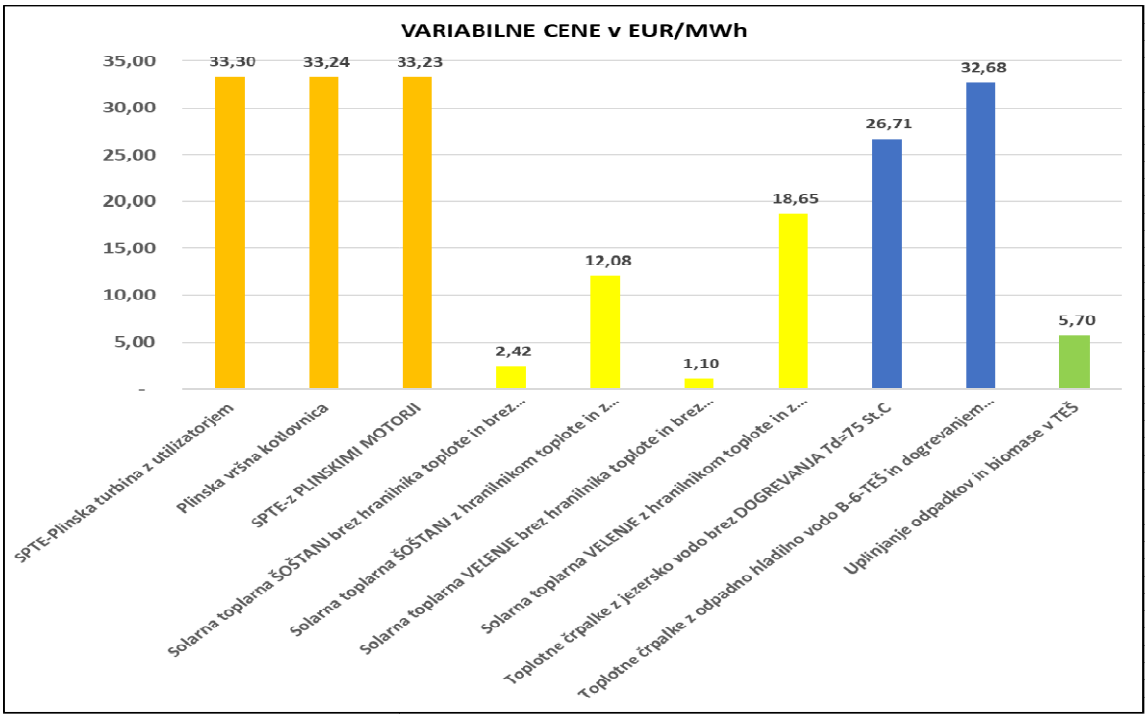
11.3.3. Idejni izračuni pričakovanih cen toplotne oskrbe iz alternativnih virov proizvodnje toplote



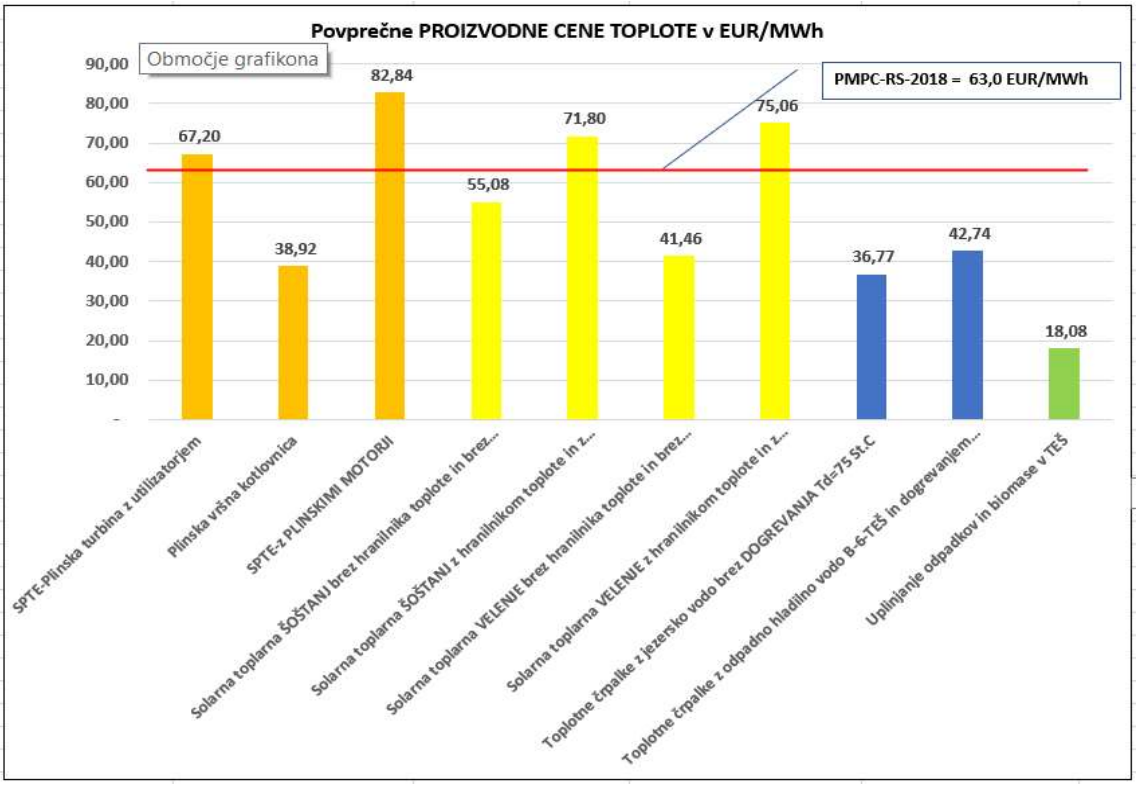
Slika 11.10: Investicijske vrednosti alternativnih virov proizvodnje toplote



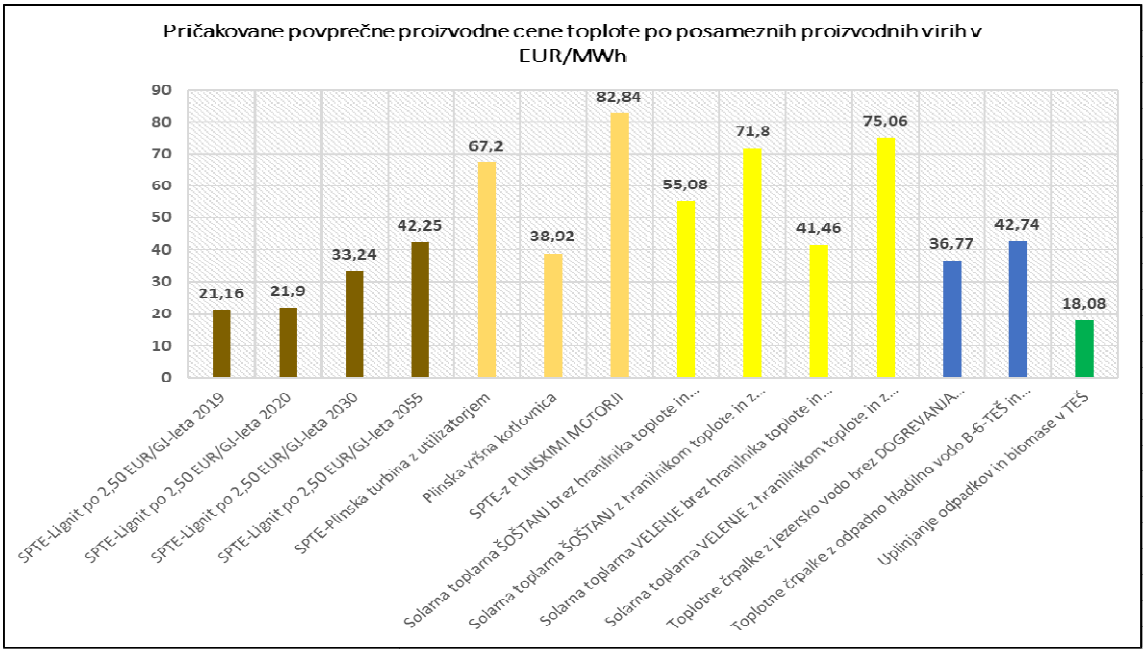
Slika 11.11: Fiksne cene za posamezne tehnologije



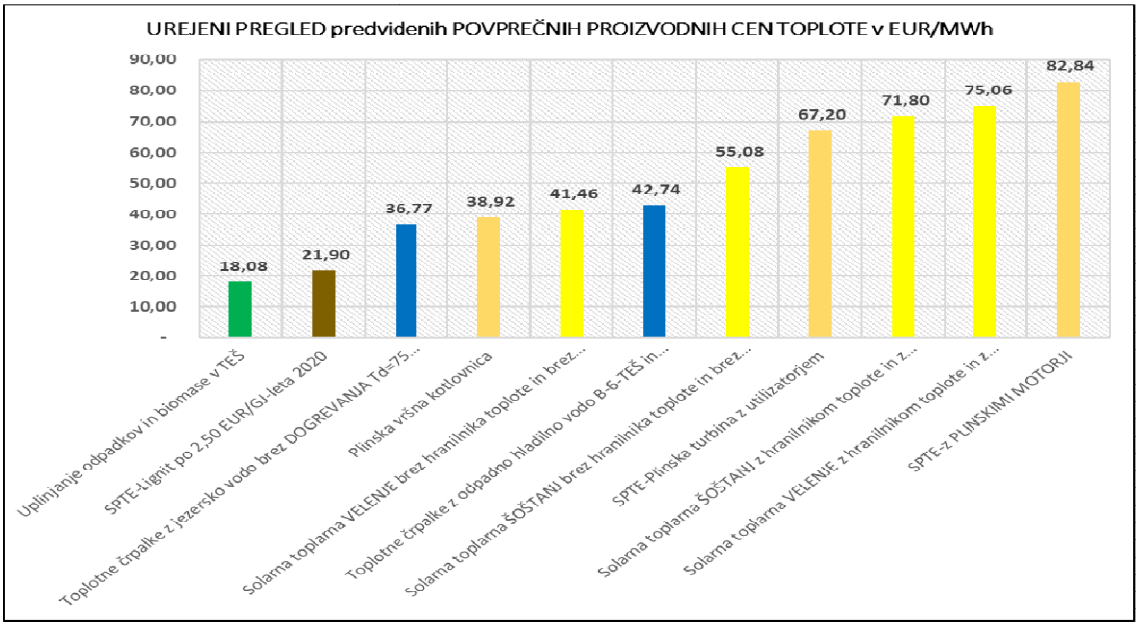
Slika 11.12: Variabilne cene za posamezne tehnologije



Slika 11.13: Povprečne proizvodne cene toplote



Slika 11.14: Pričakovane povprečne proizvodne cene toplote po posameznih proizvodnih virih



Slika 11.15: Urejen pregled predvidenih povprečnih proizvodnih cen toplote

Opomba:

1. Vse izračunane cene so brez DDV
2. Natančnejši izračuni pričakovanih proizvodnih cen se izračunajo po izdelavah idejnih projektnih dokumentacij in INVESTICIJSKIH PROGRAMIH za posamezno vrsto izbranega alternativnega proizvodnega vira toplote
3. Uporabljene cene so v izračunih upoštevane na znana stanja cen v letu december 2019

12. ZAKLJUČKI IN PREDLOGI

V letu 2015 so se, pri do sedaj edinem razpoložljivem energetskem viru proizvodnje toplotne energije (HSE-TEŠ) na geografskih območjih Mestne občine Velenje in občine Šoštanj, pričele pojavljati obratovalne težave in nezanesljive dobave toplotne energije.

Distributer toplote mora zagotavljati varno, zanesljivo in učinkovito obratovanje distribucijskega sistema in skrbeti za ustrezno pokrivanje potreb odjemalcev toplote.

V zadnjem času se pojavljajo najrazličnejše ideje in informacije o predčasnem zapiranju Premogovnika Velenje in prenehanju obratovanja bloka 5 , ki je bil revitaliziran leta 2018 in bloka 6, ki je v dosegel šele 4 letno dobo obratovanja.

V vseh dosedanjih izdelanih in sprejetih zakonodajnih dokumentih še nihče ni jasno in dokončno definiral točnega datuma za morebitno zapiranje Premogovnika Velenje in prenehanje obratovanja premogovnih proizvodnih enot električne in toplotne energije v TEŠ.

Osnovni namen je dobiti odgovor, kateri alternativni viri za proizvodnjo toplotne energije so ekonomsko upravičeni in bi lahko bili uporabljeni za uravnoteženo obratovanje distribucijskega sistema v poletnih mesecih, prav tako pa bi jih lahko po potrebi vključili v primeru izpada osnovnega proizvodnega vira.

Za proizvodnjo in dobavo toplotne energije in kemično pripravljene sistemske vode, za potrebe energetskega sistema daljinskega ogrevanja Šaleške doline, ima Komunalno podjetje Velenje, d. o. o. sedaj sklenjeno srednjeročno pogodbo z Termoelektrarno Šoštanj, ki je v veljavi do leta 2027 za nedoločen čas z 10 letnim odpovednim rokom.

V letu 2019 so na edini energetski lokaciji za proizvodnjo električne in toplotne energije v TEŠ delujoči še sledeči proizvodni viri toplote:

- SPTE BLOK 6 s primarnim energentom lignitom
- SPTE BLOK 5 s primarnim energentom lignitom
- SPTE Plinska turbina PT-51 s primarnim energentom ZP ali ELKO
- SPTE Plinska turbina PT-52 s primarnim energentom ZP ali ELKO

Za potrebe sistema daljinskega ogrevanja Šaleške doline sta na lokaciji TEŠ sedaj delujoči le še dve toplotni postaji in sicer:

- TOPLOTNA POSTAJA TEŠ-TP-2, toplotne moči 100 MW
- TOPLOTNA POSTAJA TEŠ-TP-3, toplotne moči 120 MW

Pri navedenih proizvodnih virih v TEŠ so predvidene sledeče življenske dobe obratovanja:

- SPTE BLOK 5 in TP-2 TEŠ do leta 2030
- SPTE BLOK 6 in TP-3 TEŠ do leta 2054
- SPTE PT-51 in PT-52 TEŠ do leta 2029

Na osnovah izdelanega, posredovanega in s strani naročnika izpolnjenega VPRAŠALNIKA-ESOTECH št. 01, z dne 28.01.2020 lahko ugotovimo sledeča dejstva in trende zadnjih 3 let:

1. Tako kot po svetu se klimatske razmere spremenjajo tudi v Šaleški dolini. Povprečna letna temperatura zraka se je od leta 2017 do leta 2019 povečala za 0,6 St. C, v času ogrevalne sezone pa kar za 1,3 St. C.

2. Obračunska toplotna moč pri odjemalcih toplote se je v zadnjih treh letih pomembno zmanjšala in sicer iz 224,79 MW na 215,12 MW, kar predstavlja kar 4,3 % znižanje obračunske toplotne moči, kar pomembno vpliva na fiksne prihodke KP Velenje.

3. Letni obsegi nabave toplotne energije v TEŠ so se v zadnjih treh letih zmanjšali iz 356.407 MWh na 316.242 MWh, kar predstavlja zmanjšanje nabave toplote za 40.165 MWh, oziroma 11,3 %.

4. Kljub količinskemu zmanjšanju nabave toplote v TEŠ se je zaradi dvigov nabavne cene letni strošek za nabavo toplote v zadnjih treh letih povečal iz 5.066.449 EUR na 6.700.412 EUR, kar predstavlja 32,3 % povečanje stroška za KP Velenje.

5. Strokovni delavci KP Velenje-PE Energetika se že od leta 1991 trudijo na področju racionalizacij oziroma zniževanja obratovalnih temperaturnih režimov v sistemu DOT Šaleške doline. V zadnjih treh letih so uspeli znižati povprečne letne obratovalne temperature ogrevne vode iz 118 St. C na 112 St. C, v poletnih mesecih pa celo na 91 St. C. Kljub temu pa zaradi še vedno relativno visokega temperaturnega režima in zelo velike razvejanosti omrežja znašajo distribucijske izgube toplote kar 25 %.

6. Za bodoča načrtovanja novih alternativnih proizvodnih virov toplote je bistvenega pomena tudi dosežena potrebna končna toplotna moč sedanjih proizvodnih virov, ki je izmerjena v letu 2018 na vrednosti 120 MW.

7. Prodaja toplotne energije je v zadnjih treh letih upadla iz 265.424 MWh na 234.593 MWh, kar znaša 30.831 MWh, oziroma 11,62 % manj prodane toplotne energije v primerjavah z letom 2017.

8. Na osnovah analiziranih obsegov potreb po toplotnih močeh po posamezni lokalni skupnosti lahko ugotovimo, da se za potrebe MO Velenje v povprečju koristi cca: 84 % toplotne moči, za potrebe občine Šoštanj pa cca: 16% toplotne moči.

9. Na osnovah izdelanih scenarijev in izračunov potrebnega praga zadostnosti proizvodnje toplotne moči po posameznih mesecih lahko ugotovimo, da se pojavljajo najvišje potrebe po toplotni moči v mesecu januarju 129 MW v poletnih mesecih (junij, julij, avgust) pa v povprečju 17-20 MW.

10. Po izdelanih izračunih prognoz pričakovanih potreb po nabavi in prodaji toplotne energije, v obdobju 2019 do 2055 ugotavljamo, da se bo predvidoma obseg nabave toplotne energije zmanjšal od 316.242 MWh/leto na 144.378 MWh/leto v letu 2055.

11. Obseg prodaje toplotne energije pa bo predvidoma upadel iz sedanjih 234.593 MWh/leto na 107.909 MWh/leto.

12. Za potrebe prognoze dolgoročne oskrbe s toploto v Šaleški dolini smo v poglavju 5 izdelali 4 možne in karakteristične scenarije in sicer:

→ **SCENARIJ-1:**

- blok 6 TEŠ obratuje do konca njegove projektirane življenske dobe do leta 2055,
- leta 2029 prenehata obratovati PT-51 in PT-52,
- leta 2030 preneha obratovati Blok-5
- leta 2030 preneha obratovati TP-2 v TEŠ
- od leta 2030 dalje je edini vir proizvodnje toplote blok-6 preko TP-3-TEŠ
- za pokrivanje izpadov proizvodnje toplote se na lokaciji TEŠ zgradi plinska kotlovnica 20 MW, ki bi se z vročevodom povezala na črpališče TP-3-TEŠ

→ **SCENARIJ-2:**

Od leta 2030 dalje proizvodnja in oskrba s toploto iz načrtovanih novih proizvodnih virov SPTE na zemeljski plin na energetski lokaciji po predlaganem razvojnem načrtu VARIANTA-1-TEŠ.

- obratujeta PT-51 in PT-52
- dograditev NOVE - PT-53 do leta 2025
- dograditev parnega turboagregata moči 45 MW k obstoječi PT-51
- dograditev parnega utilizatorja
- dosežena bi bila skupna moš SPTE z PPE = 141 MW
- revitalizirati bi bilo potrebno tudi TP-2, ki je sedaj na lokaciji bloka 5

→ **SCENARIJ-3:**

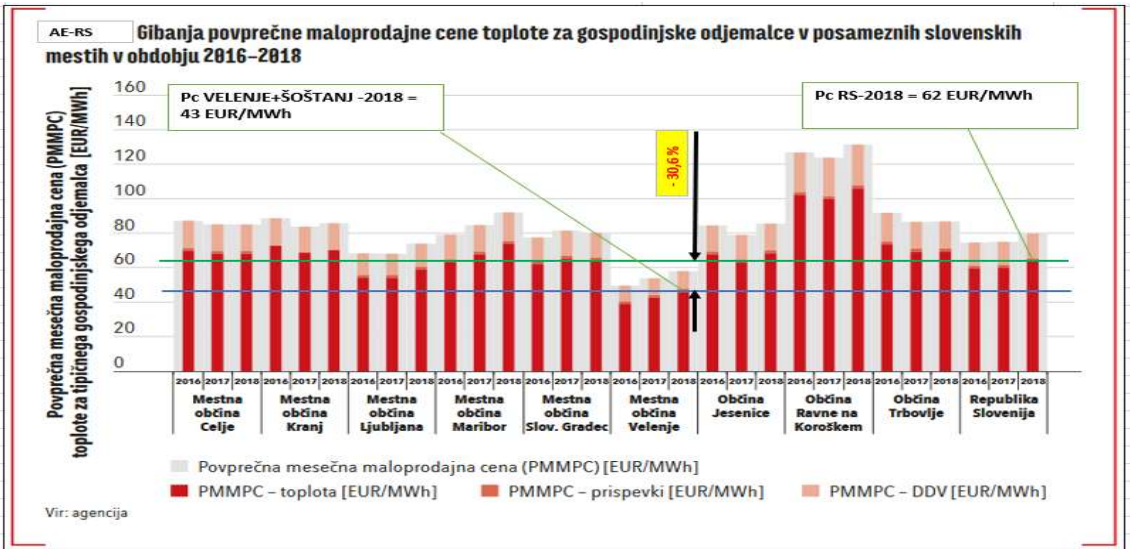
- Od leta 2040 dalje 100% oskrba s toploto iz OVE
- Izgradnja lokalnih energetskih virov SOLARNIH TOPLARN z elektro dogrevanjem in HRANILNIKI TOPLOTE
- Izgradnja lokalnih energetskih virov s TOPLOTNIMI ČRPALKAMI na JEZERSKA VODA z ELEKTRO DOGREVANJEM in HRANILNIKI TOPLOTE

→ **SCENARIJ-4:**

- kritični scenarij v primeru, da se v primeru zaustavitve proizvodnih enot TEŠ ne izvede noben nadomestni proizvodni vir toplotne energije s strani HSE+TEŠ in s strani nobene lokalne skupnosti v Šaleški dolini

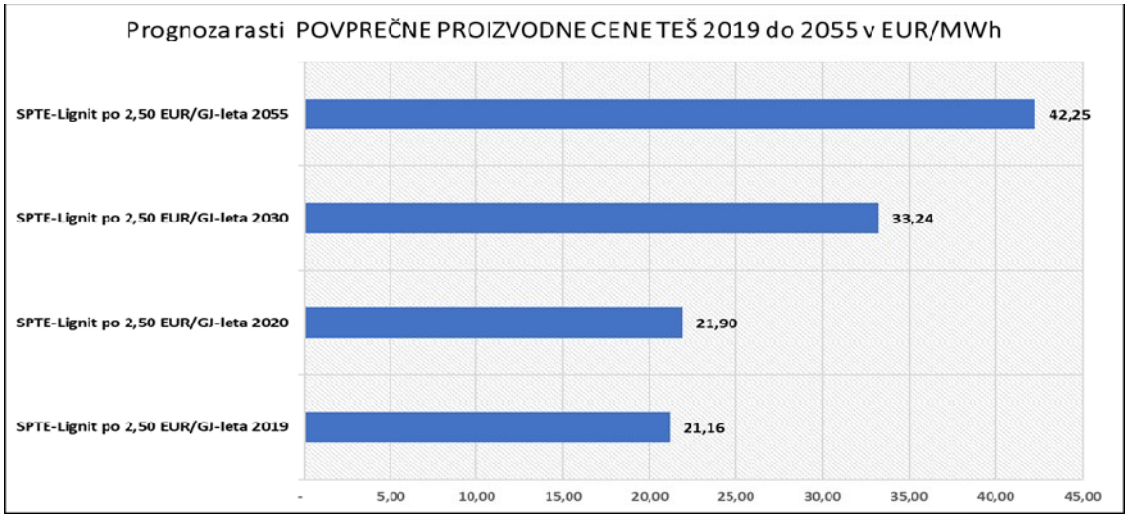
13. Za potrebe uravnoteženega obratovanja distribucijskega sistema daljinskega ogrevanja Šaleške doline v poletnih mesecih in v primeru planiranih in nenadnih ne planiranih izpadov obstoječih proizvodnih virov toplote v TEŠ smo v poglavju 6 idejno

obdelali možne variante novih alternativnih proizvodnih virov toplote. Iz spodaj navedenih izračunov in diagramov lahko ugotovimo, da v primeru prenehanja obratovanja Premogovnika Velenje in premogovnih proizvodnih enot SPTE-B5+B6 po letu 2030 povprečne cene toplote v Šaleški dolini ne bodo več tako ugodne, kot so bile v preteklih letih in desetletjih.



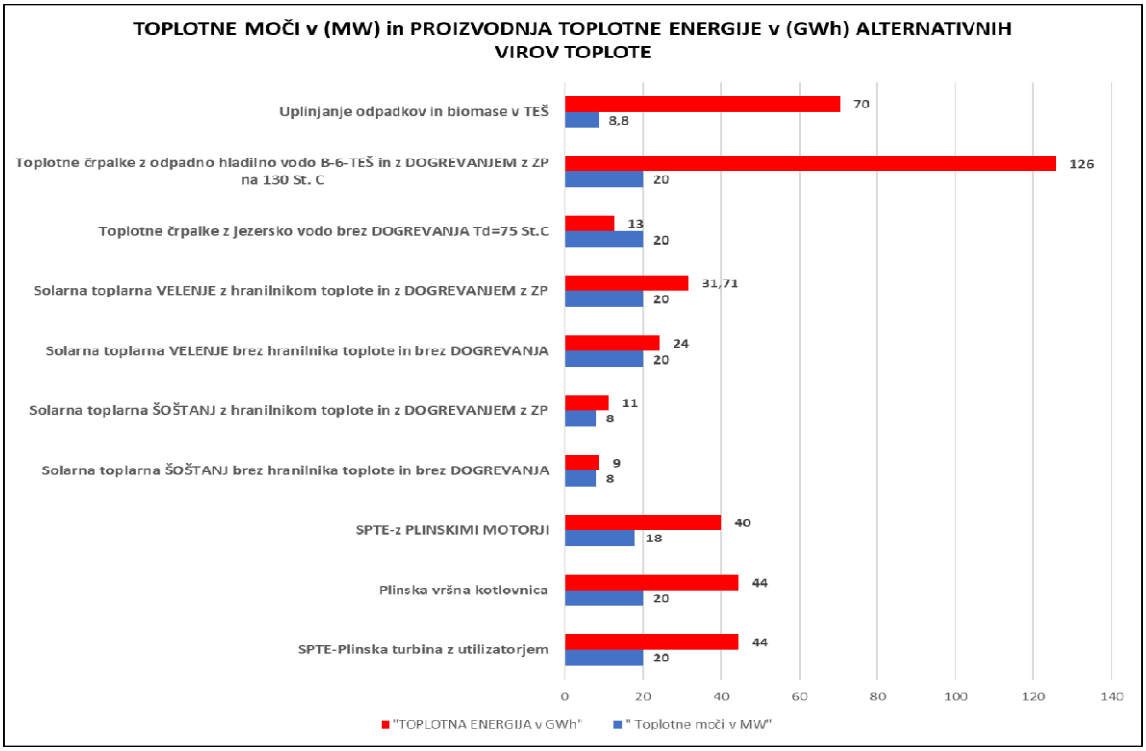
Slika 12.1: Povprečne maloprodajne cene toplote za gospodinjske odjemalce v posameznih mestih

Zaradi rasti cen emisijskih kuponov bo predvidoma naraščala tudi proizvodno-prodajna cena toplotne energije pri obstoječih proizvodnih virih v TEŠ.



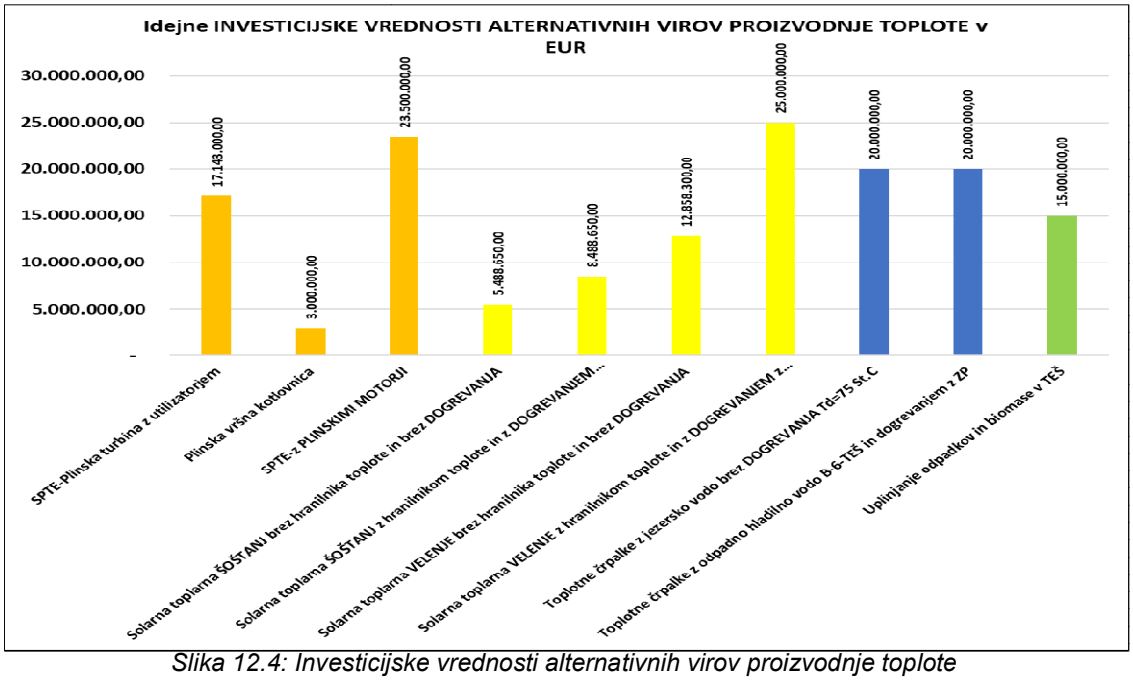
Slika 12.2: Prognoza rasti povprečne proizvodne cene TEŠ

Pričakovane proizvodne cene toplote iz možnih nadomestnih proizvodnih virov smo izračunavali za sledeče vrste in toplotne moči potencialnih novih proizvodnih virov toplote:

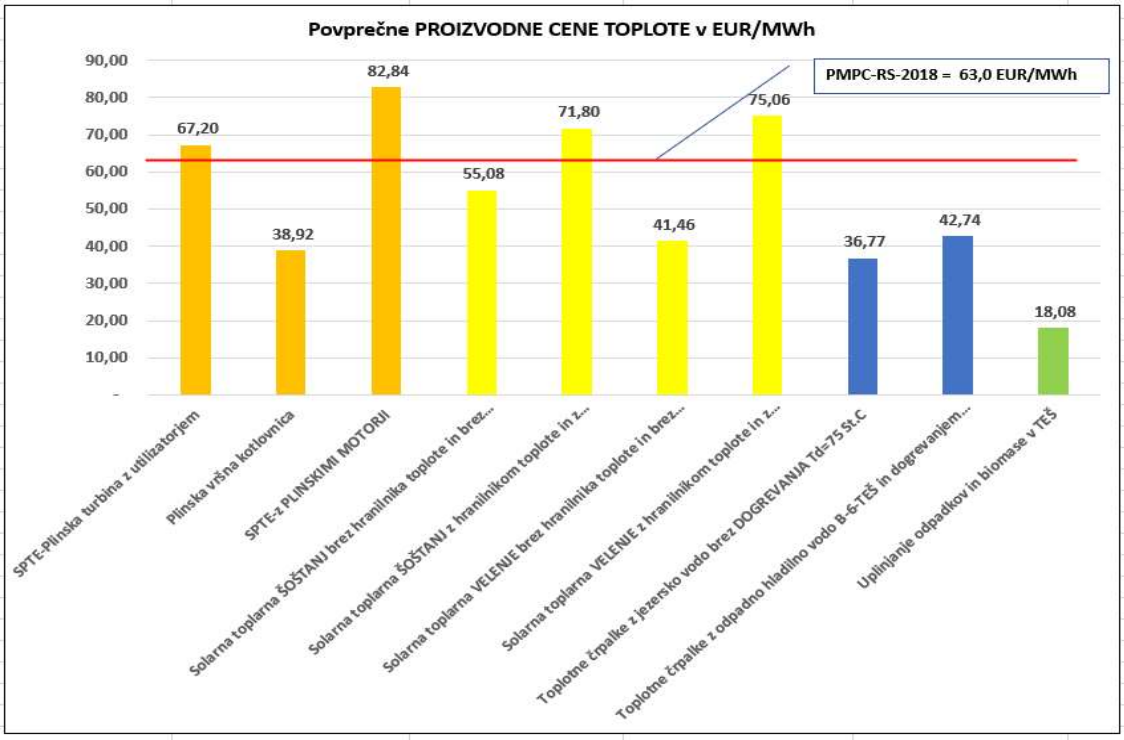


Slika 12.3: Toplotna moč in proizvodnja toplote alternativnih virov toplote

Izračunane idejne investicijske vrednosti novih alternativnih proizvodnih virov toplote predstavljamo v spodaj navedenem diagramu:



Slika 12.4: Investicijske vrednosti alternativnih virov proizvodnje toplote



Slika 12.5: Povprečne proizvodne ce4ne toplote

14. V primeru SCENARIJA-3 (leta 2040 se bi primerljivi povprečni ceni TEŠ leta 2030, z vidika ekonomičnosti najbolj približale sledeče vrste nadomestnih virov proizvodnje toplote:

- Vršna plinska kotlovnica 20 MW z idejno investicijsko vrednostjo 3.000.000 EUR in predvideno povprečno proizvodnjo ceno 38,92 EUR/MWh.

- Toplotne črpalke z koriščenjem jezerske vode do 75 St. C in dogrevanjem z ZP ali visokonapetostnimi elektro kotli do 120 (130) St. C.

15. V primeru KRITIČNEGA SCENARIJA-4 po zaprtju Premogovnika Velenje in prenehanju obratovanj vseh proizvodnih virov v TEŠ bi to pomenilo, da bi morali obe lokalni skupnosti, kot lastnici energetske infrastrukture temeljito razmisliti o smiselnosti in ekonomičnosti nadaljnjega obratovanja enovitega sistema daljinskega ogrevanja Šaleške doline in se tudi odločati kako in kdaj bodo občani ter industrijski porabniki ustrezno oskrbovani s toplotno energijo.

16. Zaradi kompleksnosti navedene energetske problematike menimo, da so možne strokovne obdelave še kakšnih drugačnih scenarijev, kar pa bo lažje ko bodo pristojni državni organi in državne inštitucije dokončno definirale jasne termine in posledične sanacijske ukrepe v primeru zapiranja Premogovnika Velenje in TEŠ, ter to tudi potrdile na vseh zakonodajnih področjih. Do takrat pa lahko le trudimo s strokovnimi ugibanji in prognozami.

17. Predlagamo, da Komunalno podjetje Velenje, d. o. o., kot pogodbeni in pooblaščeni upravljalec sistema daljinskega ogrevanja Šaleške doline skupaj z obema lastnikoma energetske infrastrukture daljinskega ogrevanja in izvajalcem te študije skupno prouči vse navedene možnosti za pravočasno zagotavljanje potrebnih nadomestnih virov proizvodnje toplotne energije za potrebe občanov in industrije v Šaleški dolini.

18. Po našem mnenju bi bilo primerno, da se bi lokalne skupnosti nato še uskladile z HSE in TEŠ, ki tudi imajo izdelane ali planirane svoje investicijske načrte za sočasno proizvodnjo električne in toplotne energije na energetski lokaciji v Šoštanju.

19. Vse v študiji izdelane idejne rešitve ter predloge za variantne izvedbe možnih ali smiselnih novih nadomestnih proizvodnih virov toplote smo v tej študiji izdelali v idejni strokovnih zasnovah in z kar se da sedaj poznanih investicijskih vrednostih ter zadnjim stanjem tehnike.

20. Naročniku študije predlagamo, da se po končani in skupni obravnavi te študije skupno definira ožji izbor ekonomsko smiselnih variant, ki se bi v nadaljevanju še podrobneje tehnično, tehnološko in finančno obdelale z nadaljnjimi fazami projektiranja za potrebe ustreznega zagotavljanja potrebnih finančnih virov in kar je najpomembnejše pravočasnega zagotavljanje nadomestnih alternativnih virov za proizvodnjo toplotne energije v Šaleški dolini.

21. Predlagamo, da se lahko za potrebe pravočasne vključitve vseh projektov, za potrebe zagotavljanja nadomestnih virov proizvodnje toplotne energije, v sanacijski program premogovnih regij čim prej pričele sledeče aktivnosti:

	NABOR možnih novih SREDNJEROČNIH investicijskih projektov za alternativne proizvodne vire toplote 2020 do 2030	Planirani INVESTITOR	Vrsta energije
P-1	NOVA Plinsko-parna kogenerasija v TEŠ- VARIANTA-1	HSE+TEŠ	ZP
P-2	NOVA Plinsko-parna kogenerasija v TEŠ- VARIANTA-2	HSE+TEŠ	ZP
P-3	NOVA VRŠNA PLINSKA ali VN ELEKTRO kotlovnica na lokaciji TEŠ	HSE+TEŠ+OBČINE	ZP
P-4	VELIKI HRANILNIK TOPLOTE na lokaciji TEŠ	HSE+TEŠ	
P-5	SOLARNA TOPLARNA z dogrevanjem in HRANILNIKI TOPLOTE v občini Šoštanj	Občina Šoštanj	SOLARNA
P-6	TOPLOTNE ČRPALKE za odpadno hladilno vodo hladilnega stolpa-B6 v TEŠ z dogrevanjem	HSE+TEŠ	ODPADNA HLADILNA VODA-B6-TEŠ
P-7	SOLARNA TOPLARNA-1 z dogrevanjem in HRANILNIKI TOPLOTE v MO Velenje	MO Velenje	SOLARNA
P-8	SPTE-PT-1 in 2 s HRANILNIKI TOPLOTE v IC MO Velenje	MO Velenje	ZP
P-9	SPTE-PM-1 in 2 -Koroška 3a v MO Velenje	MO Velenje	ZP
P-10	SPTE-PM-1 in 2 -VEMONT v MO Velenje	MO Velenje	ZP
P-11	SPTE-PT-1 in 2 -IC-TREBUŠA v MO Velenje	MO Velenje	ZP
P-12	TOPLOTNE ČRPALKE -velenjsko JEZERO z dogrevanjem in hranilniki toplote v MO Velenje	MO Velenje	VODA-VELENJSKEGA JEZERA
P-13	TOPLOTNE ČRPALKE -DRUŽMIRSKO JEZERO z dogrevanjem in hranilniki toplote v Občini Šoštanj	Občina Šoštanj	VODA-DRUŽMIRSKEGA JEZERA
P-14	Proizvodnja toplotne energije ali dogrevanja z VN ELEKTRODNIMI ELEKTRO KOTLI kot terciarni rezervni vir toplote za potrebe občine Šoštanj	Občina Šoštanj	Nizkocenovna električna energije
P-15	Proizvodnja toplotne energije ali dogrevanja z VN ELEKTRODNIMI ELEKTRO KOTLI kot terciarni rezervni vir toplote za potrebe MO Velenje	Občina Šoštanj	Nizkocenovna električna energije

Slika 12.6: Nabor možnih novih srednjeročnih investicijskih projektov za alternativne proizvodne vire toplote 2020 do 2030

13. UPORABLJENI VIRI IN LITERATURA

[1] Esotech, d.d., Velenje: Idejne zasnove za proučitev izvedljivosti izvedbe alternativnih virov proizvodnje toplotne energije do leta 2055

[2] Dervarič, M. Rudniki in premogovniki v Sloveniji, Nazarje: Argos, 2005;

[3] Lajlar B; Lenart M; Veber I; Ferlin U; Opis geoloških in hidrogeoloških značilnosti nahajališča premoga v Šaleški dolini, Premogovnik Velenje, avgust 2012.

[4] Prof. dr. Novak Peter, u.d.i.s Naprava za uplinjanje mešanih komunalnih odpadkov in biomase Ljubljana, 22.01.2020 Energotech d.o.o. Ljubljana

[5] Buček J. Učinkovitost solarnih ogrevalnih sistemov v sistemih daljinskega ogrevanja; Ljubljana, marec 2019

[6] P. Reiteretal: *BIG Solar Graz: Solar district heating in Graz – 500,000m3 for 20% solar fraction,*
[https://www.researchgate.net/publication/305749826_BIG_Solar_Graz_Solar_District_Heating_in_Graz_-_500000_m2_for_20_Solar_Fraction]

[7] Global Solar Energy Council: *Denmark: New solar district heating world record.*
L. Deschaintre: *Development of a solar district heating online calculation tool,*
Energy Procedia 48 (2014)

[9] Lajlar B; Lenart M; Veber I; Ferlin U; Opis geoloških in hidrogeoloških značilnosti nahajališča premoga v Šaleški dolini, Premogovnik Velenje, avgust 2012.

[10] https://www.huber.de/

[11] https://www.thermos-project.eu/resources/publications/

[12] https://keepwarmeurope.eu/learning-centre/

[13] https://www.coolheating.eu

[14] https://www.kp-velenje.si/index.php/dejavnosti/energetika/oskrba-z-zemeljskim-plinom

[15]http://wcm.gozdis.si/strokovni-prispevki/porocilo-o-stanju-na-trgu-lesnih-proizvodov-v-sloveniji

[16] http://www.rlv.si/si/premogovnik-velenje

[17]http://www.rlv.si/si/files/default/Letna%20porocila/LETNO%20POROCILO%20PV%202018.pdf

[18] https://www.soen.si/

[19] https://www.te-sostanj.si/wp-content/uploads/2019/11/Letno-poro%C4%8Dilo-2018-.pdf

[20]https://www.agen-rs.si/web/en/publications/-/asset_publisher/TCdo6cWN9Shk/content/te-1

[21] https://kp-velenje.si/

[22] https://www.te-sostanj.si/

[23] https://www.parat.no/en/products/industry/parat-ieh-high-voltage-electrode-boiler/

[24] http://cleaverbrooks.com/

[25] www.gov.si/drzavni-organi/ministrstva/ministrstvo-za-infrastrukturo/

UNIVERZA V LJUBLJANI
Fakulteta za strojništvo

Datum: April 2025

Umeščanje OVE tehnologij v Mestni občini Velenje

Končno poročilo **COBISS.SI-ID: 234269699**

Izvajalec: **Univerza v Ljubljani, Fakulteta za strojništvo**
Laboratorij za hlajenje in daljinsko energetiko

ANDREJ KITANOVSKI Digitally signed by ANDREJ KITANOVSKI Date: 2025.04.28 19:17:44 +02'00'

Prof. dr. Andrej Kitanovski
vodja projekta

MIHAEL SEKAVCNIK Digitally signed by MIHAEL SEKAVCNIK Date: 2025.05.05 09:13:48 +02'00'

Prof. dr. Mihael Sekavčnik
dekan

Univerza v Ljubljani
Fakulteta za strojništvo
Laboratorij za hlajenje in daljinsko energetiko

UNIVERZA V LJUBLJANI
Fakulteta za strojništvo

Umeščanje OVE tehnologij v Mestni občini Velenje

Nosilec: prof. dr. Andrej Kitanovski

Sodelavci: doc. dr. Katja Klinar

Izak Oberčkal Pluško

Št. izvodov poročila in prejemniki:

- 2 izvoda Komunalno podjetje Velenje, d.o.o.
- 1 izvod Laboratorij za hlajenje in daljinsko energetiko

Ljubljana, April 2025

Kazalo

1. Uvod 5

2. Proizvodnja električne energije s sončno elektrarno 5

3. Izbira toplotnih črpalk 9

3.1. Prikaz in opis enostavnih shem delovanja in povezav toplotnih črpalk ter virov in ponorov toplote (osnovni scenarij) 12

3.2. Prikaz in opis enostavnih shem delovanja in povezav toplotnih črpalk ter virov in ponorov toplote (dopolnjeni in predlagani scenarij) 14

3.3. Globalni trg z visokotemperaturnimi toplotnimi črpalkami 22

4. Ostali deli sistema: črpališče in hranilniki energije 24

4.1. Črpališče 24

4.2. Hranilniki energije 25

4.2.1. Hranilniki toplote 25
4.2.2. Hranilniki električne energije 27
4.2.3. Elektrodni hranilniki toplote 28

5. Analiza scenarijev v obdobju 1.5. do 30.9. 28

5.1. Prvi scenarij: toplotne črpalke konstantno proizvajajo 4 MW toplote 32

5.2. Drugi scenarij: toplotne črpalke konstantno proizvajajo 8 MW toplote . 36

5.3. Tretji scenarij: toplotne črpalke konstantno proizvajajo 9,3 MW toplote 41

5.4. Četrti scenarij: toplotne črpalke konstantno proizvajajo 10.5 MW toplote 45

6. Povzetek in opis predlaganega sistema 47

6.1. Solarna elektrarna 48
6.2. Toplotne črpalke 48
6.3. Črpalna postaja 49
6.4. Elektrodni kotli 50
6.5. Električni baterijski sistem 50
6.6. Hranilniki toplote 50

7. Povzetek analize za toplotne črpalke moči 8 MW 51

8. Ocena investicije v celotni sistem 57

9. Povzetek poročila za odločevalce 59

10. Reference 66

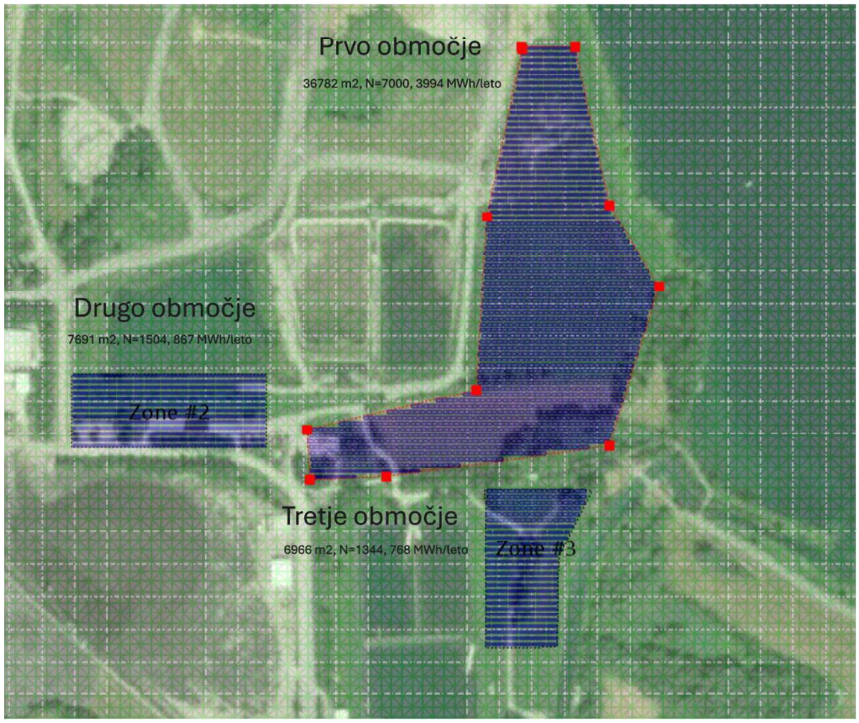
1. Uvod

To poročilo in izvedena študija (projektna naloga) služi za pridobitev projektne dokumentacije (v nadaljevanju DPP, IDZ) in podlag za spremembo prostorskih izvedbenih pogojev veljavnega prostorskega izvedbenega akta (s spremembo namenske rabe prostora), kar bo omogočilo gradnjo objektov za zagotavljanje obnovljivih virov energije za lokalne skupnosti. Projektna naloga je skladno s tem obsegala Izbiro in tehnično-ekonomsko analizo najustreznejše kombinacije obnovljivih virov energije za območje zemljišča Mestne občine Velenje ob deponiji premoga. Poročilo obsega razširjeni povzetek študije, ki služi kot vsebinska podlaga za odločevalce. V nadaljevanju obravnavamo posamezno področje študije.

2. Proizvodnja električne energije s sončno elektrarno

Razpoložljivo območje za postavitev sončne elektrarne (SE) je na območju deponije premoga v skupni velikosti približno 59.000 m^2 (**slika 1**):

- površina SE_1: cca 40.000 m^2 (prvo območje),
- površina SE_2: cca 12.000 m^2 (drugo območje),
- površina SE_3: cca 7.000m^2 (tretje območje).



Slika 1: Prikaz ene izmed umestitev fotonapetostnih modulov v obravnavana tri področja.

Za dimenzioniranje sončne elektrarne smo uporabili profesionalni simulacijski program PVSyst, ki omogoča simulacijo realne postavitve fotonapetostnih modulov na topografijo območja ter upošteva lokalne meteorološke podatke. V analizi so bili fotonapetostni moduli nagnjeni pod kotom 26 °, kar je program izbral kot optimalni kot za obratovanje poleti na dani lokaciji.

Analizirali smo štiri kombinacije fotonapetostnih modulov in inverterjev. Lastnosti uporabljenih modulov in inverterjev so prikazane v **preglednici 1**.

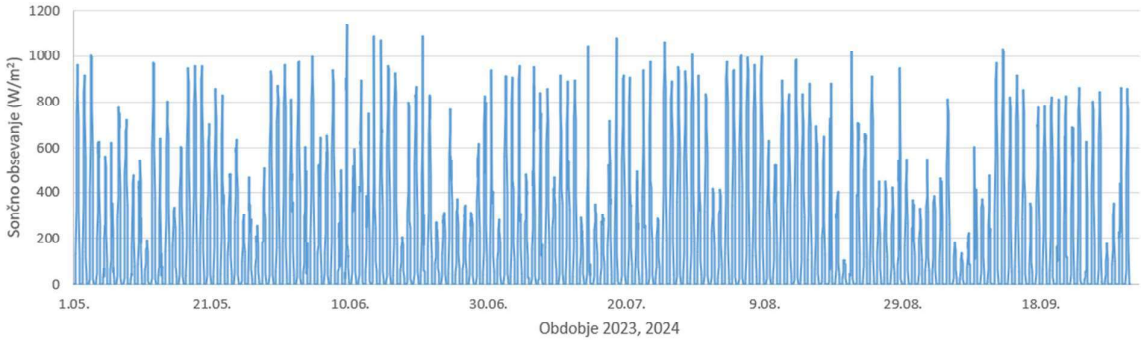
Preglednica 1: Lastnosti fotonapetostnih modulov ter inverterjev

Fotonapetostni modul	**Nominalna moč modula (W)**	**Število modulov**	**Površina modulov (m^2)**
Bisol BXO-380 XL	380	10.912	21.260
Sunpower SPR-X21-470-COM	470	9.837	21.268
Inverter	**Nominalna moč (kW)**	**Število inverterjev**	**Razmerje (DC:AC)**
Generični*	30,0	126	1,22
Huawei SUN2000-150K-MG0-480V	150	22	1,26

*generični inverter predstavlja s strani programa PVSyst izbrano delovanje nekega povprečnega inverterja

Število fotonapetostnih modulov se razlikuje, saj so moduli različnih dimenzij. Površina, ki jo pokrivajo fotonapetostni moduli, je skoraj polovico manjša od površine, ki je na voljo. Razlog je optimizacija postavitve modulov tako, da fotonapetostni moduli drug drugemu senčijo največ 5% površine.

Vremenski podatki za izbrano lokacijo so na voljo v orodju PVsyst. Orodje generira urne vremenske podatke (temperatura zraka, hitrost vetra, direktno in difuzno sončno obsevanje) iz povprečnih desetletnih podatkov iz baze Meteonorm. Povprečne urne vrednosti sončnega obsevanja na dani lokaciji so prikazane na **sliki 2**.



Slika 2: Povprečno sončno obsevanje na dani lokaciji.

Na podlagi podanih podatkov smo izvedli simulacije časovno odvisne proizvodnje električne energije (korak 1 ura) ter na podlagi tega določili celotno letno proizvodnjo električne energije (**preglednica 2**).

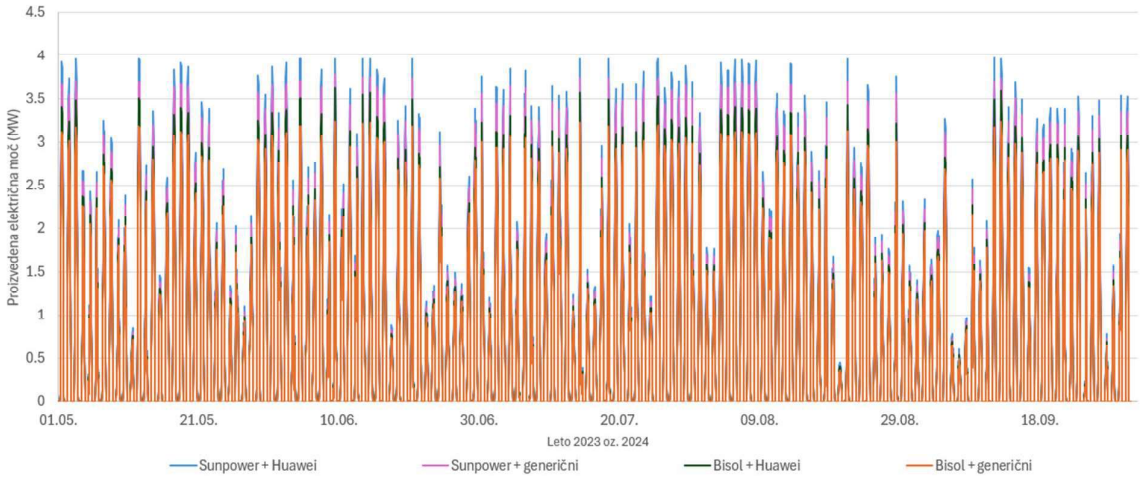
Preglednica 2: Celotna proizvedena energija za štiri različne obravnavane primere

	BiGen	**BiHu**	**SPGen**	**SPHu**
Celotna proizvedena moč [MWh/leto]	**4.986**	**5.292**	**5.619**	**5.960**
Število fotonapetostnih modulov	10.912	10.912	9.837	9.837
Izgube inverterjev [%]	7,2	1,8	7,2	1,7
Učinkovitost modulov [%]	19,61	19,61	21,8	21,8
Temperaturne izgube [%]	3,7	3,7	2,6	2,6

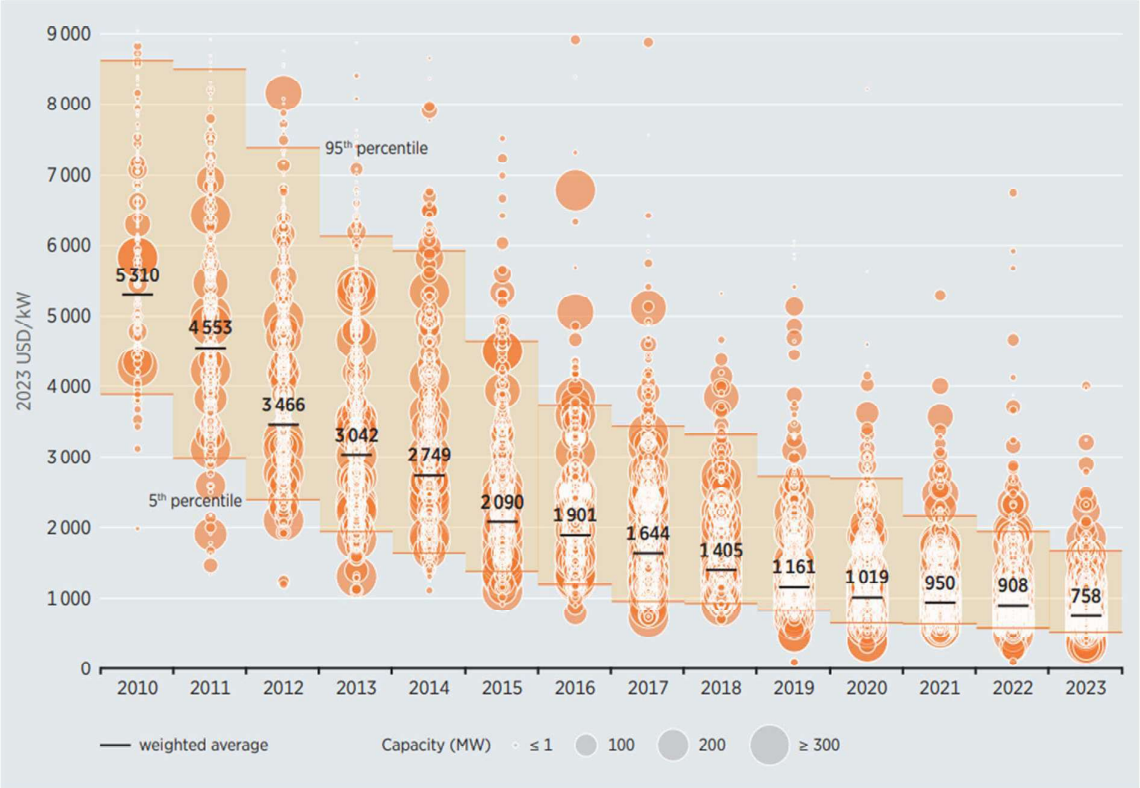
BiGen: fotonapetostni moduli Bisol + generični inverter, BiHu: fotonapetostni moduli Bisol + Huawei inverter , c) SPGen: fotonapetostni moduli Sunpower + generični inverter, d) SPHu: fotonapetostni moduli Sunpower + Huawei inverter

Slika 3 prikazuje proizvedeno električno moč s časovnim korakom 1 ure za leti 2023 in 2024 za primer vseh štirih obravnavanih kombinacij fotonapetostnih modulov in inverterjev. Najvišje vrednosti električne moči proizvede kombinacija Sunpower SPR-X21-470-COM z inverterji Huawei SUN2000-150K-MG0-480V. Iz slike je razvidno, da maksimalna moč modulov ne presega 4 MW.

Slika 4 prikazuje povprečne stroške izgradnje SE med letoma 2010 in 2023. Čeprav se povprečni strošek z leti zmanjšuje, je cena na kWh za manjše SE večja kot za SE zelo velikih moči.



Slika 3: Proizvedena električna moč s časovnim korakom 1 ure za leto 2024 in za primer obravnavanih kombinacij modulov z inverterji.



Notes: MW = megawatt; kW = kilowatt.

Slika 4: Celotni stroški fotonapetostnih elektrarn [1].

3. Izbira toplotnih črpalk

Pri izbiri toplotnih črpalk je potrebno izjemno pozornost nameniti sledečim vplivnim faktorjem, kot jih prikazuje **preglednica 3.** Izdelali smo pregled trenutnih hladiv, vrste tehnologij, dobo razpoložljivosti tehnologije/hladiva na trgu, izkušnje proizvajalcev z rabo določenih hladiv, potrebno varnost rokovanja s toplotnimi črpalkami in hladivi, ter vpliva hladiv na okolje. Čeprav voda predstavlja najboljše možno hladivo, na trgu ni zaslediti veliko proizvajalcev in tisti, ki ponujajo rešitve, pa imajo manj kot 10 let izkušenj pri trženju tovrstnih naprav. To lahko pri velikih enotah toplotnih črpalk (okrog oziroma nad 1 MW) zasledimo tudi pri ogljikovem dioksidu (CO_2) in rabi ogljikovodikov (HC). Na trgu so že dlje časa prisotna hladiva HFO (Hydrofluoroolefin), ki načeloma predstavljajo različico večinoma že izločenih HFC(Hydro-Fluoro-Carbon). Čeprav nekatera hladiva iz te vrste ne predstavljajo pomembno negativnega vpliva na okolje z vidika globalnega segrevanja, pa imajo vpliv na t.i. TFA (trifluoroacetic acid), ki ima dolgo obstojnost v ozračju in posledično vpliva tudi na močno onesnaževanje okolje. Trenutno za določena HFO hladiva še ni okoljevarstvenih zahtev s stališča TFA, pričakovati pa je v prihodnje, da bo to lahko predstavljalo velik problem in skladno s tem tudi izločitev vseh HFO hladiv [2]. CHF hladiva (primer R134a) naj nikakor ne bodo predmet obravnave.

Preglednica 3: Osnovni vplivni faktorji pri izbiri toplotnih črpalk (ocena 1 – najslabše do ocena 5 najboljše)

Hladivo	**NH_3**	**HFO**	**HC**	**CO_2**	**H_2O**
Vpliv na okolje	5	3	5	5	5
Število let na trgu z velikimi napravami	5	4	3	2	1
Število ponudnikov opreme	4	5	3	1	1
Varnost rokovanja s tehnologijo	3	3	2	4	5
Skupna ocena	17	15	13	12	12

Odsvetujemo nakup sistemov, pri katerih ima proizvajalec manj kot 10 let izkušenj na področju tehnologije toplotnih črpalk, ki jo ponuja.

Na podlagi podatkov iz **Preglednice 3**, v kolikor bo sistem deloval v območju temperatur vira toplote 0-15 °C in ponora toplote 80-90 °C**, predlagamo izbiro tehnologij, ki se nanašajo na amonijak (NH_3)**. Pri tem pa moramo opozoriti na sledeče.

- Tehnologije, ki uporabljajo amonijak, temeljijo večinoma na batnih ali vijačnih kompresorjih. Ta vrsta tehnologij z amonijakom in višjimi temperaturami je na trgu vsaj 25 let.
- Pričakovana življenjska sistemov z amonijakom je okrog 25-30 let ob rednem in kvalitetnem vzdrževanju.
- Tehnologije, ki uporabljajo HFO, temeljijo večinoma na turbo-kompresorjih. Ta vrsta tehnologij s HFO je na trgu do približno 15 let.
- Pričakovana življenjska sistemov s HFO je okrog 30-40 let ob rednem in kvalitetnem vzdrževanju.

Naročniku predlagamo, da se podrobneje seznani z delovanjem in specifičnostjo sistema daljinskega ogrevanja v Lendavi, ki uporablja toplotne črpalke japonskega proizvajalca Mayekawa (Mycom), ki uporabljajo amonijak.

V kolikor bi se naročnik vseeno odločil za sistem, ki uporablja HFO hladivo, predlagamo izbiro takih sistemov, ki uporabljajo HFO hladivo R1234ze. Zaradi tveganja, da bi morebiti v prihodnjih 10-20 letih prišlo do izločitve tovrstnega hladiva ali pa stroškov, vezanih na obremenjevanje okolja, predlagamo naročniku, da zahteva od proizvajalca ustrezne garancije za tak primer.

Preglednica 4 prikazuje dodatne tehnično-ekonomske kriterije, ki lahko služijo kot drugi odločitveni nivo (po evalvaciji kriterijev iz **Preglednice 3**) pri izbiri ponudnika. Pri tem obravnavamo Osnovni Scenarij in Dopolnjeni osnovni scenarij, ki sta ločeno opisana v **poglavju 3.1 in 3.2**, kjer je tudi razložen pomen vpliva različnih obremenitev, različnih povezav in različnih virov.

Preglednica 4: Dodatni tehnično-ekonomski vplivni faktorji pri izbiri toplotnih črpalk

	Osnovni scenarij (primer **slika 6**)	Dopolnjeni in tudi predlagani osnovni scenarij (primer **slika 11**)
Investicijski stroški	Podati za celotni sistem s specifikacijo	Podati za celotni sistem s specifikacijo
Ocena vzdrževalnih stroškov	Podati za celotni sistem s specifikacijo	Podati za celotni sistem s specifikacijo
Pričakovana življenjska doba	Podati za sistem in glavne komponente	Podati za sistem in glavne komponente
Grelno število (COP), ki upošteva celotni sistem, ki je predmet nakupa	Grelno število celotnega sistema kot funkcija delne obremenitve od 10 do 100% in za točno določeno **temperaturo vira toplote** (vstopna temperatura iz jezera 5, 10, 15 °C) in	Grelno število celotnega sistema kot funkcija delne obremenitve od 10 do 100% in za točno določeno **temperaturo vira toplote** (vstopna temperatura iz jezera 5, 10, 15 °C; in

	ponora toplote (vstopna voda na strani prenosnika toplote iz sistema daljinskega ogrevanja 60, 65, 70 °C; izstopna voda na strani prenosnika toplote za daljinsko ogrevanje (80, 85, 90 °C)	**ponora toplote** (vstopna voda na strani prenosnika toplote 25, 30, 40°C) Ter za višje **temperature vira toplote** (vstopna voda na strani prenosnika toplote 25, 30, 40 °C) in **ponora toplote** (vstopna voda na strani prenosnika toplote iz sistema daljinskega ogrevanja 60, 65, 70 °C; izstopna voda na strani prenosnika toplote za daljinsko ogrevanje (80, 85, 90 °C).
Časovna odzivnost servisne mreže	Od javljene napake na sistemu do odziva z ekipo na terenu Specifikacija servisnih storitev Pričakovane zamude pri dobavi/zamenjavi določenih delov sistema	Od javljene napake na sistemu do odziva z ekipo na terenu Specifikacija servisnih storitev Pričakovane zamude pri dobavi/zamenjavi določenih delov sistema
Usposabljanje za upravljanje in vzdrževanje	Specifikacija storitev	Specifikacija storitev

Sistemi večjih toplotnih črpalk, kot so predmet tega projekta, so delani po naročilu in prilagojeni specifičnosti konkretnega primera oziroma zahtev, ki jih podaja naročnik. Zato lahko naročnik izbira pogoje, karakteristike in koncepte, ki najbolj ustrezajo ne samo trenutnemu stanju, temveč tudi prihodnji preobrazbi sistema. Zaradi holističnega pristopa, ki zahteva obvladovanje celovite rešitve mora naročnik posebno pozornost posvetiti več-letnim izkušnjam izvajalcev celovite rešitve.

Skladno z opisi v naslednjih podpoglavjih mora ponudnik opreme/storitev upoštevati sledeče:

1. **Možnost spremembe temperaturnega režima toplotnih črpalk na strani ponora toplote**

   Zaradi prihodnjega prehoda iz temperaturnega režima 80/60 °C sistema daljinskega ogrevanja v nizkotemperaturni sistem s temperaturami dovoda do 60 °C. Pri tem morajo pri morebitnem prehodu v prihodnosti biti komponente predlaganega sistema ohranjene v energetsko učinkovitem delovanju in ne izločene.

2. **Možnost sočasne rabe dodatnih virov (odpadne) toplote na višjih temperaturnih nivojih za toplotne črpalke, ki se lahko pojavijo v prihodnosti**

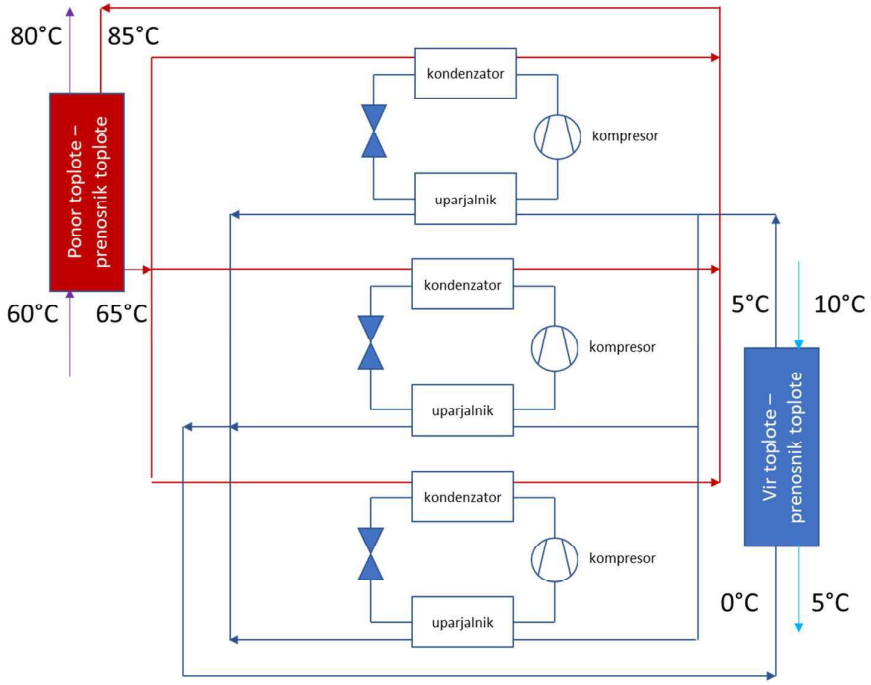
Zaradi prihodnje preobrazbe celovitega sistema proizvodnje toplote je potrebno upoštevati vire odpadne toplote (kondenzacijska odpadna toplota pri proizvodnji elektrike, odpadna toplota iz industrije), ki lahko namesto jezera delno ali pa v celoti predstavljajo novi ali

dodatni vir toplote za toplotne črpalke, ali pa omogočajo razširitev moči toplotnih črpalk od predlaganih v tem poročilu.

3.1. Prikaz in opis enostavnih shem delovanja in povezav toplotnih črpalk ter virov in ponorov toplote (osnovni scenarij)

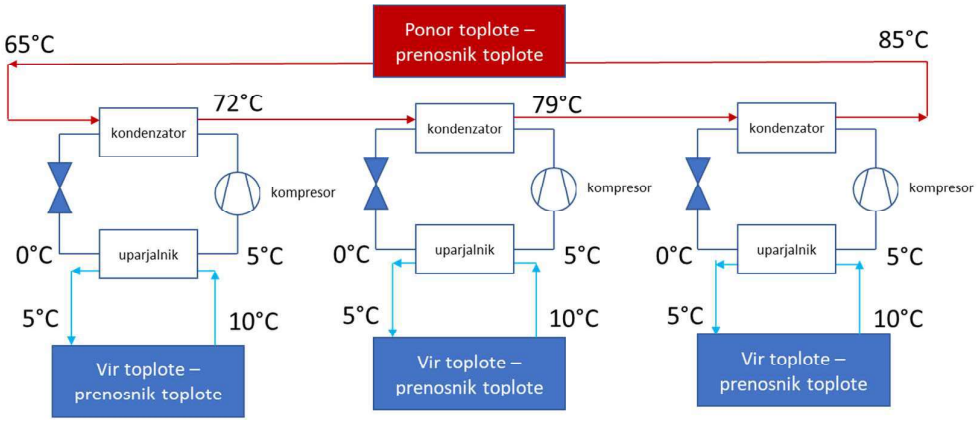
Na izbiro sistema toplotnih črpalk poleg parametrov obratovanja izjemno pomembno vpliva tudi njihovo število ter način povezav v celotni sistem. Izbira samo ene ali dveh enot toplotnih črpalk, ki bi zagotavljale želeno toplotno moč, lahko ob nizkih obremenitvah in kljub zvezni regulaciji obratovanja vodi do neželene slabše učinkovitosti toplotne črpalke, kar ima seveda za posledico večjo rabo električne energije za proizvodnjo toplote. Obratovanje pri pogojih 0 - 30% nazivne moči posamezne toplotne črpalke lahko vodi do izjemnega poslabšanja grelnega števila COP. Zato je potrebno posebno pozornost posvetiti rešitvam, ki jih proizvajalec podaja glede vzporedne vezave večjega števila toplotnih črpalk (vsaka toplotna črpalka omogoča dvig temperature od izvora toplote do ponora toplote) ter zaporedne vezave toplotnih črpalk (vsaka toplotna črpalka omogoča postopni dvig temperature, s čimer je grelno število COP, ki predstavlja razmerje med proizvedeno toploto in vloženo električno močjo, večje od posamične enote toplotne črpalke, ki zagotavlja celotni dvig temperature. Drugi vidik se nanaša na ponudnike enostopenjskih, večstopenjskih ali kaskadnih rešitev. Zaradi možnosti različnih izvedb je bolj kot sama izvedba pomembno, kakšne pogoje sistem glede na Preglednico 4 dosega, seveda ob upoštevanju osnovnih zahtev naročnika.

Slika 5 prikazuje zelo enostaven primer vzporedne vezave toplotnih črpalk. Pri takih sistemih je temperatura uparjanja in kondenzacije enaka pri vsaki enoti. Moč sistema se povečuje s številom vzporedno vezanih toplotnih črpalk. Vsaka toplotna črpalka mora zagotavljati celoten dvig temperature, zaradi česar bodo ponudniki opreme v takem primeru ponujali kaskadno rešitev ali pa dvostopenjske toplotne črpalke.



Slika 5: Enostaven prikaz vzporedne vezave treh toplotnih črpalk (osnovni scenarij).

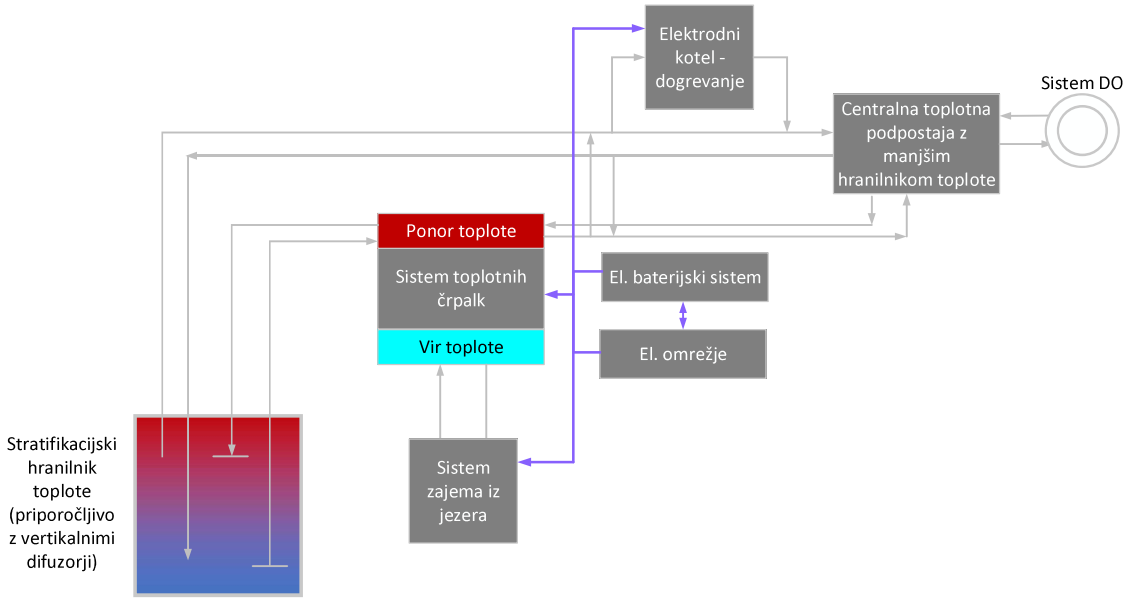
Slika 6 prikazuje enostaven prikaz zaporedne vezave treh toplotnih črpalk. Pri takih sistemih je učinkovitost sistema višja, ker toplotne črpalke delujejo pri manjših temperaturnih razlikah med kondenzatorjem in uparjalnikom. Moč toplotne črpalke narašča z nižanjem temperaturne razlike med kondenzatorjem in uparjalnikom. Moč sistema je pogojena z zadnjo stopnjo toplotne črpalke.



Slika 6: Enostaven primer in prikaz zaporedne vezave treh toplotnih črpalk (osnovni scenarij).

Pri delni obremenitvi npr. pod 30% bo učinkovitost sistema zaporedno vezanih toplotnih črpalk padla. V kolikor ena izmed toplotnih črpalk ne deluje, sistem ne bo mogel delovati. Zaradi velikega števila toplotnih črpalk bi v takem primeru bila smiselna vezava dveh vzporedno

vezanih sistemov, pri čemer bi vsak sistem vseboval maksimalno tri zaporedno vezane toplotne črpalke.



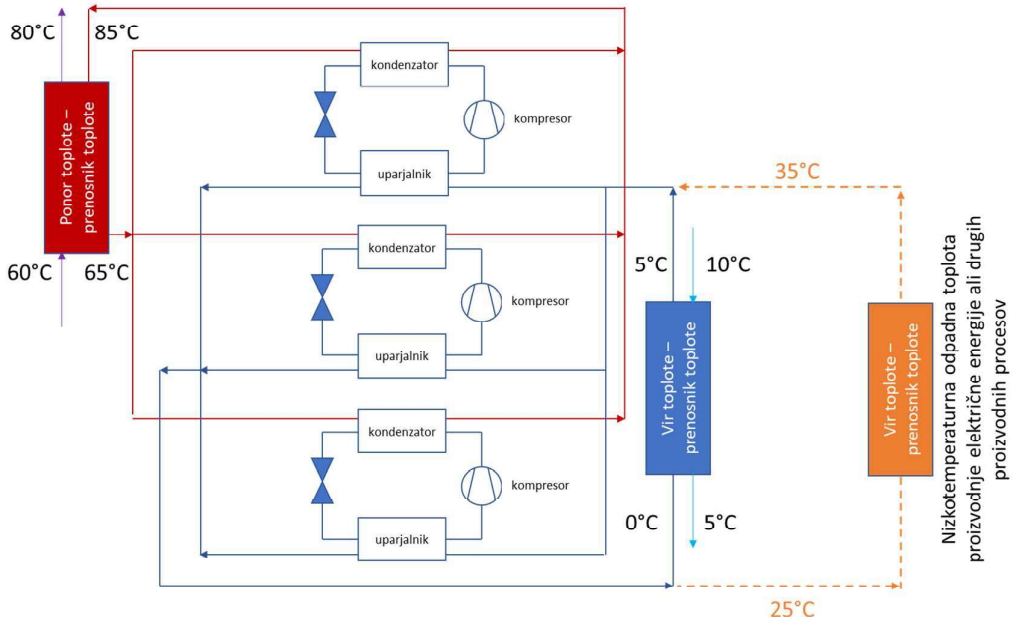
Slika 7: Osnovni scenarij: Enostaven prikaz celotnega sistema treh vrst hranilnikov energije (toplotni, električne baterije in elektrodni kotel) s sistemom toplotnih črpalk (sistem toplotnih črpalk lahko predstavlja večje število dvostopenjskih, zaporedno, oziroma kaskadno vezanih toplotnih črpalk) in sistemom daljinskega ogrevanja.

3.2. Prikaz in opis enostavnih shem delovanja in povezav toplotnih črpalk ter virov in ponorov toplote (dopolnjeni in predlagani scenarij)

Zaradi dolgoročnejšega načrtovanja je potrebno upoštevati možnosti postopne spremembe delovanja toplotnih črpalk v njihovi življenjski dobi. Konkretno se to nanaša na razpoložljive vire toplote za toplotne črpalke. Ključno pa se nanaša na strategijo občine glede prihodnjih tehnologij, ki bi vzporedno delovale za zagotavljanje vira toplote za daljinsko ogrevanje. Vir toplote za toplotne črpalke je lahko odpadna toplota iz sistema proizvodnje električne energije, npr. kondenzacijske toplote, ki je lahko na temperaturnem nivoju med 30-45 °C. Druga oblika vira je lahko odpadna toplota industrijskih procesov. Oboje lahko izjemno pomembno vpliva na dvig grelnega števila toplotnih črpalk (znižanje rabe električne energije za proizvodnjo toplote). V kolikor so tovrstni sistemi načrtovani za prihodnost s strani občine, bi bilo smiselno, da občina kot naročnik od ponudnikov zahteva tako ponudbo sistema, ki bi omogočal prehod in/ali sočasno rabo jezerske vode kot vira toplote in vira odpadne toplote iz naslova proizvodnje električne energije iz drugih sistemov.

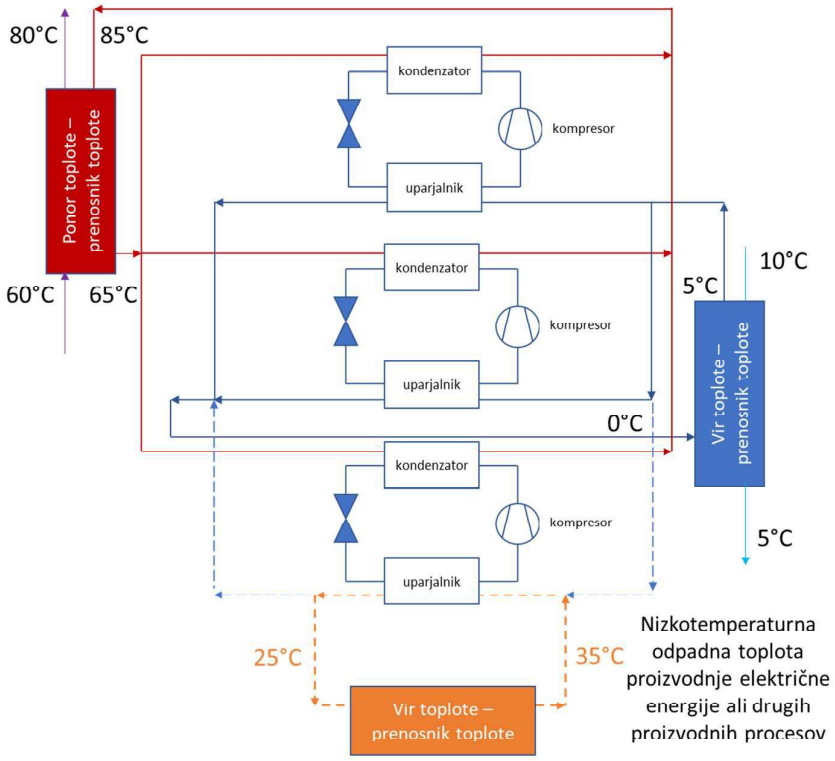
Skladno s tem predlagamo, da naročnik od ponudnikov zahteva zelo jasne podatke o možnostih povezav, delovanja in učinkovitosti, skladnimi z opisi in nakazanimi konceptualnimi rešitvami na **slikah 8-12**. To mora namreč poleg osnovnega scenarija, kjer je obravnavana samo možnost izkoriščanja enega vira toplote iz jezera, omogočati širitev rabe bodisi z istočasnim izkoriščanjem dveh virov na različnih nivojih temperature, ali pa s prehodom na drugačen vir.

Slika 8 prikazuje zelo enostavno shemo vzporedne vezave toplotnih črpalk, pri katerih je možno preliminarni vir toplote iz jezera nadomestiti z odpadno toploto višje temperature.



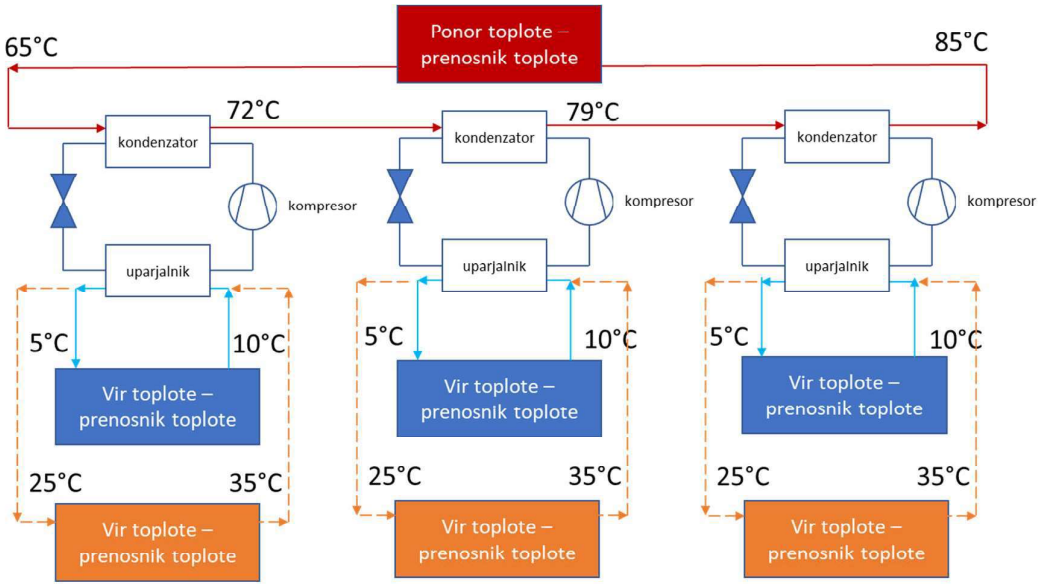
Slika 8: Enostaven primer in prikaz vzporedne vezave treh toplotnih črpalk, pri čemer je možno spremeniti vir toplote za obratovanje v posameznem obdobju za vse toplotne črpalke.

Slika 9 prikazuje zelo enostavno shemo vzporedne vezave toplotnih črpalk, pri katerih je možno preliminarni vir toplote iz jezera nadomestiti z odpadno toploto višje temperature in pri čemer je tak vir uporabljen samo na eni enoti toplotne črpalke, drugi vir pa ostaja enak.



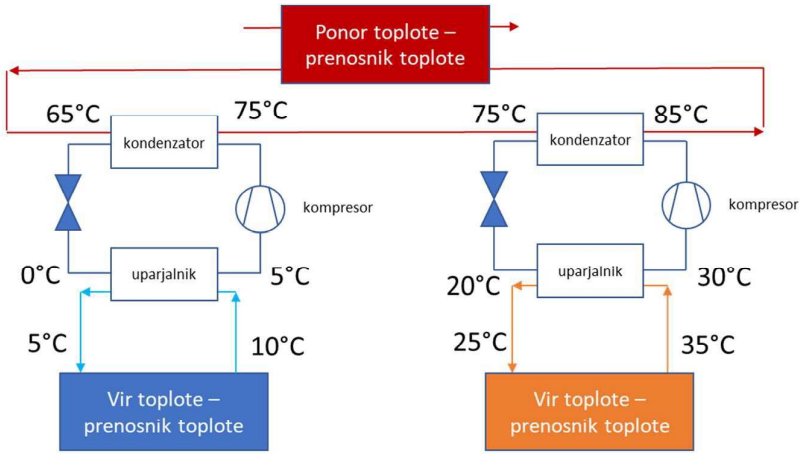
Slika 9: Enostaven primer in prikaz vzporedne vezave treh toplotnih črpalk, pri čemer je možno spremeniti vir toplote za obratovanje v posameznem obdobju za eno enoto toplotnih črpalk, pri drugih pa vir ostaja enak.

Slika 10 prikazuje enostaven primer in prikaz zaporedne vezave treh toplotnih črpalk, od katerih imajo vse toplotne črpalke možnost prehoda iz nizkotemperaturnega vira toplote iz jezera, na odpadno toploto višje temperature iz drugega vira.



Slika 10: Enostaven primer in prikaz zaporedne vezave treh toplotnih črpalk, od katerih imajo vse toplotne črpalke možnost prehoda iz nizkotemperaturnega vira toplote iz jezera, na odpadno toploto višje temperature iz drugega vira.

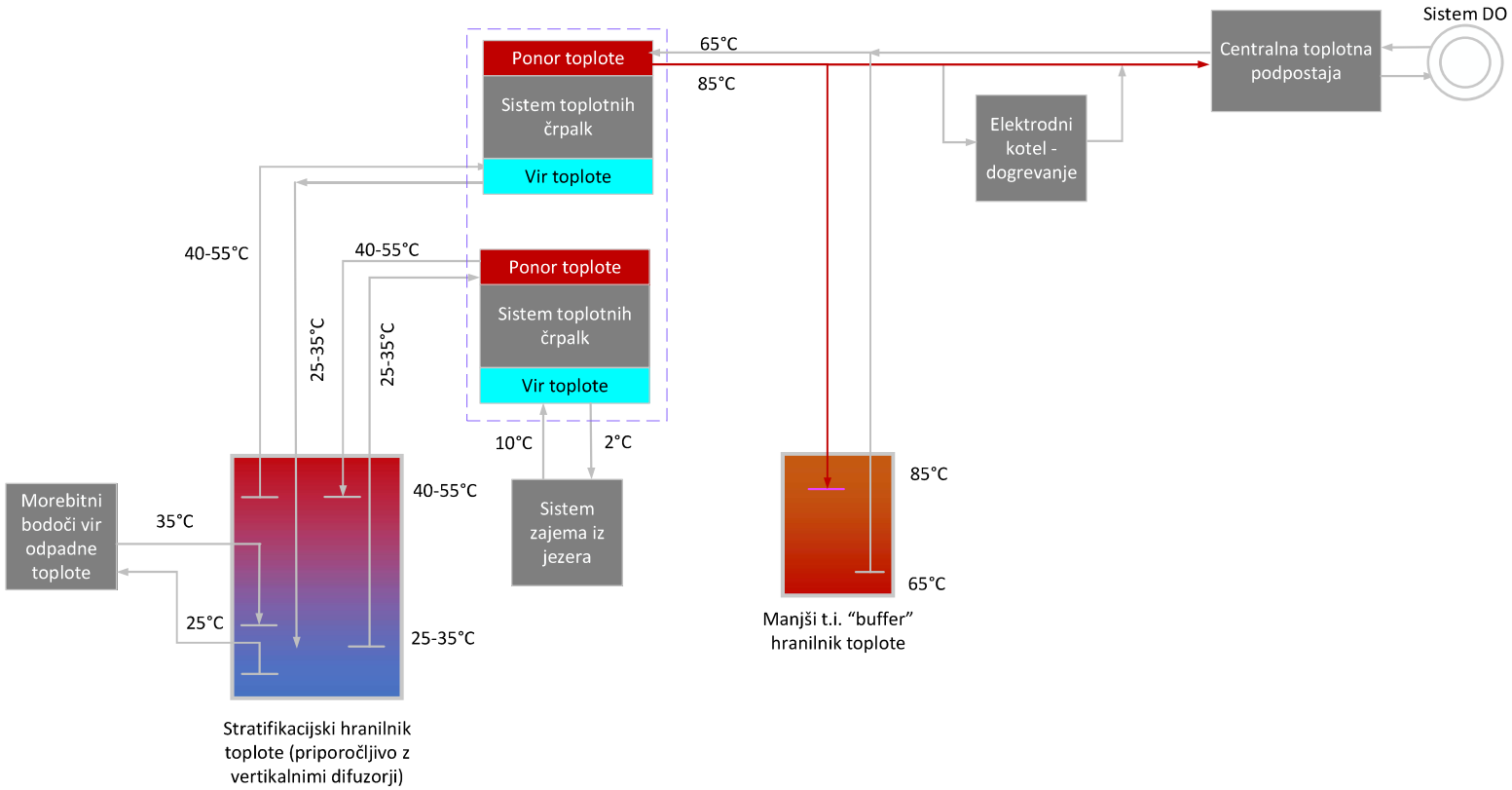
Slika 11 prikazuje enostaven primer in prikaz zaporedne vezave dveh toplotnih črpalk, od katerih ima ena toplotna črpalka nizkotemperaturni toplote iz jezera, druga pa kot vir toplote uporablja odpadno toploto.



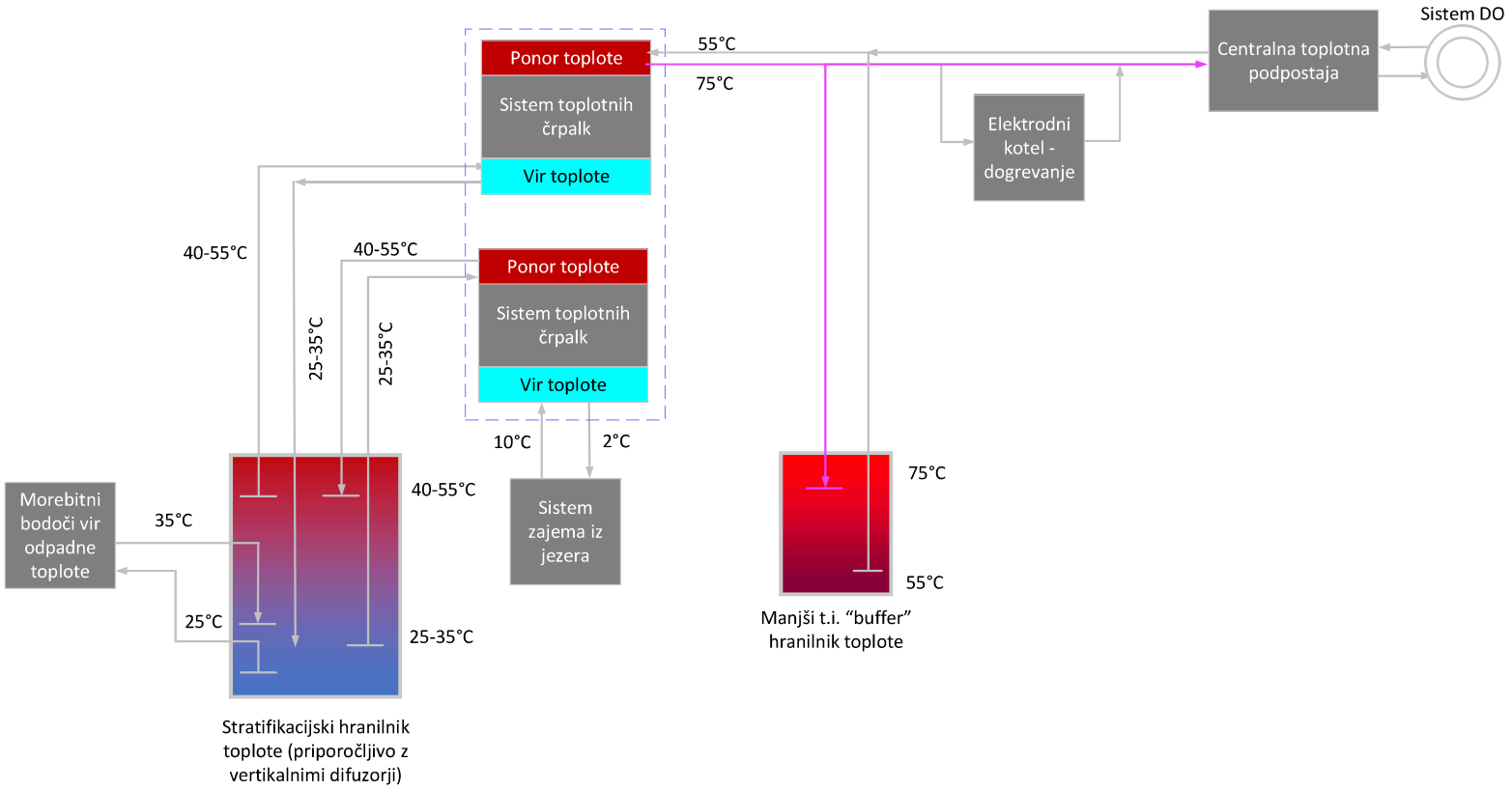
Slika 11: Enostaven primer in prikaz zaporedne vezave dveh toplotnih črpalk, od katerih ima ena toplotna črpalka nizkotemperaturni toplote iz jezera, druga pa kot vir toplote uporablja odpadno toploto.

Na **sliki 12** predstavljamo sistem, za katerega menimo, da bi bil s stališča nadaljnjega razvoja proizvodnih kapacitet v občini najbolj smiseln. Tak sistem bi bil sestavljen iz dveh stratifikacijskih hranilnikov, pri čemer bi prvi hranilnik predstavljal nižje temperature, drugi hranilnik, ki lahko predstavlja manjšo kapaciteto od prvega, pa višje temperature shranjevanja toplote. Na sliki smo dodali še možnost izrabe odpadne toplote, ki se lahko pojavi v prihodnosti kot del kondenzacijske oziroma odpadne toplote pri proizvodnji električne energije ali industrije. Celoten sistem, zasnovan na principu **Slike 12** kot tak ni odvisen od vira odpadne toplote, omogoča pa njegovo morebitno izkoriščanje v prihodnosti. Sistem toplotnih črpalk, obkrožen s črtkano črto se lahko nanaša na večje število dvostopenjskih (z možnostjo izkoriščanja vmesne stopnje), zaporedno vezanih, oziroma kaskadno vezanih toplotnih črpalk. Dodatno k celotnemu sistemu lahko z vgraditvijo elektrodnega kotla omogočamo dodaten dvig temperature, v kolikor je ta potreben.

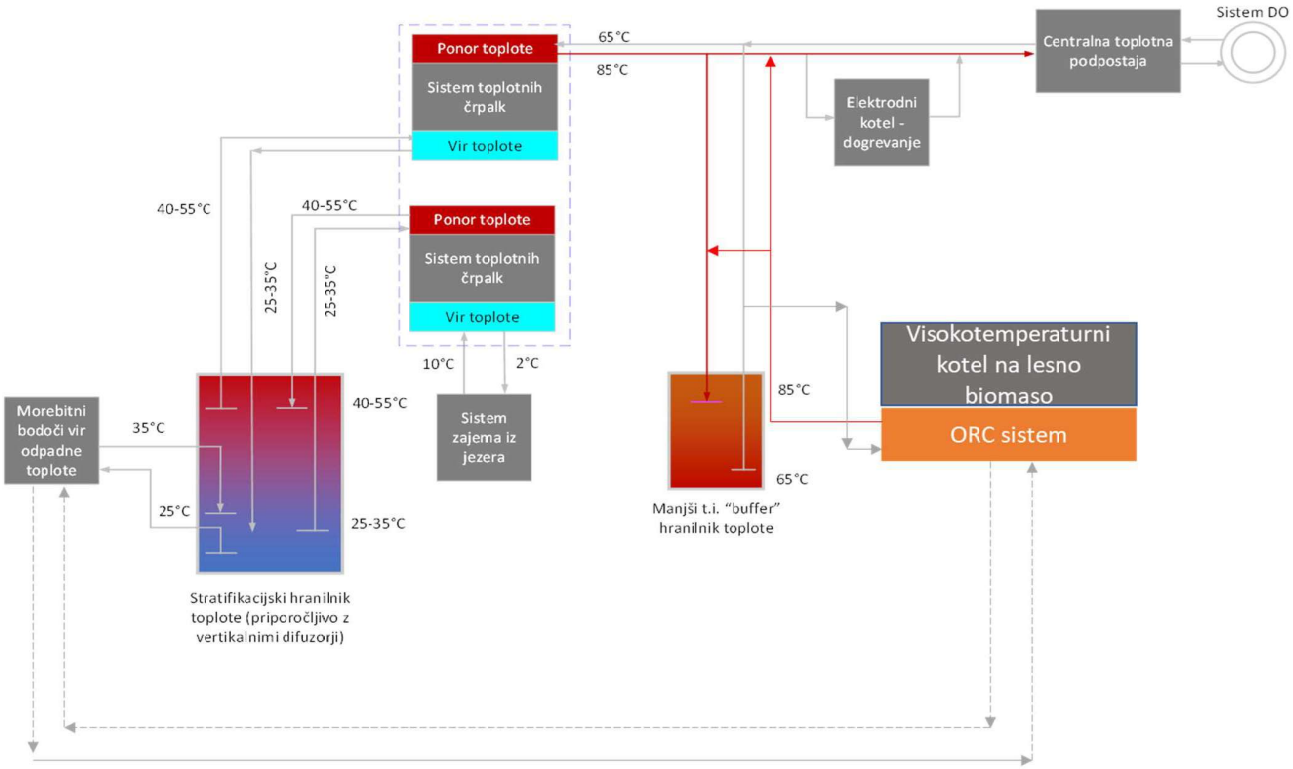
Sistem daljinskega ogrevanja v Velenju se lahko po prenovi objektov, njihovih notranjih ogrevalnih sistemov in toplotnih podpostaj, ob sočasni postavitvi drugega proizvodnega vira npr. na lokaciji Šaleka ali Sela, preobrazi v nizkotemperaturni sistem, kar je seveda cilj zelenega prehoda. V takem primeru se bodo temperature dovoda in povratka toplote lahko znižale, skladno s tem pa bo lahko sistem toplotnih črpalk, ki so predmet tega projekta, deloval na znižanih temperaturah ob nespremenjeni konfiguraciji predlaganega sistema. Skladno s tem je potrebno pri zasnovi samega projekta in kasnejše izvedbe upoštevati to možnost.



Slika 12: Dopolnjeni in predlagani scenarij: Enostaven prikaz povezave predlaganega sistema treh vrst hranilnikov energije s sistemom toplotnih črpalk in sistemom daljinskega ogrevanja.



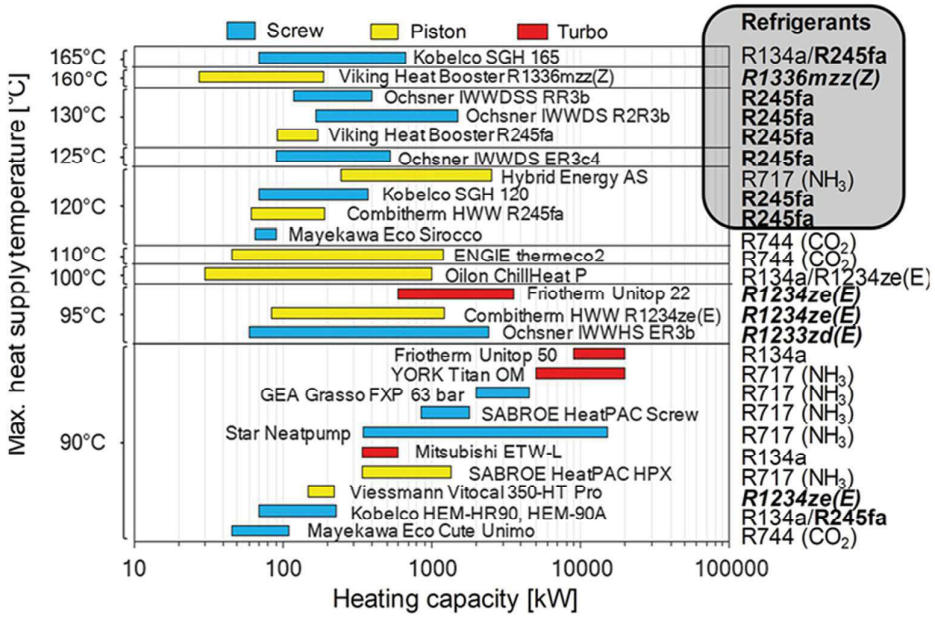
Slika 13: Dopolnjeni in predlagani scenarij za predvideno spremembo temperaturnega režima delovanja: Enostaven prikaz povezave predlaganega sistema treh vrst hranilnikov energije s sistemom toplotnih črpalk in sistemom daljinskega ogrevanja.



Slika 14: Dopolnjeni in predlagani scenarij za predvideno nadgradnjo sistema: Enostaven prikaz povezave predlaganega sistema treh vrst hranilnikov energije s sistemom toplotnih črpalk in sistemom daljinskega ogrevanja ter OVE kogeneracijskim sistemom, pri čemer slednji omogoča delovanje v kondenzacijskem režimu nizkih temperatur (povezava na vir odpadne toplote), ali pa kot dodatni vir toplote poleg toplotnih črpalk.

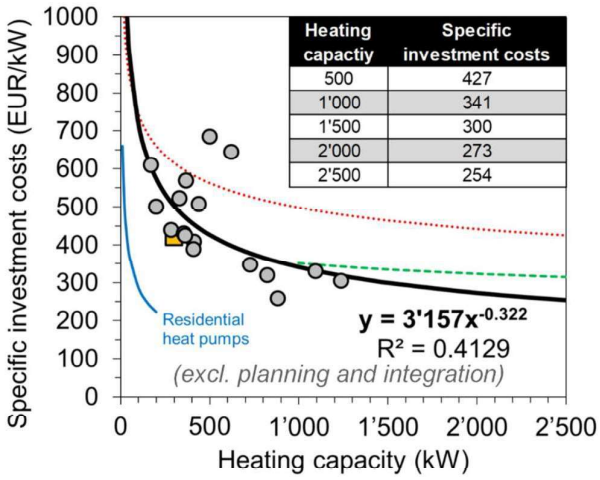
3.3. Globalni trg z visokotemperaturnimi toplotnimi črpalkami

V tem delu prikazujemo trenutno stanje različnih vrst toplotnih črpalk, ki so dostopne na trgu. Prav tako smo dodali k pregledu sistemov še okvirne vrednosti investicij, ki lahko pomembno vplivajo na odločitev pri nakupu sistema toplotnih črpalk. **Slika 15** prikazuje toplotne črpalke večjih zmogljivosti, ki jih je moč dobiti na trgu in ki se nanašajo na temperaturna območja celo do 165 °C.



Slika 15: Trg toplotnih črpalk večjih moči za potrebe ogrevanja do 165 °C [3]. Podatki se nanašajo na leto 2020.

Slika 16 prikazuje okvirne vrednosti investicije v toplotne črpalke (brez planiranja in inštalacije). Vsekakor se z velikostjo sistema pomembno nižajo stroški investicije na enoto moči. Pri tem moramo poudariti, da ima segment visokotemperaturnih toplotnih črpalk višjo dodano vrednost v primerjavi z veliki toplotnimi črpalkami, ki se uporabljajo v namen klimatizacije in hlajenja objektov (za enako moč). Pri naročilu sistema toplotnih črpalk za potrebe projekta, ki je predmet te študije, je potrebno pridobiti ponudbe velikega števila proizvajalcev, ki ustrezajo zgoraj podanim kriterijem. Menimo, da so v nekaterih primerih ponudnikov cene pretirane in jih je možno pomembno znižati, v kolikor naročnik prevzame pobudo in ustrezno komunikacijo z velikim številom ponudnikov.



Slika 16: Okvirne vrednosti investicije v toplotne črpalke glede na toplotno moč brez upoštevanja planiranja in namestitve sistema [4]. Objava podatkov je iz leta 2024.

Podjetja, ki danes ponujajo toplotne črpalke, ki uporabljajo AMONIJAK (NH_3) za doseganje višjih temperatur, skladnih z obravnavanim primerom so:

- Mayekawa Mycom [5],
- Styne Group [6],
- Gea [7],
- Copeland [8],
- Sabroe (Johnson Controls)[9],
- Star Refrigeration [10].

Podjetja, ki danes ponujajo toplotne črpalke, ki uporabljajo HFO hladiva za doseganje višjih temperatur, skladnih z obravnavanim primerom so:

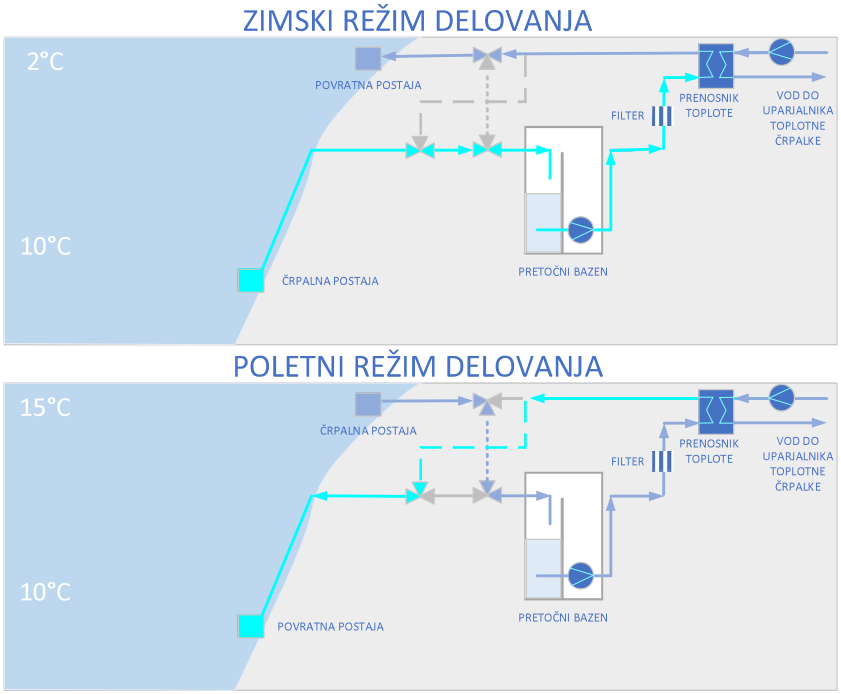
- SPH [11],
- OCHSNER [12],
- FRIOTHERM [13],
- HEATEN [14],
- YORK [15],
- CARRIER [16],
- TURBODEN [17],
- Pure Thermal [18],
- TRANE [19],
- SIEMENS Energy [20].

4. Ostali deli sistema: črpališče in hranilniki energije

4.1. Črpališče

Pomemben del sistema predstavlja črpališče in distribucija jezerske vode do prenosnikov toplote. Zajem in nadalje distribucija vode iz jezera morata omogočati čistost vode v prenosnikih toplote in hkrati izkoriščati prednosti zajema vode iz jezera pri čim višjih temperaturah. Pri tem je hrkati potrebno upoštevati vpliv na mikro-okolje jezera, torej da se povratek vode v jezero vodi na tisto globino, ki približno ustreza temperaturi vodi povratka v jezero. Naročniku predlagamo kontakt in obisk sistema, ki je vzpostavljen ob Ženevskem jezeru ([21], [22], [23], [24]).

Predlagamo uporabo jezerske vode na način, da ta v kombinaciji s toplotno črpalko predstavlja odprti sistem, kjer se voda iz jezera (v primeru ogrevanja s toplotnimi črpalkami) črpa na določeni globini (pozimi globoko, poleti na površini) in vrača v/na jezero (pozimi na površino, poleti v globino). Ponudniki opreme naj ponudijo izvedbo možnosti tako za plavajočo ploščad za črpanje in vračanje vode, kot za potopljeni sistem, kot je na **sliki 17**. Ponudniki sistema naj imajo več kot 10 let referenc pri postavljanju tovrstnih črpalno/čistilnih sistemov.



Slika 17: Prikaz odprtega sistema: črpanja jezerske vode kot vira toplote za toplotne črpalke (ocenjujemo, da bo tak črpalni sistem potreboval priključno električno moč približno enako območju med 12 do 16 $kW_{elektrike}$ / $MW_{toplote}$ vira toplote, torej na strani uparjalnikov).

Odsvetujemo nakup sistemov/storitev, pri katerih ima ponudnik manj kot 10 let izkušenj na področju tehnologije zajema in povratka jezerske vode kot vira toplote v toplotnih črpalkah.

4.2. Hranilniki energije

Hranilniki energije morajo predstavljati smiseln del sistema. Načeloma bi njihova polna dodana vrednost in funkcionalnost bistveno bolje delovala, če bi predstavljali enoto, povezano s celotno proizvodnjo toplote in elektrike na območju. Ne glede na to predstavljajo tudi smiseln del sistema s toplotnimi črpalkami in fotonapetostnim poljem in sicer preko sledečih možnih konfiguracij in delovanja:

- shranjevanje viškov proizvodnje električne energije,
- shranjevanje presežkov toplote iz omrežja daljinskega ogrevanja,
- shranjevanje električne energije z izkoriščanjem ekonomske prednosti nizkih cen električne energije na trgu,
- zmanjšanje maksimalne moči proizvodnih naprav za toploto.

Shranjevanje električne energije ali toplote predstavlja sledeče možnosti:

a) ***Shranjevanje toplote v hranilniku toplote preko pogona toplotnih črpalk*** (to je možno samo v primeru, če so potrebe omrežja daljinskega ogrevanja manjše od zmogljivosti toplotnih črpalk), izkoristek hranilnika toplote je cca >80%. Pretvorba iz ene enote elektrike vodi do COP~2,5, torej 2,5 kratne proizvodnje toplote.

b) ***Shranjevanje električne energije v električnih baterijah*** (pri tem se moramo zavedati, da baterijski sistemi omogočajo polnjenje in praznjenje baterijskega sistema z do 80% učinkovitostjo. Električna energija se v želenem obdobju rabi za pogon toplotnih črpalk ali drugih sistemov. Potrebno je tudi upoštevati, da se za ohranjanje življenjske dobe baterije ne smejo izpraznit pod določen odstotek (npr. 30%), kar seveda predstavlja predimenzioniranje glede na želeno energijo shranevanja.

c) **Preko pretvorbe električne energije direktno v toploto.** Pretvorba iz ene enote elektrike v toploto (primer enakega temperaturnega nivoja kot pri shranjevanju preko toplotne črpalke) je 2,5 krat manjša od primera s toplotno črpalko. Shranjevanje toplote v tovrstnem hranilniku je ima približno >80% učinkovitost.

Odsvetujemo nakup sistemov/storitev, pri katerih ima ponudnik manj kot 10 let izkušenj na področju tehnologij shranjevanja toplote ali shranjevanja električne energije.

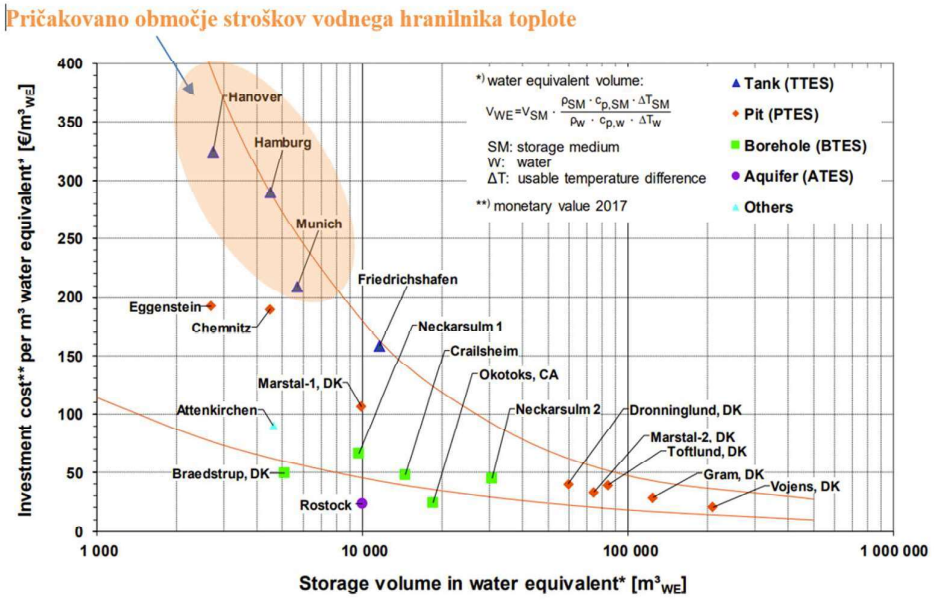
4.2.1. Hranilniki toplote

Med hranilniki toplote za urno ali dnevno rabo **predlagamo rabo klasičnih, vendar dobro izoliranih nadzemnih ali vkopanih (v kolikor to značilnosti terena in lokacije dopuščajo) rezervoarjev vodnih stratifikacijskih hranilnikov**. Z vidika trga je s to vrsto hranilnikov največ izkušenj, hkrati pa imajo hitro odzivnost in so primerni za urno in dnevno obratovanje.

Spodaj podajamo nekaj primerov ponudnikov opreme:

- Araner [25],
- Taikisha group [26],
- Rieckman [27],
- Lipp system [28],
- Fishertank [29].

Ostale vrste velikih hranilnikov toplote so bolj primerne za sezonsko shranjevanje toplote. V primeru, da želi občina ob ostali energetski infrastrukturi, ki ni predmet te študije (npr. sežigalnice, kogeneracija, termoelektrarne) analizirati možnosti sezonskega shranjevanja viškov toplote, **pri sezonskih hranilnikih predlagamo preliminarno usmeritev** v analizo primernosti izvedbe sezonskih hranilnikov in sicer za **vodne hranilnike z uporabo zapuščene rudniške infrastrukture** ali **hranilnike z uporabo geosond**. Tretjo možnost predstavlja **izraba opuščenih cevovodov**, ki pa ne omogočajo želene stratifikacije glede na temperaturne nivoje. Kljub temu se ti cevovodi, v kolikor so vkopani, ne smejo zanemariti kot dodatni potencial za shranjevanje toplote.



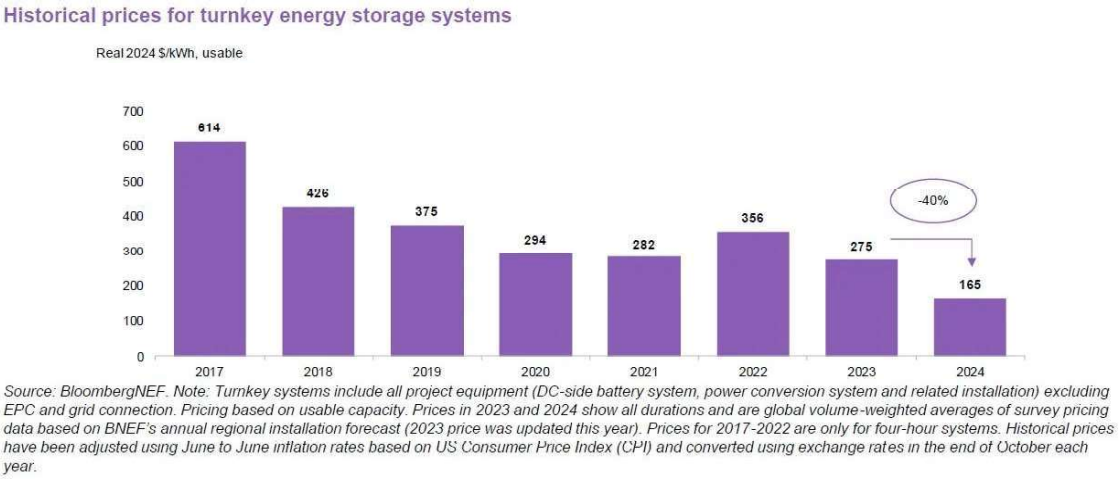
Slika 18: Investicijski stroški velikih hranilnikov toplote [30].



Slika 19: Primer dveh nadzemnih rezervoarjev - stratifikacijskih hranilnikov toplote za dvodnevno shranjevanje toplote v Copenhagnu [31].

4.2.2. Hranilniki električne energije

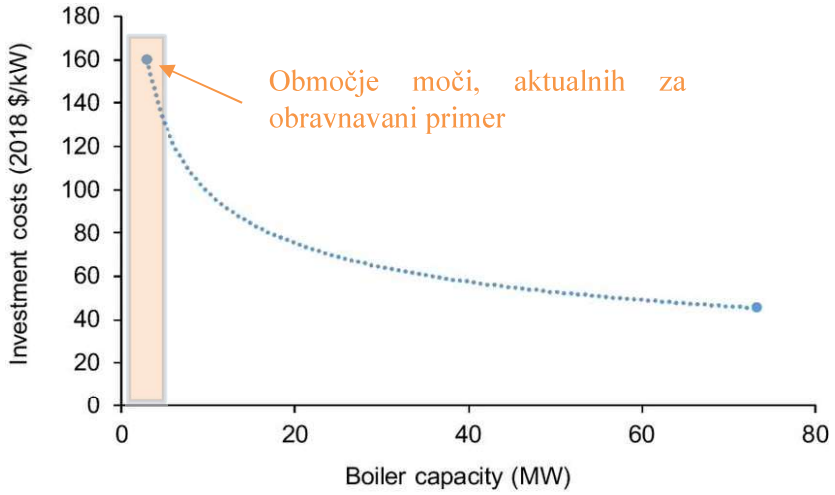
Glede na obravnavane scenarije v tem poročilu se poleg uporabe hranilnikov toplote lahko smiselno uporabi tudi hranilnike za shranjevanje proizvedene električne energije iz SE, ali pa shranjevanje bistveno cenejše električne energije na trgu, ki jo je možno koristiti kasneje v sistemu. Primarno naj se hranilniki električne energije uporabljajo v povezavi s sistemom toplotnih črpalk in ne električnih kotelnih grelnikov/hranilnikov, to pa zaradi zelo slabe energetske učinkovitosti slednjih.



Slika 20: Stroški hranilnikov elektrike glede na leto (BloombergNEF, 2023-2024).

4.2.3. Elektrodni hranilniki toplote

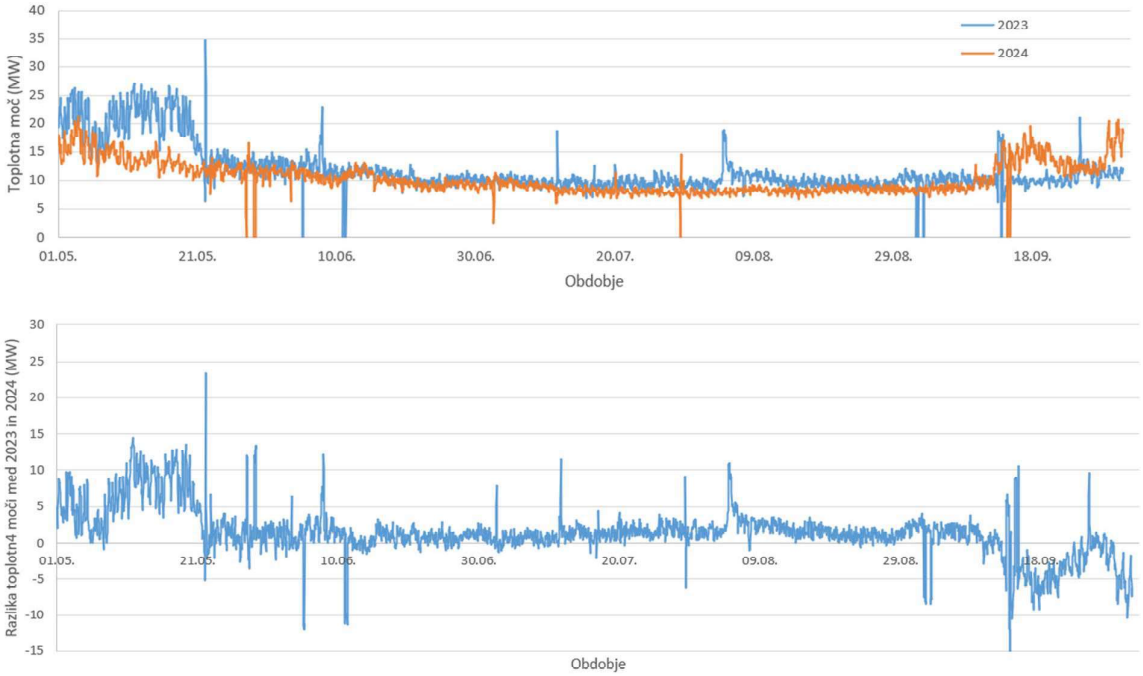
Elektrodni hranilniki toplote predstavlja energetsko gledano najslabšo možno varianto shranjevanja toplote. Ta vrsta hranilnikov in hkrati generatorjev toplote mora zato predstavljati v primerjavi s toplotnimi črpalkami in hranilniki toplote minorni del. Elektrodni hranilniki toplote, zaradi možnosti gretja do visokih temperatur, se naj primarno uporabijo za dogrevanje vode za sistem daljinskega ogrevanja, vendar naj pri tem ne doprinašajo več kot 10 K temperaturnega dviga na strani vode v sistemu (zaradi energetske potratnosti). Njihova druga funkcija naj bo povezana z možnostjo pokrivanja vršnih obremenitev sistema daljinskega ogrevanja.



Slika 21: Stroški elektrodnih hranilnikov glede na toplotno moč [32].

5. Analiza scenarijev v obdobju 1.5. do 30.9.

Iz Komunalnega podjetja Velenje (KPV) smo pridobili urne vrednosti o toplotnem odjemu za leti 2023 in 2024. Osredotočili smo se na obdobje med 1.5. in 30.9. Predviden toplotni odjem smo izračunali kot 75% vsote odjema za Velenje in Šoštanj. Urne vrednosti za leti 2023 in 2024 so prikazane na **sliki 22**. Vrednosti se precej razlikujejo – v letu 2024 je bilo dobavljenih 5.448 MWh toplote manj kot v istem obdobju v letu 2023. Spodnji graf na **sliki 22** prikazuje razliko med obema obdobjema.



Slika 22: Toplotni odjem za leto 2023 in 2024.

Določili smo tri scenarije pokrivanja toplotne moči z uporabo kombinacije sončne elektrarne in toplotnih črpalk. Analiza obsega štiri različne kombinacije modulov in inverterjev v sončni elektrarni, o katerih je več zapisano v **Poglavju 2**:

- BiGen (Bisol moduli + generični inverterji),
- BiHu (Bisol moduli + Huawei inverterji),
- SPGen (Sunpower moduli + generični inverterji),
- SPHu (Sunpower moduli + Huawei inverterji).

Za vsako kombinacijo smo analizirali urne vrednosti proizvedene električne energije, ki smo jih določili s programom PVsyst. Analizirali smo štiri različne scenarije, ki se med seboj razlikujejo po skupni nazivni toplotni moči toplotnih črpalk in sicer:

- prvi scenarij: toplotne črpalke konstantno proizvajajo 4 MW toplote,
- drugi scenarij: toplotne črpalke konstantno proizvajajo 8 MW toplote,
- tretji scenarij: toplotne črpalke konstantno proizvajajo 9,3 MW toplote,
- četrti scenarij: toplotne črpalke konstantno proizvajajo 10,5 MW toplote.

Proizvedena električna energija iz fotonapetostnih sistemov je za vse štiri scenarije enaka.

V analizi smo uporabili podatke o toplotni črpalki voda-voda Sabroe DualPAC 712-W [33], ki so zapisani v preglednici 5.

Preglednica 5: Podatki za eno enoto toplotne črpalke Sabroe DualPAC 712-W [33] pri temperaturah uparjalnika 15 °C/5 °C (vstop/izstop) ter temperaturah kondenzatorja 70 °C/90 °C (vstop/izstop).

Toplotna moč (kW)	El. moč na gredi (kW)	COP na gredi (/)	Količina hladiva R717 (kg)	Masa (kg)	Dimenzije (mm)	Hrup (dB(A))
1.381	445*	3,1*	102	13.500	5.500x3.000x2.100	88

Podatek za COP smo korigirali in sicer zaradi sledečih razlogov:

- podatki proizvajalca so podani za električno moč in COP na gredi.
- S KPV smo se dogovorili o analizi delovanja toplotne črpalke pri pogojih 80 °C/60 °C (dovod in povratek v sistemu daljinskega ogrevanja) ter upoštevanjem vsakotedenskega pregrevanja dovoda na 85°C.

Zato smo v ostalih analizah upoštevali znižano grelno število in sicer COP = 2,5.



Slika 23: Prikaz obravnavane dvostopenjske toplotne črpalke Sabroe DualPAC 712-W z batnim kompresorjem in amonijakom kot hladivom [33].

Za vsak scenarij smo predpostavili, da toplotne črpalke v obravnavanem obdobju delujejo ves čas z največjo toplotno močjo. Na urnem nivoju smo za štiri različne sončne elektrarne

analizirali presežek oz. primanjkljaj toplotne in električne moči. Na podlagi podatkov o presežkih smo analizirali uporabo baterijskega hranilnika in toplotnega hranilnika.

Podatki, ki so prikazani v preglednicah za posamezne scenarije, so naslednji:

Povzetek rezultatov celotnega analiziranega obdobja:

- proizvedena električna energija na SE (MWh),
- zahtevana el. energija za max toplotno moč vseh TČ (MWh),
- dovedena el. energija iz omrežja v primeru SE brez baterij (MWh),
- presežek el. energije SE- energija shranjena v baterijo (MWh),
- št. ur presežka proizvedene el. energije,
- maksimalna velikost baterij. hr. za shranjevanje vse odvečne el. energije (MWh),
- dovedena el. energija iz omrežja v primeru SE z baterijo (MWh),
- odstotek el. energije iz omrežja v primeru brez uporabe baterij. hr.,
- odstotek el. energije iz omrežja v primeru uporabe baterij. hr.,
- proizvedena toplota s polno obrat. močjo (MWh),
- zahtevana toplota (odjem)(MWh),
- primanjkljaj toplote (zahtevana-proizvedena) (MWh),
- št. ur, ko TČ ustvarijo presežek toplote (/),
- presežna toplota shranjena v hranilnik toplote (MWh),
- maksimalna velikost hr. toplote za shranjevanje toplote (MWh),
- primanjkljaj toplote brez hranilnika toplote (MWh), primanjkljaj toplote s hranilnikom toplote (MWh),
- odstotek shranjene toplote v primerjavi s celotno proizvedeno toploto (MWh).

V preglednicah so podane največje urne vrednosti v celotnem obdobju:

- Proizvedena električna moč na SE (MW)
- Zahtevana el. moč za maksimalno toplotno moč vseh TČ (MW)
- Dovedena električna moč iz omrežja v primeru SE brez baterij (MW)
- Presežek električne moči SE- energija shranjena v baterijo (MW)
- Dovedena el. moč iz omrežja v primeru SE z baterijo (primanjkljaj) (MW)
- Zahtevana toplota moč (odjem)(MW)
- Primanjkljaj toplotne moči (zahtevana-proizvedena) brez hranilnika (MW)
- Primanjkljaj toplotne moči s hranilnikom toplote (MW)
- Presežna toplota moč (MW)

Predpostavili smo popolnoma idealno delovanje električnega baterijskega hranilnika – polnjenje in praznjenje med 0 in 100%. Kapaciteta hranilnika ni bila omejena, tako da smo lahko shranili vse viške električne energije proizvedene na SE. Potrebno velikost se lahko določi iz najvišje dosežene vrednosti energije shranjene v hranilnik.

V scenarijih, pri katerih je bila ugotovljena smiselnost uporabe hranilnika toplote, količina shranjene toplote ne vpliva na delovanje toplotnih črpalk in posledično ne vpliva na količino

uporabljene električne energije. Toplotne črpalke ves čas delujejo na polni obremenitvi, višek toplote pa se shranjuje v hranilnik toplote in se uporabi za nadomeščanje razlike toplote med odjemom in dovedeno toploto iz toplotnih črpalk pri polni obremenitvi. Po želji naročnika lahko analizo razširimo tako, da bi se delovanje toplotnih črpalk prilagajajo količini shranjene toplote v hranilniku (npr. izključitev ene ali več enot toplotnih črpalk za neko časovno obdobje). V takšni analizi bi videli vpliv shranjene toplote na rabo električne energije za delovanje toplotnih črpalk.

Analiza 2023 in 2024 ima različne podatke o rabi toplote, proizvedena električna energija na SE pa je enaka za obe obdobji, saj program PVsyst za izračun sončnega obsevanja uporabi podatke modelnega leta (10-letno vremensko povprečje na dani lokaciji).

V naslednjih scenarijih je obravnavano obdobje 1.5. do 30.9. za leti 2023 in 2024.

5.1. Prvi scenarij: toplotne črpalke konstantno proizvajajo 4 MW toplote

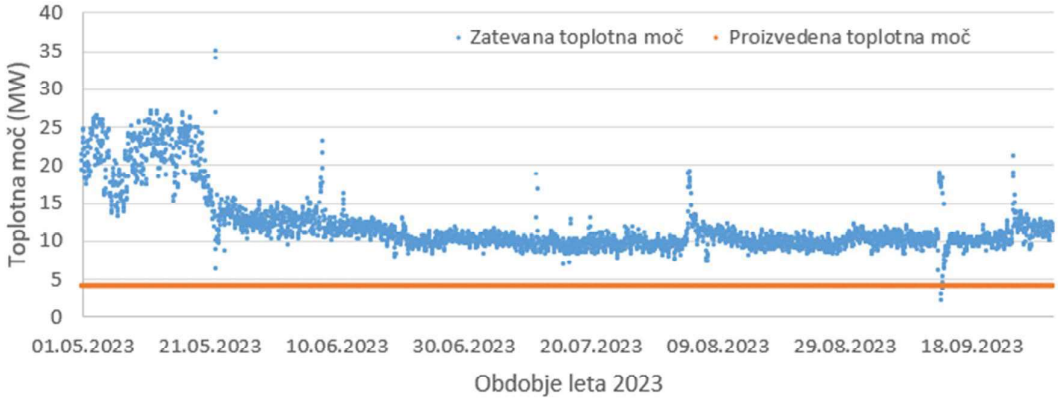
V prvem scenariju bi za zagotavljanje 4 MW toplotne moči potrebovali 3 enote toplotnih črpalk Sabroe DualPAC 712-W [33], s skupno toplotno močjo 3,996 MW in skupno električno močjo 1,60 MW.

a) Obdobje 2023

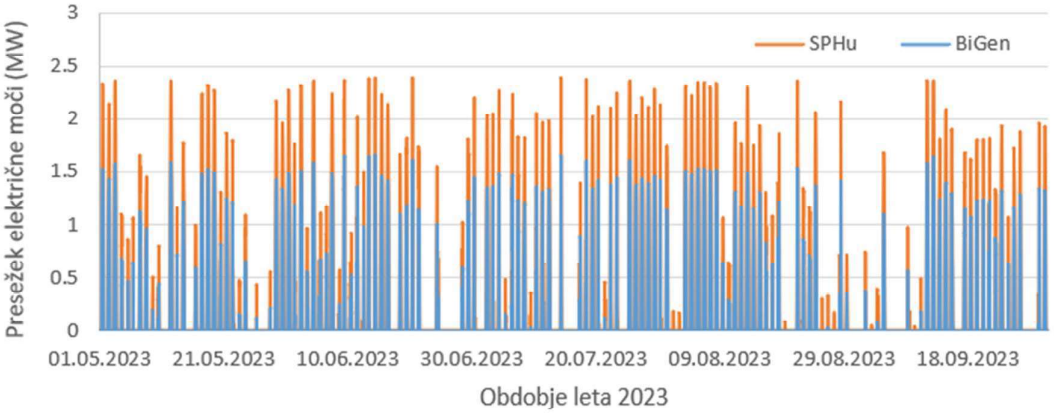
Preglednica 6: Povzetek rezultatov celotnega obdobja 1.5. do 30.9. 2023 (razlaga rezultatov v nadaljevanju teksta)

	BiGen	BiHu	SPGen	SPHu
Proizvedena električna energija na SE (MWh)	2603,7	2763,8	2960,8	3137,6
Zahtevana el. energija za max toplotno moč vseh TČ (MWh)	5869,3	5869,3	5869,3	5869,3
Dov. dodatna el. energija iz omrežja v primeru SE brez baterij (MWh)	3839,7	3776,8	3740,8	3676,6
Presežek el. energije SE- energija shranjena v baterijo (MWh)	574,1	671,3	832,2	944,9
Št. ur presežka proizvedene el. energije	703	739	811	868
Max vel. bat. za shranjevanje vse odvečne el. energije (MWh)	10,0	11,8	14,0	15,7
Dov. el. energija iz omrežja v primeru SE z baterijo (MWh)	3265,6	3105,5	2908,6	2731,7
Odstotek el. en. iz omrežja v primeru brez uporabe baterij. hr.	65,4	64,3	63,7	62,6
Odstotek el. en. iz omrežja v primeru uporabe baterij. hr.	55,6	52,9	49,6	46,5
Proizvedena toplota s polno obrat. močjo (MWh)	14673,3	14673,3	14673,3	14673,3
Zahtevana toplota (odjem)(MWh)	43760,5	43760,5	43760,5	43760,5

Primanjkljaj toplote (zahtevana-proizvedena) (MWh)	29090,6	29090,6	29090,6	29090,6
Št. ur, ko TČ ustvarijo presežek toplote (/)	3,0	3,0	3,0	3,0
Presežna toplota shranjena v hranilnik toplote (MWh)	3,4	3,4	3,4	3,4
Max. velikost hr. toplote za shranjevanje toplote (MWh)	3,4	3,4	3,4	3,4
Primanjkljaj toplote brez hranilnika toplote (MWh)	29090,6	29090,6	29090,6	29090,6
Primanjkljaj toplote s hranilnikom toplote (MWh)	29087,2	29087,2	29087,2	29087,2
Odstotek shranjene toplote v primerjavi s celotno proizvedeno toploto (MWh)	0,0	0,0	0,0	0,0



Slika 24: Zahtevana toplotna moč in proizvedena toplotna moč s toplotnimi črpalkami v obdobju med 1.5. in 30.9.2023.



Slika 25: Presežek električne moči proizvedene v dveh različnih SE in sicer BiGen in SPHu. Presežek predstavlja preostanek moči v tistih delih opazovanega obdobja, kot SE proizvede več elektrike, kot je toplotne črpalke 4 MW moči potrebujejo.

Komentar k analizi proizvedene toplote: Toplotne črpalke proizvajajo 4 MW toplotne moči, kar v 99,99% obravnavanega časa ne pokrije zahtevane toplotne moči. V scenariju 1 je proizvedena toplotna moč višja od odjema samo v 3 urnih vrednostih. Presežek toplote je skupno 3,4 MWh, zaradi česar toplotni hranilnik ni potreben. Preostali čas toplotne črpalke ne zadostijo rabi, zaradi česar je potrebno zagotoviti skupno 29090,6 MWh toplote iz drugih virov. V primeru, da bi hranilnik s kapaciteto 3.4 MWh ure vseeno imeli, bi bilo potrebno iz drugih virov dovesti 29087,2 MWh toplote.

Komentar k analizi proizvedene električne energije: Za delovanje toplotnih črpalk pri polni toplotni moči 4 MW proizvedena električna energija na SE ne zadostuje, zahtevane električne energije ne moremo v celotni pokriti niti z uporabo baterijskega hranilnika, v kolikor bi le ta shranjeval samo električno energijo iz SE. Seveda pa lahko tak hranilnik shranjujejo poceni kupljeno električno energijo na trgu in tako premosti primanjkljaj.

Celotna zahtevana električna energija TČ v opazovanem obdobju je 5869,3 MWh. V tem obdobju kombinacija BiGen proizvede 2603,7 MWh, kombinacija SPHu pa 3137,6 MWh električne energije. Kombinacija BiGen proizvede zadostno (oz. višjo) električno moč od zahtevane v 703 urah (19,1% časa), kombinacija SPHu pa v 868 urah (23,6% časa).

Če viškov proizvedene električne energije ne shranjujemo v baterijskem hranilniku, je v primeru uporabe kombinacije BiGen iz omrežja potrebno dobaviti 3839.7 MWh električne energije (65,4%), v primeru SPHu pa 3676,6 MWh (62,6%).

Z uporabo idealnega baterijskega hranilnika se potrebna dovedena električna energija iz omrežja zmanjša, optimalna velikost hranilnika pa mora biti prilagojena vsaki kombinaciji fotonapetostnih modulov in inverterjev. V primeru baterijskih hranilnikov s kapaciteto 10 MWh (BiGen) oz. 15,74 MWh (SPHu) bi lahko shranili vse viške električne energije proizvedene na SE. Višek proizvedene električne energije v primeru BiGen znaša 574 MWh, v primeru SPHu pa 944,88 MWh. Iz električnega omrežja bi ob uporabi baterijskega hranilnika in kombinacije BiGen morali dovesti 3265,6 MWh električne energije (55,6%), v primeru SPHu pa 2731,7 MWh električne energije (46,5%).

Preglednica 7: Povzetek rezultatov največjih urnih vrednosti v celotnem obdobju 2023

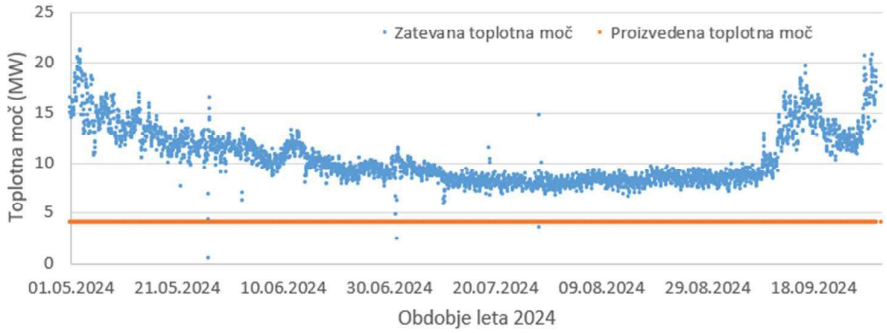
	BiGen	BiHu	SPGen	SPHu
Proizvedena električna moč na SE (MW)	3,2	3,6	3,8	4,0
Zahtevana el. moč za max toplotno moč vseh TČ (MW)	1,6	1,6	1,6	1,6
Dovedena električna moč iz omrežja v primeru SE brez baterij (MW)	1,6	1,6	1,6	1,6
Presežek električne moči SE- energija shranjena v baterijo (MW)	1,6	2,0	2,2	2,4
Dov. el. moč iz omrežja v primeru SE z baterijo (primanjkljaj) (MW)	1,6	1,6	1,6	1,6
Zahtevana toplota moč (odjem)(MW)	34,8	34,8	34,8	34,8
Primanjkljaj toplotne moči (zahtevana-proizvedena) brez hranilnika (MW)	30,8	30,8	30,8	30,8
Primanjkljaj toplotne moči s hranilnikom toplote (MW)	30,8	30,8	30,8	30,8
Presežna toplota moč (MW)	1,9	1,9	1,9	1,9

Komentar: Največji presežek električne energije bi bil 2,4 MWh v primeru SPHu, kar je posledica največje proizvedene električne energije v tem primeru. Vsi preostali podatki v **Preglednici 7** so enaki za vse primere, saj nanje izbira modulov in inverterjev ne vpliva.

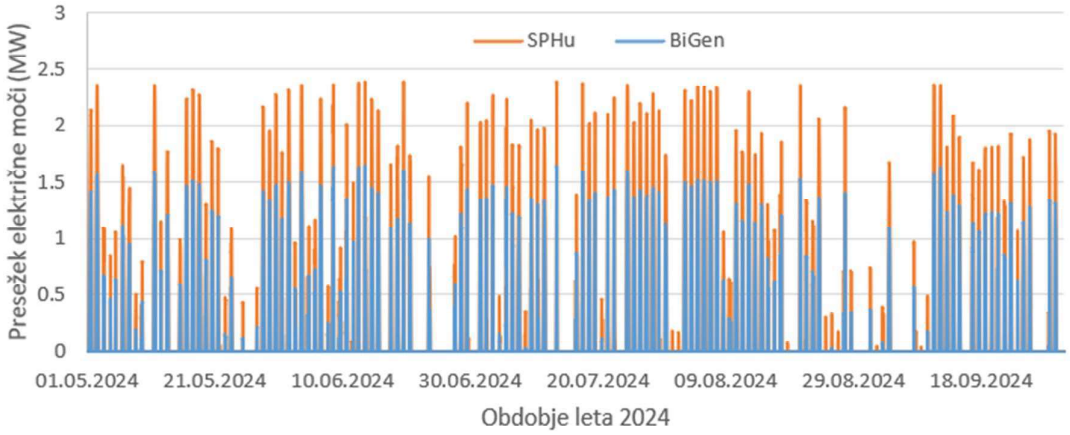
b) Obdobje 2024

Preglednica 8: Povzetek rezultatov celotnega obdobja 2024

	BiGen	BiHu	SPGen	SPHu
Proizvedena električna energija na SE (MWh)	2603,7	2763,8	2960,8	3137,6
Zahtevana el. energija za max toplotno moč vseh TČ (MWh)	5869,3	5869,3	5869,3	5869,3
Dov. el. energija iz omrežja v primeru SE brez baterij (MWh)	3839,7	3776,8	3740,8	3676,6
Presežek el. energije SE- energija shranjena v baterijo (MWh)	574,09	671,32	832,25	944,88
Št. ur presežka proizvedene el. energije	703,00	739,00	811,00	868,00
Max vel. bat. za shranjevanje vse odvečne el. energije (MWh)	10,03	11,75	14,02	15,74
Dov. el. energija iz omrežja v primeru SE z baterijo (MWh)	3265,6	3105,5	2908,6	2731,7
Odstotek el. en. iz omrežja v primeru brez uporabe baterij. hr.	65,4	64,3	63,7	62,6
Odstotek el. en. iz omrežja v primeru uporabe baterij. hr.	55,6	52,9	49,6	46,5
Proizvedena toplota s polno obrat. močjo (MWh)	14673,3	14673,3	14673,3	14673,3
Zahtevana toplota (odjem)(MWh)	38244,2	38244,2	38244,2	38244,2
Primanjkljaj toplote (zahtevana-proizvedena) (MWh)	23585,1	23585,1	23585,1	23585,1
Št. ur, ko TČ ustvarijo presežek toplote (/)	5,0	5,0	5,0	5,0
Presežna toplota shranjena v hranilnik toplote (MWh)	14,2	14,2	14,2	14,2
Max. velikost hr. toplote za shranjevanje toplote (MWh)	7,7	7,7	7,7	7,7
Primanjkljaj toplote brez hranilnika toplote (MWh)	23585,1	23585,1	23585,1	23585,1
Primanjkljaj toplote s hranilnikom toplote (MWh)	23570,9	23570,9	23570,9	23570,9
Odstotek shranjene toplote v primerjavi s celotno proizvedeno toploto (MWh)	0,1	0,1	0,1	0,1



Slika 26: Zahtevana toplotna moč in proizvedena toplotna moč v obdobju med 1.5. in 30.9.2024.



Slika 27: Presežek električne moči BiGen in SPHu.

Komentar: Podatki za 2024 so podobni podatkom iz 2023, razlika je le v 5561,3 MWh manjši zahtevani toploti v letu 2024.

Preglednica 9: Povzetek rezultatov največjih urnih vrednosti v celotnem obdobju 2024

	BiGen	BiHu	SPGen	SPHu
Maksimalna proizvedena električna moč na SE (MW)	3,2	3,6	3,8	4,0
Zahtevana el. moč za **maksimlano** toplotno moč vseh TČ (MW)	1,6	1,6	1,6	1,6
Dovedena električna moč iz omrežja v primeru SE brez baterij (MW)	1,6	1,6	1,6	1,6
Maksimalni presežek el. moči SE - energija shranjena v baterijo (MW)	1,6	2,0	2,2	2,4
El. moč iz omrežja v primeru SE z baterijo (primanjkljaj) (MW)	1,6	1,6	1,6	1,6
Zahtevana **maksimalna** toplota moč (odjem)(MW)	21,2	21,2	21,2	21,2
Maksimalni primanjkljaj toplotne moči brez hranilnika (MW)	17,2	17,2	17,2	17,2
Maksimalni primanjkljaj toplotne moči s hranilnikom toplote (MW)*	17,2	17,2	17,2	17,2
Maksimalna presežna toplota moč (MW)	4,3	4,3	4,3	4,3

*Za primer, ko hranilnik služi samo shranjevanju presežne toplote iz TČ

Komentar: V primerjavi z letom 2023 so majhne razlike posledica nižjega toplotnega odjema.

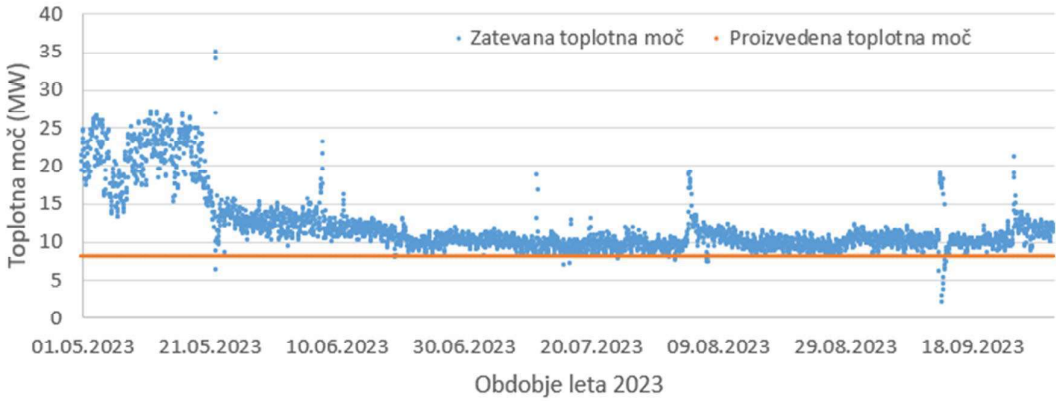
5.2. Drugi scenarij: toplotne črpalke konstantno proizvajajo 8 MW toplote

V drugem scenariju bi za pokrivanje 8 MW toplotnega odjema potrebovali 6 enot toplotnih črpalk Sabroe DualPAC 712-W [33], s skupno toplotno močjo 7,992 MW in skupno električno močjo 3,2 MW.

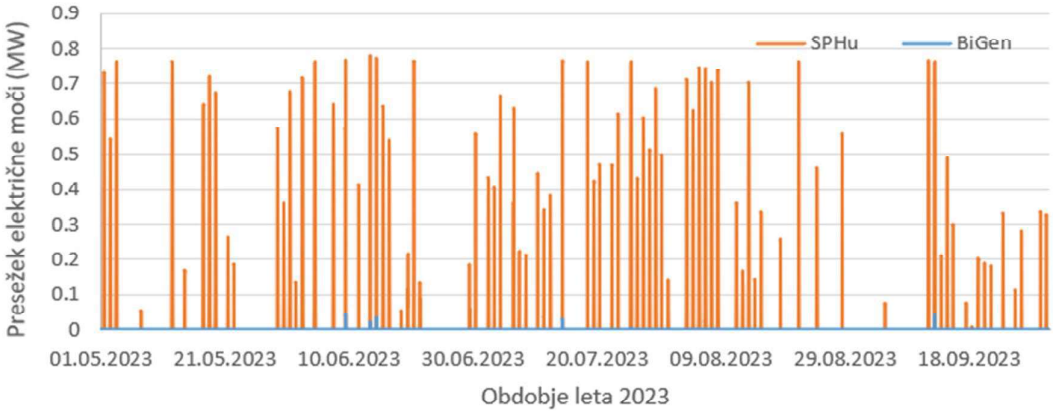
a) Obdobje 2023

Preglednica 10: Povzetek rezultatov celotnega obdobja 2023

	BiGen	BiHu	SPGen	SPHu
Proizvedena električna energija na SE (MWh)	2603,7	2763,8	2960,8	3137,6
Zahtevana el. energija za max toplotno moč vseh TČ (MWh)	11738,6	11738,6	11738,6	11738,6
Dov. el. energija iz omrežja v primeru SE brez baterij (MWh)	9135,1	8987,7	8831,8	8698,6
Presežek el. energije SE- energija shranjena v baterijo (MWh)	0,2	12,9	54,0	97,5
Št. ur presežka proizvedene el. energije	7	85	191	264
Max vel. bat. za shranjevanje vse odvečne el. energije (MWh)	0,05	1,1	2,1	3,4
Dov. el. energija iz omrežja v primeru SE z baterijo (MWh)	9135,0	8974,8	8777,9	8601,1
Odstotek el. en. iz omrežja v primeru brez uporabe baterij. hr.	77,8	76,6	75,2	74,1
Odstotek el. en. iz omrežja v primeru uporabe baterij. hr.	77,8	76,5	74,8	73,3
Proizvedena toplota s polno obrat. močjo (MWh)	29346,6	29346,6	29346,6	29346,6
Zahtevana toplota (odjem)(MWh)	43760,5	43760,5	43760,5	43760,5
Primanjkljaj toplote (zahtevana-proizvedena) (MWh)	14452,0	14452,0	14452,0	14452,0
Št. ur, ko TČ ustvarijo presežek toplote (/)	28,0	28,0	28,0	28,0
Presežna toplota shranjena v hranilnik toplote (MWh)	38,1	38,1	38,1	38,1
Max. velikost hr. toplote za shranjevanje toplote (MWh)	21,8	21,8	21,8	21,8
Primanjkljaj toplote brez hranilnika toplote (MWh)	14452,0	14452,0	14452,0	14452,0
Primanjkljaj toplote s hranilnikom toplote (MWh)	14413,9	14413,9	14413,9	14413,9
Odstotek shranjene toplote v primerjavi s celotno proizvedeno toploto (MWh)	0,1	0,1	0,1	0,1



Slika 28: Zahtevana toplotna moč in proizvedena toplotna moč v obdobju med 1.5. in 30.9.2023.



Slika 29: Presežek električne moči BiGen in SPHu.

Komentar: V scenariju 2 je proizvedena toplota višja od odjema pri 28 urnih vrednostih (skupno 38,1 MWh). Za pokrivanje viškov proizvedene toplote s pomočjo toplotnih črpalk bi potrebovali 21,8 MWh velik hranilnik. Seveda kljub hranilniku toplotne črpalke ne zadostijo rabi, zaradi česar je potrebno zagotoviti skupno 14413,9 MWh oz. 14452,0 (če hranilnika ne bi imeli) toplote iz drugih virov.

Za delovanje na polni moči proizvedena električna energija na SE kljub uporabi baterijskega hranilnika ne zadostuje. V primeru BiGen je presežek električne energije zaznan le v 7 urah, zaradi česar baterijski hranilnik ne bi bil smiseln. V primeru SPHu je presežek električne energije zaznan v 264 urah. Z uporabo baterijskega hranilnika s kapaciteto 3,4 MWh bi v tem primeru iz omrežja potrebovali 0,8% električne energije manj, kot če baterijskega hranilnika ne bi imeli. V primeru BiGen je iz omrežja potrebno dobaviti 77,8% v primeru SPHu pa 74,1% električne energije za delovanje TČ (brez upoštevanja baterijskega hranilnika).

Preglednica 11: Povzetek rezultatov največjih urnih vrednosti v celotnem obdobju 2023

	BiGen	BiHu	SPGen	SPHu
Maksimalna proizvedena električna moč na SE (MW)	3,2	3,6	3,8	4,0
Zahtevana el. moč za **maksimalno** toplotno moč vseh TČ (MW)	3,2	3,2	3,2	3,2
Dovedena električna moč iz omrežja v primeru SE brez baterij (MW)	3,2	3,2	3,2	3,2
Maksimalni presežek el. moči SE - energija shranjena v baterijo (MW)	0,05	0,4	0,6	0,8
El. moč iz omrežja v primeru SE z baterijo (primanjkljaj) (MW)	3,2	3,2	3,2	3,2
Zahtevana **maksimalna** toplota moč (odjem)(MW)	34,8	34,8	34,8	34,8
Maksimalni primanjkljaj toplotne moči brez hranilnika (MW)	26,8	26,8	26,8	26,8
Maksimalni primanjkljaj toplotne moči s hranilnikom toplote (MW)*	26,0	26,0	26,0	26,0
Maksimalna presežna toplota moč (MW)	5,9	5,9	5,9	5,9

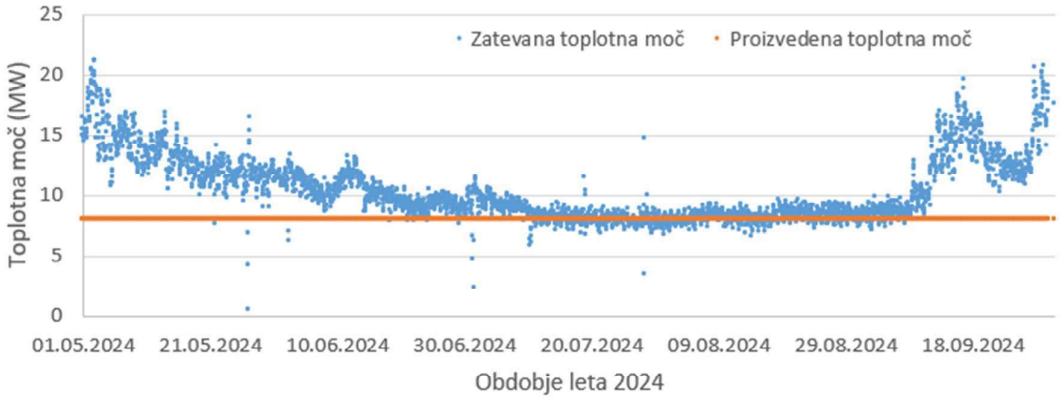
*Za primer, ko hranilnik služi samo shranjevanju presežne toplote iz TČ

Komentar: Največji presežek električne energije bi bil 0,8 MWh v primeru SPHu, kar je posledica največje proizvedene električne energije v tem primeru. Vsi preostali podatki v tabeli so enaki za vse primere, saj nanje izbira modulov in inverterjev ne vpliva.

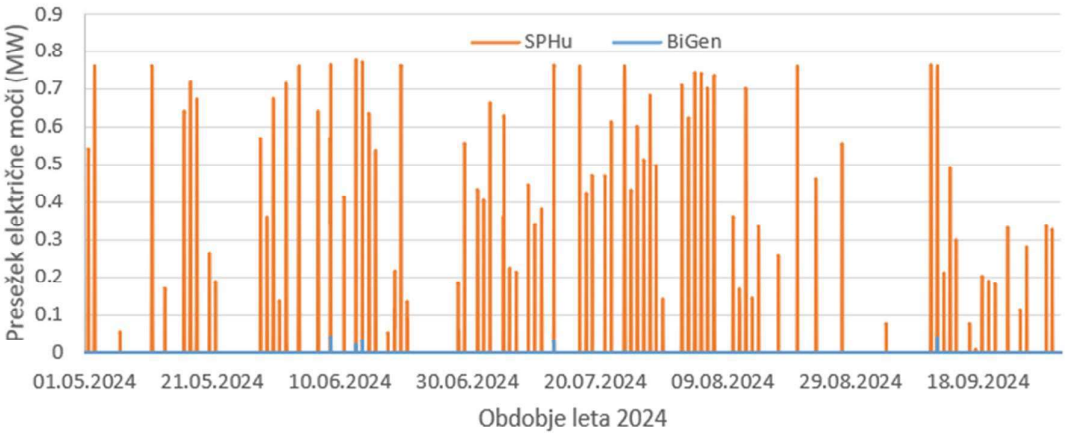
a) Obdobje 2024

Preglednica 12: Povzetek rezultatov celotnega obdobja 2024

	BiGen	BiHu	SPGen	SPHu
Proizvedena električna energija na SE (MWh)	2603,7	2763,8	2960,8	3137,6
Zahtevana el. energija za max toplotno moč vseh TČ (MWh)	11738,6	11738,6	11738,6	11738,6
Dov. el. energija iz omrežja v primeru SE brez baterij (MWh)	9135,1	8987,7	8831,8	8698,6
Presežek el. energije SE- energija shranjena v baterijo (MWh)	0,18	12,86	53,95	97,50
Št. ur presežka proizvedene el. energije	7,00	85,00	191,00	264,00
Max vel. bat. za shranjevanje vse odvečne el. energije (MWh)	0,05	1,07	2,15	3,45
Dov. el. energija iz omrežja v primeru SE z baterijo (MWh)	9135,0	8974,8	8777,9	8601,1
Odstotek el. en. iz omrežja v primeru brez uporabe baterij. hr.	77,8	76,6	75,2	74,1
Odstotek el. en. iz omrežja v primeru uporabe baterij. hr.	77,8	76,5	74,8	73,3
Proizvedena toplota s polno obrat. močjo (MWh)	29346,6	29346,6	29346,6	29346,6
Zahtevana toplota (odjem)(MWh)	38244,2	38244,2	38244,2	38244,2
Primanjkljaj toplote (zahtevana-proizvedena) (MWh)	9140,4	9140,4	9140,4	9140,4
Št. ur, ko TČ ustvarijo presežek toplote (/)	572,0	572,0	572,0	572,0
Presežna toplota shranjena v hranilnik toplote (MWh)	242,8	242,8	242,8	242,8
Max. velikost hr. toplote za shranjevanje toplote (MWh)	50,8	50,8	50,8	50,8
Primanjkljaj toplote brez hranilnika toplote (MWh)	9140,4	9140,4	9140,4	9140,4
Primanjkljaj toplote s hranilnikom toplote (MWh)	8897,6	8897,6	8897,6	8897,6
Odstotek shranjene toplote v primerjavi s celotno proizvedeno toploto (MWh)	0,8	0,8	0,8	0,8



Slika 30: Zahtevana toplotna moč in proizvedena toplotna moč v obdobju med 1.5. in 30.9.2024.



Slika 31: Presežek električne moči BiGen in SPHu.

Komentar: Podatki za 2024 se od podatkov iz 2023 razlikujejo zaradi manjšega odjema toplote v letu 2024.

V scenariju 2 je proizvedena toplota višja od odjema 572 urnih vrednostih (skupno 242 MWh). Za pokrivanje viškov proizvedene toplote s pomočjo toplotnih črpalk bi potrebovali 50,8 MWh velik hranilnik. Seveda kljub hranilniku toplotne črpalke ne zadostijo rabi, zaradi česar je potrebno zagotoviti skupno 8897,6 MWh oz. 9140,4 MWh (če hranilnika ne bi imeli) toplote iz drugih virov.

Za delovanje pri polni moči proizvedena električna energija na SE kljub uporabi baterijskega hranilnika ne zadostuje. V primeru BiGen je presežek električne energije zaznan le v 7 urah, zaradi česar baterijski hranilnik ni smiseln. V primeru SPHu je presežek električne energije zaznan v 264 urah. Z uporabo baterijskega hranilnika s kapaciteto 3,4 MWh bi v tem primeru iz omrežja potrebovali 0,8% električne energije manj, kot če baterijskega hranilnika ne bi imeli. V primeru BiGen je iz omrežja potrebno dobaviti 77,8% v primeru SPHu pa 74,1% električne energije za delovanje TČ (brez upoštevanja baterijskega hranilnika).

Preglednica 13: Povzetek rezultatov največjih urnih vrednosti v celotnem obdobju 2024

	BiGen	BiHu	SPGen	SPHu
Maksimalna proizvedena električna moč na SE (MW)	3,2	3,6	3,8	4,0
Zahtevana el. moč za **maksimalno** toplotno moč vseh TČ (MW)	3,2	3,2	3,2	3,2
Dovedena električna moč iz omrežja v primeru SE brez baterij (MW)	3,2	3,2	3,2	3,2
Maksimalni presežek el. moči SE - energija shranjena v baterijo (MW)	0,0	0,4	0,6	0,8
El. moč iz omrežja v primeru SE z baterijo (primanjkljaj) (MW)	3,2	3,2	3,2	3,2
Zahtevana **maksimalna** toplota moč (odjem)(MW)	21,2	21,2	21,2	21,2
Maksimalni primanjkljaj toplotne moči brez hranilnika (MW)	13,2	13,2	13,2	13,2

Maksimalni primanjkljaj toplotne moči s hranilnikom toplote (MW)*	13,2	13,2	13,2	13,2
Maksimalna presežna toplota moč (MW)	8,3	8,3	8,3	8,3

*Za primer, ko hranilnik služi samo shranjevanju presežne toplote iz TČ

Komentar: V primerjavi z letom 2023 so razlike posledica nižjega toplotnega odjema.

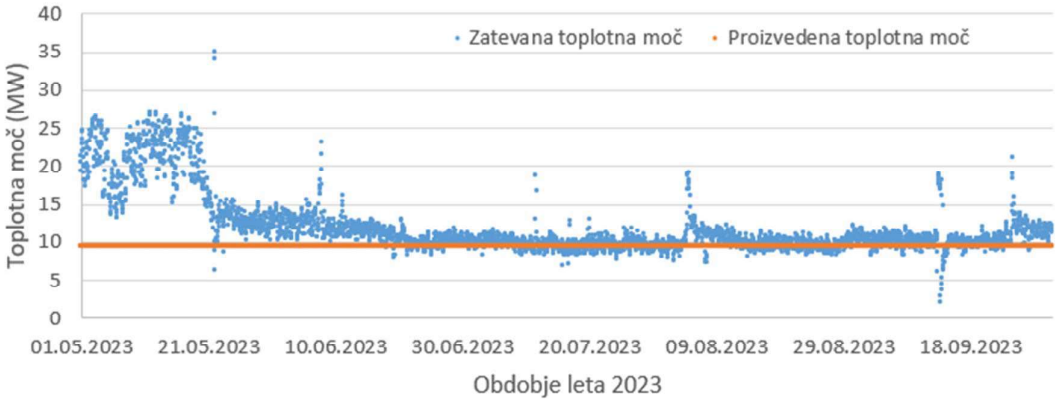
5.3. Tretji scenarij: toplotne črpalke konstantno proizvajajo 9,3 MW toplote

V tretjem scenariju bi za pokrivanje 10,6 MW toplotnega odjema potrebovali 7 enot toplotnih črpalk Sabroe DualPAC 712-W [33], s skupno toplotno močjo 9,324 MW in skupno električno močjo 3,73 MW.

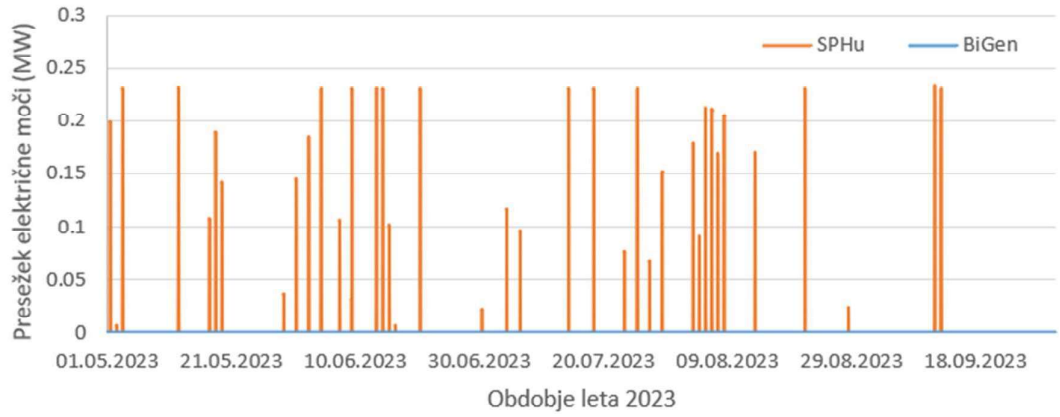
a) Obdobje 2023

Preglednica 14: Povzetek rezultatov celotnega obdobja 2023

	BiGen	BiHu	SPGen	SPHu
Proizvedena električna energija na SE (MWh)	2603,7	2763,8	2960,8	3137,6
Zahtevana el. energija za max toplotno moč vseh TČ (MWh)	13695,1	13695,1	13695,1	13695,1
Dov. el. energija iz omrežja v primeru SE brez baterij (MWh)	11091,4	10931,3	10734,4	10568,2
Presežek el. energije SE- energija shranjena v baterijo (MWh)	0,00	0,00	0,11	10,66
Št. ur presežka proizvedene el. energije	0,00	0,00	8,00	75,00
Max vel. bat. za shranjevanje vse odvečne el. energije (MWh)	0,00	0,00	0,05	0,82
Dov. el. energija iz omrežja v primeru SE z baterijo (MWh)	11091,4	10931,3	10734,3	10557,5
Odstotek el. en. iz omrežja v primeru brez uporabe baterij. hr.	81,0	79,8	78,4	77,2
Odstotek el. en. iz omrežja v primeru uporabe baterij. hr.	81,0	79,8	78,4	77,1
Proizvedena toplota s polno obrat. močjo (MWh)	34237,7	34237,7	34237,7	34237,7
Zahtevana toplota (odjem)(MWh)	43760,5	43760,5	43760,5	43760,5
Primanjkljaj toplote (zahtevana-proizvedena) (MWh)	9860,8	9860,8	9860,8	9860,8
Št. ur, ko TČ ustvarijo presežek toplote (/)	617,0	617,0	617,0	617,0
Presežna toplota shranjena v hranilnik toplote (MWh)	338,0	338,0	338,0	338,0
Max. velikost hr. toplote za shranjevanje toplote (MWh)	30,9	30,9	30,9	30,9
Primanjkljaj toplote brez hranilnika toplote (MWh)	9860,8	9860,8	9860,8	9860,8
Primanjkljaj toplote s hranilnikom toplote (MWh)	9522,8	9522,8	9522,8	9522,8
Odstotek shranjene toplote v primerjavi s celotno proizvedeno toploto (MWh)	1,0	1,0	1,0	1,0



Slika 32: Zahtevana toplotna moč in proizvedena toplotna moč v obdobju med 1.5. in 30.9.2023.



Slika 33: Presežek električne moči pri SPHu (pri BiGen ni presežka).

Komentar: V scenariju 3 je proizvedena toplota višja od odjema v 617 urnih vrednostih (skupno 338 MWh). Za shranjevanje presežne toplote bi potrebovali hranilnik s kapaciteto 30,9 MWh. Odstotek shranjene toplote v primerjavi s proizvedeno toploto je 1%. Preostali čas toplotne črpalke ne zadostijo potrebam omrežja daljinskega ogrevanja, zaradi česar je potrebno zagotoviti skupno 9522,8 MWh oz. 9860,8 (v primeru brez hranilnika toplote) MWh toplote iz drugih virov.

Za delovanje pri polni moči proizvedena električna energija na SE kljub uporabi baterijskega hranilnika ne zadostuje. V primeru BiGen je iz omrežja potrebno dobaviti 81%, v primeru SPHu pa 77,2% električne energije za delovanje TČ. Baterijski hranilnik s kapaciteto 0,82 MWh (SPHu) bi lahko shranil vse viške električne energije proizvedene na SE. Če upoštevamo še lastno rabo ostalih delov celovitega sistema, hranilnik električne energije samo za potrebe shranjevanja viškov proizvedene elektrike iz SE ni potreben.

Preglednica 15: Povzetek rezultatov največjih urnih vrednosti v celotnem obdobju 2023

	BiGen	BiHu	SPGen	SPHu
Maksimalna proizvedena električna moč na SE (MW)	3,2	3,6	3,8	4,0
Zahtevana el. moč za **maksimalno** toplotno moč vseh TČ (MW)	3,7	3,7	3,7	3,7
Dovedena električna moč iz omrežja v primeru SE brez baterij (MW)	3,7	3,7	3,7	3,7
Maksimalni presežek el. moči SE - energija shranjena v baterijo (MW)	0,0	0,0	0,1	0,2
El. moč iz omrežja v primeru SE z baterijo (primanjkljaj) (MW)	3,7	3,7	3,7	3,7
Zahtevana **maksimalna** toplota moč (odjem)(MW)	34,8	34,8	34,8	34,8
Maksimalni primanjkljaj toplotne moči brez hranilnika (MW)	25,5	25,5	25,5	25,5
Maksimalni primanjkljaj toplotne moči s hranilnikom toplote (MW)*	24,7	24,7	24,7	24,7
Maksimalna presežna toplota moč (MW)	7,2	7,2	7,2	7,2

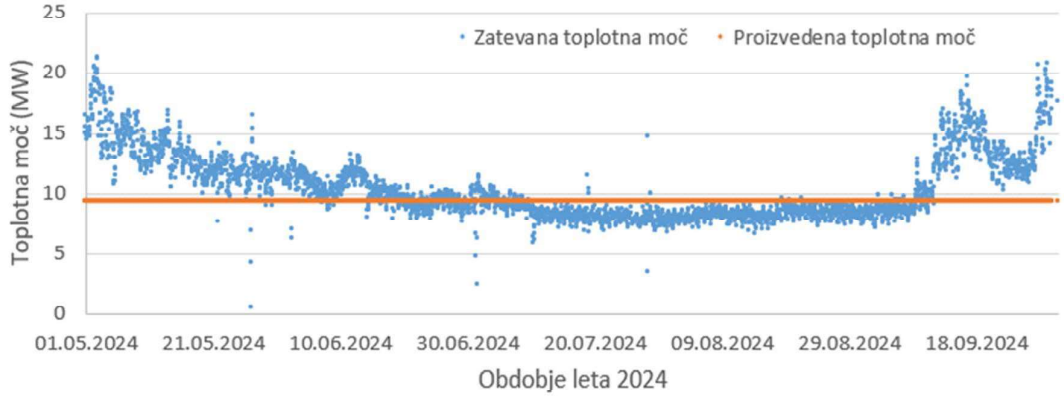
*Za primer, ko hranilnik služi samo shranjevanju presežne toplote iz TČ

Komentar: Največji presežek električne energije bi bil 0,2 MWh v primeru SPHu, kar je posledica največje proizvedene električne energije v tem primeru. Ob upoštevanju drugih, manjših porabnikov v sistemu, električne baterije niso potrebne. Vsi preostali podatki v tabeli so enaki za vse primere, saj nanje izbira modulov in inverterjev ne vpliva.

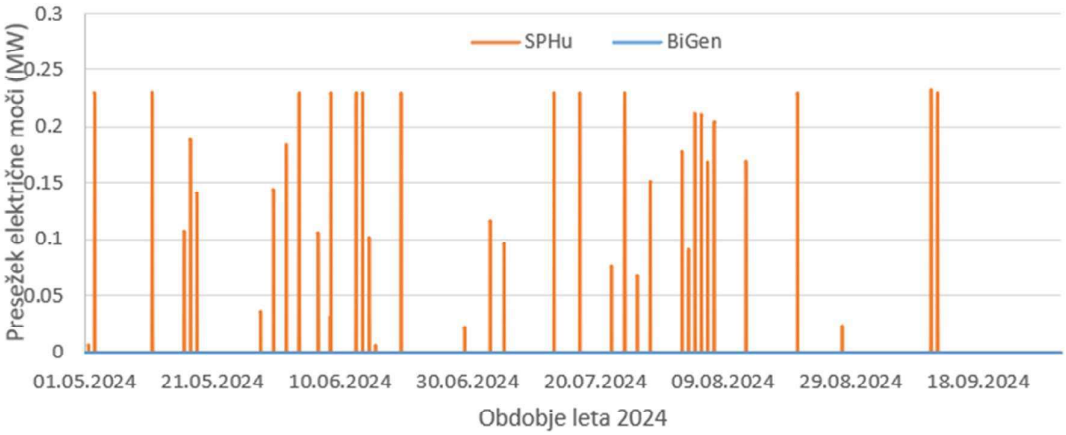
b) **Obdobje 2024**

Preglednica 16: Povzetek rezultatov celotnega obdobja 2024

	BiGen	BiHu	SPGen	SPHu
Proizvedena električna energija na SE (MWh)	2603,7	2763,8	2960,8	3137,6
Zahtevana el. energija za max toplotno moč vseh TČ (MWh)	13695,1	13695,1	13695,1	13695,1
Dov. el. energija iz omrežja v primeru SE brez baterij (MWh)	11091,4	10931,3	10734,4	10568,2
Presežek el. energije SE- energija shranjena v baterijo (MWh)	0,00	0,00	0,11	10,66
Št. ur presežka proizvedene el. energije	0,00	0,00	8,00	75,00
Max vel. bat. za shranjevanje vse odvečne el. energije (MWh)	0,00	0,00	0,05	0,82
Dov. el. energija iz omrežja v primeru SE z baterijo (MWh)	11091,4	10931,3	10734,3	10557,5
Odstotek el. en. iz omrežja v primeru brez uporabe baterij. hr.	81,0	79,8	78,4	77,2
Odstotek el. en. iz omrežja v primeru uporabe baterij. hr.	81,0	79,8	78,4	77,1
Proizvedena toplota s polno obrat. močjo (MWh)	34237,7	34237,7	34237,7	34237,7
Zahtevana toplota (odjem)(MWh)	38244,2	38244,2	38244,2	38244,2
Primanjkljaj toplote (zahtevana-proizvedena) (MWh)	5909,0	5909,0	5909,0	5909,0
Št. ur, ko TČ ustvarijo presežek toplote (/)	1769,0	1769,0	1769,0	1769,0
Presežna toplota shranjena v hranilnik toplote (MWh)	1902,6	1902,6	1902,6	1902,6
Max. velikost hr. toplote za shranjevanje toplote (MWh)	1743,2	1743,2	1743,2	1743,2
Primanjkljaj toplote brez hranilnika toplote (MWh)	5909,0	5909,0	5909,0	5909,0
Primanjkljaj toplote s hranilnikom toplote (MWh)	4006,5	4006,5	4006,5	4006,5
Odstotek shranjene toplote v primerjavi s celotno proizvedeno toploto (MWh)	5,6	5,6	5,6	5,6



Slika 34: Zahtevana toplotna moč in proizvedena toplotna moč v obdobju med 1.5. in 30.9.2024.



Slika 35: Presežek električne moči BiGen in SPHu (pri BiGen ni presežka)

Komentar: Podatki za 2024 se od podatkov iz 2023 razlikujejo zaradi manjšega odjema toplote v letu 2024. Scenarij 3 za leto 2024 je podoben scenariju 4 za leto 2023.

V scenariju 3 je proizvedena toplota višja od odjema v 1769 urnih vrednostih (skupno 1902,6 MWh). V kolikor bi torej v takem primeru toplotne črpalke neprestano delovale, bi zaradi presežkov potrebovali manjši sezonski hranilnik. Od 20.6. do 27.9. hranilnik skupaj s toplotno črpalko pokriva vso potrebno toploto. V obdobju med 1.5. in 19.6. ter od 27.9. do 30.9. pa toplotne črpalke in hranilnik toplote ne zadostijo rabi, zaradi česar je potrebno zagotoviti skupno 4006,5 MWh toplote iz drugih virov.

Za delovanje pri polni moči proizvedena električna energija na SE ne zadostuje, v primeru BiGen je iz omrežja potrebno dobaviti 81%, v primeru SPHu pa 77,2% električne energije za delovanje TČ. Baterijskega hranilnika v primeru BiGen ne potrebujemo, saj ni viškov električne energije. V primeru SPHu pa je višek v 75 urah v opazovanem obdobju, v baterijski hranilnik kapacitete 0,82 MWh bi lahko shranili 10,66 MWh električne energije.

Preglednica 17: Povzetek rezultatov največjih urnih vrednosti v celotnem obdobju 2024

	BiGen	BiHu	SPGen	SPHu
Maksimalna proizvedena električna moč na SE (MW)	3,2	3,6	3,8	4,0
Zahtevana el. moč za **maksimalno** toplotno moč vseh TČ (MW)	3,7	3,7	3,7	3,7
Dovedena električna moč iz omrežja v primeru SE brez baterij (MW)	3,7	3,7	3,7	3,7
Maksimalni presežek el. moči SE - energija shranjena v baterijo (MW)	0,0	0,0	0,1	0,2
El. moč iz omrežja v primeru SE z baterijo (primanjkljaj) (MW)	3,7	3,7	3,7	3,7
Zahtevana **maksimalna** toplota moč (odjem)(MW)	21,2	21,2	21,2	21,2
Maksimalni primanjkljaj toplotne moči brez hranilnika (MW)	11,9	11,9	11,9	11,9
Maksimalni primanjkljaj toplotne moči s hranilnikom toplote (MW)*	11,9	11,9	11,9	11,9
Maksimalna presežna toplota moč (MW)	9,6	9,6	9,6	9,6

*Za primer, ko hranilnik služi samo shranjevanju presežne toplote iz TČ

Komentar: V primerjavi z letom 2023 so razlike posledica nižjega toplotnega odjema.

5.4. Četrti scenarij: toplotne črpalke konstantno proizvajajo 10.5 MW toplote

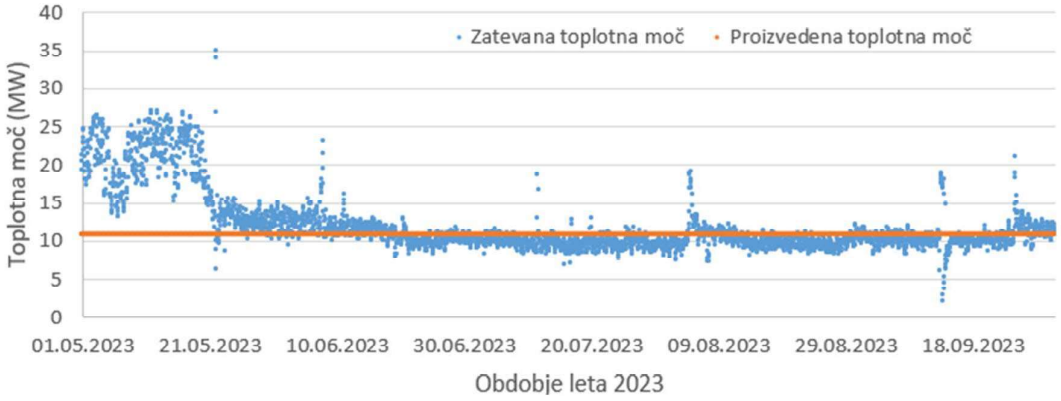
V četrtem scenariju bi za pokrivanje 10,6 MW toplotnega odjema potrebovali 8 enot toplotnih črpalk Sabroe DualPAC 712-W [33], s skupno toplotno močjo 10,656 MW in skupno električno močjo 4,26 MW.

a) Obdobje 2023

Preglednica 18: Povzetek rezultatov celotnega obdobja 2023

	BiGen	BiHu	SPGen	SPHu
Proizvedena električna energija na SE (MWh)	2603,7	2763,8	2960,8	3137,6
Zahtevana el. energija za max toplotno moč vseh TČ (MWh)	15651,5	15651,5	15651,5	15651,5
Dov. el. energija iz omrežja v primeru SE brez baterij (MWh)	13047,8	12887,7	12690,8	12513,9
Presežek el. energije SE- energija shranjena v baterijo (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00
Št. ur presežka proizvedene el. energije	0,00	0,00	0,00	0,00
Max vel. bat. za shranjevanje vse odvečne el. energije (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00

Dov. el. energija iz omrežja v primeru SE z baterijo (MWh)	13047,8	12887,7	12690,8	12513,9
Odstotek el. en. iz omrežja v primeru brez uporabe baterij. hr.	83,4	82,3	81,1	80,0
Odstotek el. en. iz omrežja v primeru uporabe baterij. hr.	83,4	82,3	81,1	80,0
Proizvedena toplota s polno obrat. močjo (MWh)	39128,8	39128,8	39128,8	39128,8
Zahtevana toplota (odjem)(MWh)	43760,5	43760,5	43760,5	43760,5
Primanjkljaj toplote (zahtevana-proizvedena) (MWh)	6771,9	6771,9	6771,9	6771,9
Št. ur, ko TČ ustvarijo presežek toplote (/)	2019,0	2019,0	2019,0	2019,0
Presežna toplota shranjena v hranilnik toplote (MWh)	2140,2	2140,2	2140,2	2140,2
Max. velikost hr. toplote za shranjevanje toplote (MWh)	1704,6	1704,6	1704,6	1704,6
Primanjkljaj toplote brez hranilnika toplote (MWh)	6771,9	6771,9	6771,9	6771,9
Primanjkljaj toplote s hranilnikom toplote (MWh)	6172,0	6172,0	6172,0	6172,0
Odstotek shranjene toplote v primerjavi s celotno proizvedeno toploto (MWh)	5,5	5,5	5,5	5,5



Slika 36: Zahtevana toplotna moč in proizvedena toplotna moč v obdobju med 1.5. in 30.9.2023.

Slike s presežkom električne moči ne moremo narisati, saj presežka ni.

Komentar: V scenariju 4 je proizvedena toplota višja od odjema v 2019 urnih vrednostih (skupno 2140 MWh), kar predstavlja potrebo po sezonskem hranilniku. Od 19.6. naprej se hranilnik ne sprazni in do konca opazovanega obdobja pokriva vso potrebno toploto - na koncu opazovanega obdobja je v hranilniku še 1540 MWh toplote. V obdobju med 1.5. in 19.6. pa toplotne črpalke in hranilnik toplote ne zadostijo rabi, zaradi česar je potrebno zagotoviti skupno 6772 MWh toplote iz drugih virov.

Za delovanje na polni moči proizvedena električna energija na SE ne zadostuje, v primeru BiGen je iz omrežja potrebno dobaviti 83,4% v primeru SPHu pa 80% električne energije za delovanje TČ. Baterijskega hranilnika ne potrebujemo.

Preglednica 19: Povzetek rezultatov največjih urnih vrednosti v celotnem obdobju 2023

	BiGen	BiHu	SPGen	SPHu
Maksimalna proizvedena električna moč na SE (MW)	3,2	3,6	3,8	4,0
Zahtevana el. moč za **maksimalno** toplotno moč vseh TČ (MW)	4,3	4,3	4,3	4,3
Dovedena električna moč iz omrežja v primeru SE brez baterij (MW)	4,3	4,3	4,3	4,3
Maksimalni presežek el. moči SE - energija shranjena v baterijo (MW)	0,0	0,0	0,0	0,0
El. moč iz omrežja v primeru SE z baterijo (primanjkljaj) (MW)	4,3	4,3	4,3	4,3
Zahtevana **maksimalna** toplota moč (odjem)(MW)	34,8	34,8	34,8	34,8
Maksimalni primanjkljaj toplotne moči brez hranilnika (MW)	24,2	24,2	24,2	24,2
Maksimalni primanjkljaj toplotne moči s hranilnikom toplote (MW)*	23,3	23,3	23,3	23,3
Maksimalna presežna toplota moč (MW)	8,5	8,5	8,5	8,5

*Za primer, ko hranilnik služi samo shranjevanju presežne toplote iz TČ

Komentar: Pri tem scenariju ni presežka proizvedene električne energije niti v primeru SPHu, ki proizvede največ električne energije. Vsi preostali podatki v tabeli so enaki za vse primere, saj nanje izbira modulov in inverterjev ne vpliva.

b) Obdobje 2024

Za obdobje 2024 scenarija z 8 enotami TČ nismo preverjali, saj je primer s 7 enotami (scenarij 3) mejni.

6. Povzetek in opis predlaganega sistema

Na podlagi pregleda in analize različnih možnosti sistemov, povzemamo najpomembnejše izsledke študije. Pri tem predlagamo sistem, kot je z enostavno shemo prikazan na **slikah 12 do 14**. **Upoštevamo, da bo poleg toplotnih črpalk deloval še drugi sistem proizvodnje toplote in sicer v pasu, ki bo pokrival razliko med variabilno močjo toplotnih črpalk (nazivne moči 8 MW) in maksimalno močjo odjema sistema daljinskega ogrevanja v opazovanem obdobju.** Drugi razlog za odločitev je ta, da se podatki za leti 2023 in 2024 glede odjema toplote izjemno razlikujejo, zaradi česar je bolje, da se sistem ne predimenzionira. Maksimalna manjkajoča toplotna moč celotne sistema daljinskega ogrevanja bo tako glede na podatke iz leta 2023 enaka 26,8 MW (nanaša se predvsem na obdobje prvih treh tednov v maju) in 13,2 MW za leto 2024 (nanaša se predvsem na obdobje prvih treh tednov v maju in pa zadnjih treh tednov v septembru). **Za opazovano leto 2023:** V obdobju med 21.5. in 10.6 ter v zadnjem tednu septembra je primanjkljaj moči za predlagano nazivno moč toplotnih črpalk 7-8 MW, med 10.6. in 21.9 pa maksimalno cca 4 MW. Glede na leto 2023 bi v tem primeru v celotnem opazovanem obdobju proizvedli 67% vse toplote, ostalo bi morali zagotoviti drugi viri.

Za opazovano leto 2024: V obdobju med 21.5. in 14.6 ter v zadnjem tednu septembra je primanjkljaj moči za predlagano nazivno moč toplotnih črpalk 7-8 MW, v obdobju med 14.6. in 12.9 pa je maksimalni primanjkljaj cca 3 MW. Glede na leto 2024 bi v tem primeru v celotnem opazovanem obdobju proizvedli 76% vse toplote, ostalo bi morali zagotoviti drugi viri.

Izračune za toplotne črpalke (**gl. povzetek za izbrano moč toplotnih črpalk, poglavje 7**) smo izdelali konzervativno z vidika vseh možnih razpoložljivih virov toplote v prihodnosti, saj smo upoštevali kot vir toplote zgolj jezero. Popolnoma nesmiselno pa bi bilo, da se odpadna toplota iz morebitne proizvodnje električne energije na neposredni lokaciji v prihodnosti ne izkoristi. Potrebno je povedati, da bo moč izbranih toplotnih črpalk večja ob višjih temperaturah vira toplote, ali pa ob morebitnem znižanju temperatur dovoda toplote, kar se nanaša tudi na tranzicijo sistema daljinskega ogrevanja v nizkotemperaturni režim npr. 70/50 °C. Slednji bi zahteval pretočne grelnike sanitarne tople vode v objektih, kar tehnično ni težavno. Zaradi manjših izgub omrežja in podpostaj in z upoštevanjem večje zmogljivosti toplotnih črpalk lahko v takem primeru pričakujemo, da bodo toplotne črpalke v prihodnosti skoraj zagotovo pokrile vse potrebe po daljinskem ogrevanju v obdobju med cca. 10.6 in 15.9.

Zaradi možnosti širitve sistema toplotnih črpalk ali dodatnih hranilnikov toplote mora biti v neposredni bližini planiranega sistema dovolj prostora, za namestitev dodatnih kapacitet.

6.1. Solarna elektrarna

Za podana območja postavitve solarne elektrarne smo s pomočjo topografske umestitve fotonapetostnih modulov, ki jo je omogočal profesionalni program PVSyst, in na podlagi lokalnih meteoroloških podatkov, določili postavitev smer jug, z vertikalnim kotom nagnjenosti 26 °, kar je optimalni kot za obratovanje poleti na dani lokaciji. Kvaliteta fotonapetostnih modulov in inverterjev se močno razlikuje med proizvajalci. Za najboljšo izbiro smo izračunali, da bi za dano območje treh parcel lahko proizvedli letno maksimalno 5,960 MWh elektrike, kar bi zahtevalo postavitev 9,837 izbranega proizvajalca. Največja generirana moč take elektrarne bi bila cca. 4 MW.

6.2. Toplotne črpalke

Predlagamo sistem toplotnih črpalk, ki uporablja naravno hladivo NH_3 (amonijak), alternativo temu lahko predstavlja hladivo HFO R1234ze, za katerega pa smo navedli določene pomisleke **(Poglavje 3, uvodni del).**

Predlagamo skupno nazivno moč vseh toplotnih črpalk 8 MW (**scenarij 2, Poglavje 5.2**). Razlog za tako izbiro je v tem, da njihova maksimalna moč le delno presega potrebe po odjemu sistema daljinskega ogrevanja, s čimer minimiziramo velikosti hranilnikov. Prav tako lahko ob izbiri maksimalne moči skoraj vse toplotne črpalke delujejo na nazivni moči, kar tudi pomeni,

da bo njihovo delovanje energetsko učinkovito in investicija v njihovo moč izkoriščena. Seveda je to močno odvisno od drugih virov toplote za daljinsko ogrevanje, ki jih občina načrtuje.

Glede načina vezav toplotnih črpalk predlagamo, da le ta predstavlja vsaj tri kaskadno ali zaporedno vezane pare toplotnih črpalk, ki omogočajo delovanje glede na **slike 12 do 14**. Ponudniki opreme bodo namreč glede na njihove tehnologije predložili različne rešitve, zato je smiselno omogočiti večjo širino izbire možnosti. Dopuščamo možnost dodatnih variant, ki ustrezajo predlagani rešitvi. Sistem toplotnih črpalk naj se deli na nizkotemperaturni in visokotemperaturni, pri čemer naj sistema ne bosta popolnoma odvisna eden od drugega, temveč morata omogočati tudi neodvisno delovanje eden od drugega v povezavi s hranilniki toplote. Toplotne črpalke na omogočajo obratovanje brez rabe hranilnikov toplote, sočasno obratovanje s polnjenjem in praznjenjem hranilnikov toplote, ali pa ločeno obratovanje, kjer nizkotemperaturni sklop deluje lahko neodvisno od visokotemperaturnega sklopa. Nizkotemperaturni sistem toplotnih črpalk naj bo posredno povezan preko vmesnega toplotnega tokokroga s prenosniki toplote z zajemom jezerske vode, pri kateri lahko niha temperatura med 5 do 28 °C, odvisno od globine in sezone. Ponudnik opreme in projektant morata upoštevati, da mora nizkotemperaturni sklop toplotnih črpalk delovati pri takih temperaturah vira (5-25 °C temperatura vode na vstopu v uparjalnik), in omogočati segrevanje vode (torej v prvi stopnji) na temperaturne nivoje med 40 do 55 °C (temperature ogrevanje vode na izstopu iz kondenzatorja). Visokotemperaturni del sklopa toplotnih črpalk mora omogočati delovanje pri viru toplote 35-55 °C (temperatura ogrevane vode na vstopu v uparjalnik) in dvig temperaturnega nivoja na temperature v območju 70 do 90 °C (temperatura ogrevane vode na izstopu iz kondenzatorja).

6.3. Črpalna postaja

Predlagamo potopljeni črpalni sistem (**slika 17**) in ne plavajočo platformo, saj je le ta izpostavljena zunanjim vplivov, hkrati pa bo predstavljala vpliv na videz okolja, kjer se razvija turizem. Električna moč, potrebna za delovanje črpalnega sistema, bo približno 130 kW.

Črpalna postaja naj ima globoki in plitki zajem/povratek, pri čemer naj zajem/povratek omogočata spremembo smeri toka v odvisnosti od sezone. V zimskem obdobju naj bo zajem na globini, ki ni podvržena vplivom zime. Ker se voda hladi, naj se tudi zaradi naravnega ravnovesja vrača na povratek, ki se naj nanaša v plitki globini. V poletnem obdobju naj bo omogočen zajem v plitki globini, ki omogoča izkoriščanje kar se da tople vode. Povratek pa naj bo izveden na globini. Projektant in ponudnik/izvajalec sistema morajo poskrbeti, da bodo tako v zimskem obdobju, kot v poletnem obdobju na voljo čim višje temperature vode, ki bo služila kot vir toplote. Jezerska voda lahko namreč niha temperatura med 5 do 28 °C, odvisno od globine in sezone.

Sistem toplotnih črpalk naj bo posredno povezan preko vmesnega toplotnega tokokroga s prenosniki toplote z zajemom jezerske vode. Učinkovitost toplotnih črpalk je pogojena s temperaturno razliko, na kateri delujejo. Prenosniki toplote, ki zaradi svoje konstrukcije zahtevajo velike temperaturne razlike med obema medijema v sistemu, lahko pomembno

vplivajo na samo učinkovitost sistema. Črpalni sistem s pretočnim bazenom in filtracijo mora zato omogočati rabo vzporedno vezanih (zaradi zanesljivosti obratovanja in čiščenja) vijačenih kompaktnih prenosnikov toplote, ki omogočajo prenos toplote med jezersko vodo in sekundarnim medijem, t.j. vodo z inhibitorji in sredstvi proti zamrzovanju. Sekundarni krog predstavlja povezavo med vijačenimi kompaktnimi prenosniki toplote in uparjalnikom toplotnih črpalk. Alternativo vijačenim prenosnikom toplote lahko predstavljajo cevni (kotelni ali spiralni prenosniki toplote), vendar to ne sme vplivati na pomembno povišanje temperaturne razlike delovanja toplotnih črpalk. Projektant in ponudnik/izvajalec morata poskrbeti za popolnoma nemoteno delovanje sistema uporabe prenosnikov toplote.

6.4. Elektrodni kotli

Glede na **slike 12 do 14** predlagamo rabo elektrodnih kotlov, vendar v kolikor so elektrodni kotli umeščeni v sistem, njihova moč naj ne presega 1 MW in njihova kapaciteta shranjevanja toplote naj ne presega 4 MWh, s čimer pokrijemo maksimalni presežek proizvodnje električne energije iz SE in hkrati omogočamo dodatno kapaciteto hranilnikom toplote, z dodatno možnostjo dogrevanja ogrevane vode.

6.5. Električni baterijski sistem

Menimo, da za izbrani scenarij in rešitve, ki jih podajamo v tem poglavju, baterije niso potrebne za celotni obravnavani sistem črpalne postaje, toplotnih črpalk in daljinskega ogrevanja.

6.6. Hranilniki toplote

Delitev na nizkotemperaturni in visokotemperaturni hranilnik omogoča ne samo boljše prilagajanje dinamiki obratovanja sistema, temveč naj tudi omogoča ločeno in neodvisno polnjenje in praznjenje enega ali drugega hranilnika. Glede na to, da se podatki o odjemu toplote iz sistema daljinskega ogrevanja močno razlikujejo med letoma 2023 in 2024 in ob hkratnem upoštevanju rabe elektrodnega kotla predlagamo namestitev dveh hranilnikov toplote in sicer:

a) Nizkotemperaturni stratifikacijski hranilnik toplote za območje temperatur 25 do 55 °C, s toplotno kapaciteto do 50 MWh, kar predstavlja približno 2,000 m^3 prostornine. Glede na izračune predstavlja taka velikost hranilnika največjo kapaciteto, izračunano za Scenarij 2.

Sistem naj omogoča neodvisno polnjenje nizkotemperaturnega hranilnika preko prve stopnje toplotnih črpalk, glede na drugo stopnjo toplotnih črpalk in visokotemperaturni hranilnik. To pomeni, da lahko v primeru viškov električne energije, ali pa drugih, odpadnih virov v

prihodnosti, deluje samo sklop prve stopnje toplotnih črpalk, oziroma se hranilnik polni iz drugih virov neodvisno od sistema toplotnih črpalk v primeru dodatnih virov v prihodnosti.

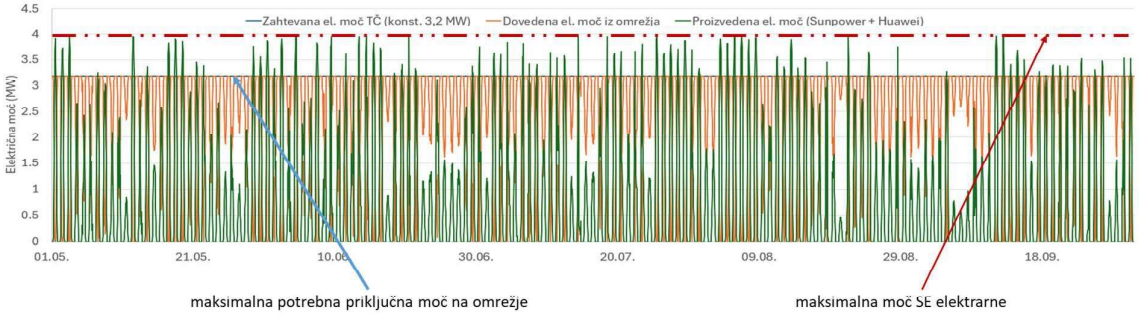
Prav tako naj sistem omogoča, da v povezavi z nizkotemperaturnim hranilnikom toplote deluje samo visokotemperaturni sklop toplotnih črpalk, brez nujnega delovanja nizkotemperaturnega sklopa toplotnih črpalk.

b) Visokotemperaturni stratifikacijski hranilnik toplote za območje temperatur 65 °C do 85 °C, s toplotno kapaciteto cca. 35 MWh, kar predstavlja približno 1,500 m^3 prostornine. Glede na izračune predstavlja taka velikost hranilnika povprečno velikost hranilnika toplote za leti 2023 in 2024.

Ta hranilnik je vezan na visokotemperaturni del sklopa toplotnih črpalk in nadalje povezan s prenosniki toplote, ki predstavljajo povezavo s sistemom daljinskega ogrevanja. Alternativno je lahko povezan tudi z elektrodnim kotlom in alternativno možnostjo polnjenja preko elektrodnega kotla. Hranilnik lahko torej deluje neodvisno od sklopa toplotnih črpalk, deluje v povezavi z visokotemperaturnim sklopom toplotnih črpalk in alternativno, dodatnim virom preko elektrodnega kotla.

7. Povzetek analize za toplotne črpalke moči 8 MW

Slika 37 kaže potrebno električno moč za delovanje TČ z močjo 8 MW (ki je konstantno 3,2 MW), proizvedeno električno moč iz SE (najboljši primer – Sunpower + Huawei inverterji) in dovedeno električno iz omrežja. Iz grafa je razvidno, da proizvedena električna moč na SE le v nekaj urah presega zahtevano električno moč. Podatki so enaki za leti 2023 in 2024. Potrebna električna moč za TČ je ves čas konstantna, saj nismo predvideli prilagajanja rabi.



Slika 37: Zahtevana, proizvedena električna moč v SE ter električna moč dovedena iz omrežja za obe obdobji.

Preglednica 20 kaže maksimalne in minimalne vrednosti proizvedene električne moči iz SE ter dovedeno električno moč iz električnega omrežja. Potrebna električna moč za TČ je ves čas konstantna, saj nismo predvideli prilagajanja rabi. Minimalna proizvedena el. moč na SE je enaka 0 MW, maksimalna pa je odvisna od zmogljivosti fotonapetostnih modulov. Maksimalna toplotna moč je 3,2 MW, enaka je tudi maksimalna dovedena električna moč iz omrežja (npr. ponoči, ko SE ne deluje), ko pa SE deluje s 3,2 MW pa je električna moč iz omrežja enaka 0.

Preglednica 20: Povzetek rezultatov največjih in najmanjših urnih vrednosti v obdobju v letih 2023 in 2024.

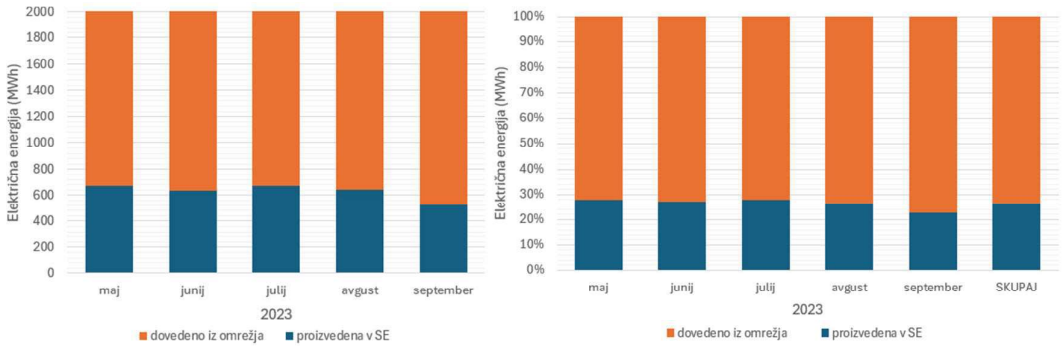
2023 in 2024	**BiGen**	**BiHu**	**SPGen**	**SPHu**
Maksimalna proizvedena električna moč na SE (MW)	3,2	3.6	3,8	4,0
Minimalna proizvedena električna moč na SE (MW)	0	0	0	0
Zahtevana el. moč za **maksimalno** toplotno moč vseh TČ (MW)	3,2	3.2	3,2	3,2
Maksimalna dovedena električna moč iz omrežja v primeru SE (MW)	3,2	3,2	3.2	3,2
Minimalna dovedena električna moč iz omrežja v primeru SE (MW)	0	0	0	0

Preglednica 21 kaže skupno in mesečno električno energijo iz SE ter dovedeno električno energijo iz električnega omrežja. Potrebna električna moč za TČ je ves čas maksimalna, saj nismo predvideli prilagajanja rabi. Obravnavani primer nima baterijskega hranilnika, kar pomeni, da gredo viški električne energije v omrežje.

Preglednica 21: Povzetek rezultatov povezanih z električno energijo.

	Celotna potrebna el. energija (MWh)	El. energija proizvedena v SE (MWh)	Višek električne energije (MWh)	El. energija dovedena iz omrežja (MWh)
maj	2378,42	670,05	22,29	1730,66
junij	2301,70	632,20	18,62	1688,11
julij	2378,42	671,70	22,55	1729,27
avgust	2378,42	640,08	23,07	1761,41
september	2301,70	523,54	10,97	1789,12
SKUPAJ	11738,65	3137,59	97,50	8698,57

Podatki so prikazani še na sliki 36. Predpostavljeno je bilo konstantno delovanje TČ ne glede na količino shranjene toplote v hranilniku toplote.



Slika 38: Podatki iz preglednice 21, skupna in mesečna proizvedena električna energija ter energija, ki jo je za delovanje TČ potrebno dovesti iz omrežja. Levi histogram vsebuje absolutne vrednosti, desni pa relativne.

V nadaljevanju prikazujemo rezultate toplotne analize. **Slika 39** kaže zahtevano toploto, toploto, ki jo proizvedemo s TČ (konstantna moč 8 MW) ter primanjkljaj toplote, ki ga mora dovesti drug vir. Rezultati za leti 2023 in 2024 se razlikujejo, saj je bil v letu 2024 manjši odjem toplote. Po navodilu KPV se odločamo na podlagi podatkov za leto 2024, saj je predvideno nadaljnje zmanjševanje.

Slika 39 prikazuje primer brez in s hranilnikom toplote za leto 2023. Leta 2023 je razlika med primerom s hranilnikom toplote ali brez njega skoraj popolnoma enaka.



Slika 39: Zahtevana toplotna moč, proizvedena toplotna moč z 8 MW TČ ter primanjkljaj toplote, ki ga je potrebno nadomestiti z drugimi viri v letu 2023.

Obravnavali smo tri različne primere, ki so prikazani v preglednici 22:

- brez hranilnika toplote,
- s hranilnikom toplote (shranjuje viške toplote iz TČ),
- s hranilnikom toplote (shranjuje viške toplote iz TČ ter z električnim kotlom pridobljena toplota iz viškov iz sončne elektrarne).

Za leto 2023 je bil predpostavljen hranilnik toplote z velikostjo 22 MWh, za leto 2024 pa 52 MWh.

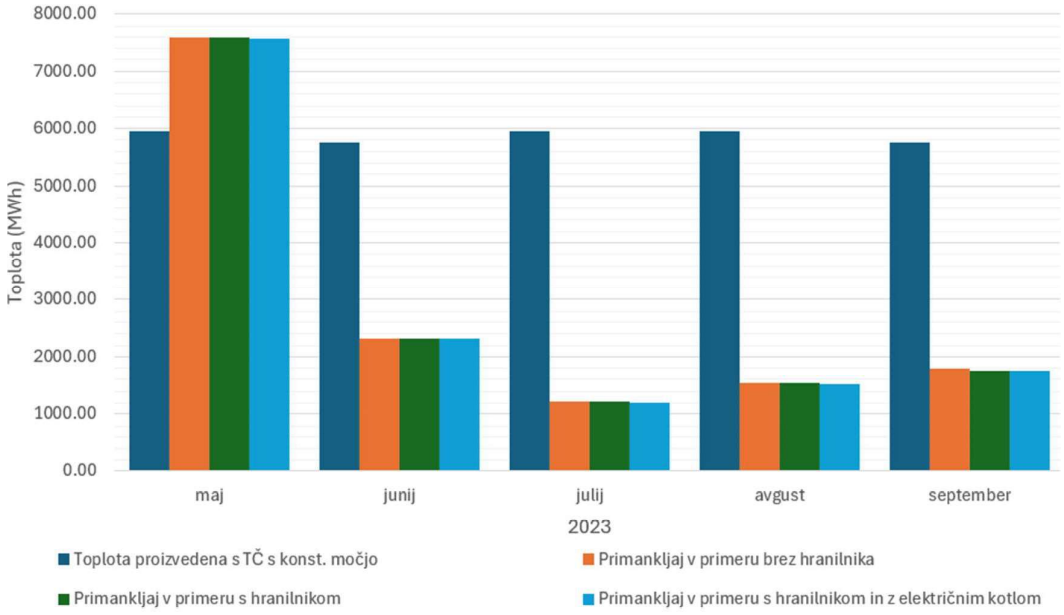
Preglednica 22: Povzetek rezultatov povezanih s toploto.

Leto 2023	Celotna potrebna toplota (MWh)	Toplota proizvedena s TČ s konst. močjo (MWh)	Primankljaj v primeru brez hranilnika (MWh)	Primankljaj v primeru s hranilnikom (MWh)	Primankljaj v primeru s hranilnikom in z električnim kotlom (MWh)
maj	13526,36	5946,05	7582,11	7580,32	7573,21
junij	8074,85	5754,24	2320,87	2320,61	2312,26
julij	7168,61	5946,05	1225,35	1222,56	1211,35
avgust	7480,18	5946,05	1537,45	1534,13	1526,13
september	7510,53	5754,24	1786,23	1756,29	1751,82
SKUPAJ	43760,53	29346,62	14452,02	14413,91	14374,77



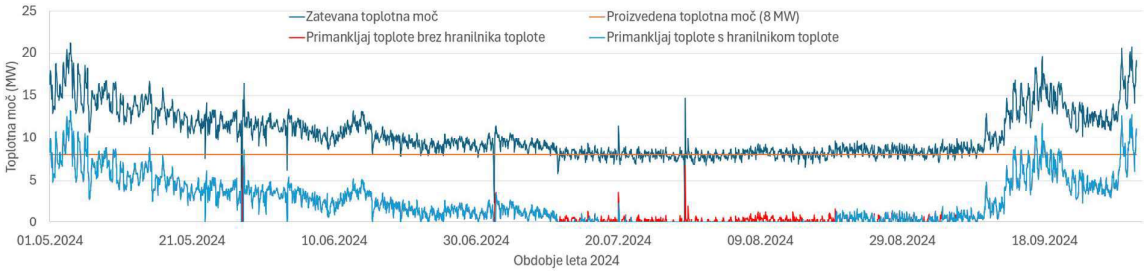
Slika 40: Podatki iz preglednice 22, skupna in mesečna proizvedena toplota s TČ ter primanjkljaj toplote v primeru brez uporabe hranilnika toplote. Levi histogram vsebuje absolutne vrednosti, desni pa relativne.

Na sliki 39 pa smo natančneje primerjali vse tri primere uporabe hranilnika. V letu 2023 so med njimi zanemarljive razlike.



Slika 41: Primerjava proizvedene toplote s količino toplote, ki jo mora zagotoviti drug vir (primanjkljaj). Primerjava je prikazana za primer brez hranilnika toplote, za primer s hranilnikom toplote, ki shranjuje viške proizvedene toplote s TČ, ki delujejo na konstantni moči ter primer hranilnika, ki poleg viško proizvedene toplote s TČ shranjuje tudi toploto iz električnega kotla, ki za delovanje uporablja viške električne energije iz SE.

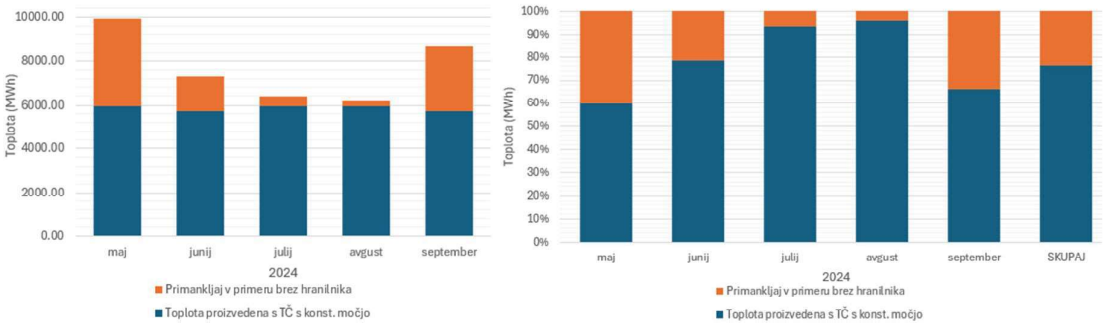
V letu 2023 zaradi primanjkljaja toplote toplotnih črpalk ni smiselno ugašati, saj morajo ves čas delovati na maksimalni moči – višek ustvarijo le v 28 urah od 3672 ur.



Slika 42: Zahtevana toplotna moč, proizvedena toplotna moč z 8 MW TČ ter primanjkljaj toplote, ki ga je potrebno nadomestiti z drugimi viri v letu 2024. Opazimo, da v primeru uporabe hranilnika toplote v večini julija in avgusta pokrijemo celotno zahtevano toplotno moč.

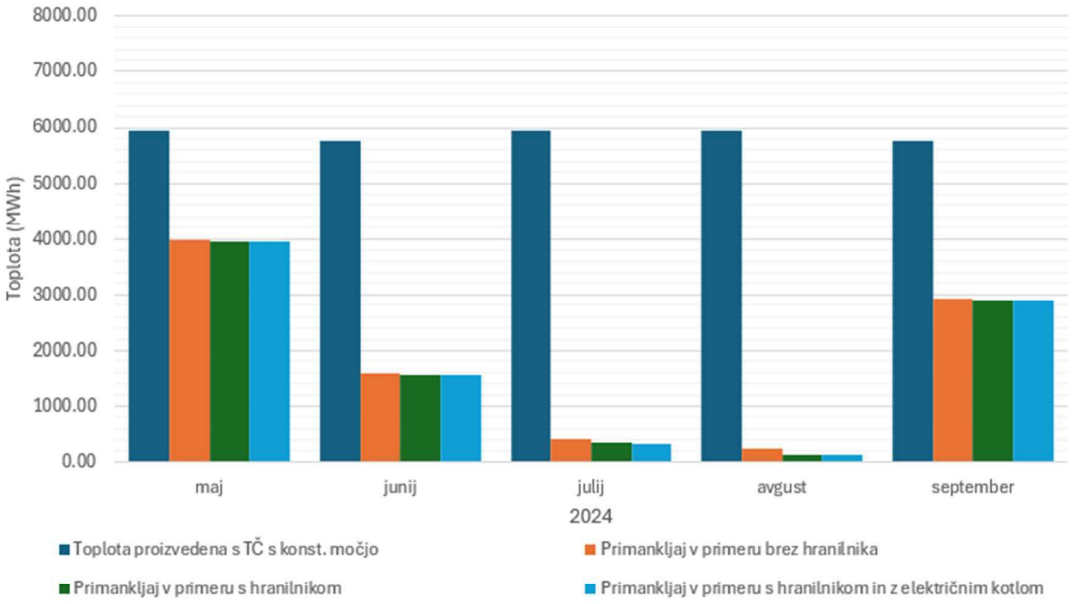
Preglednica 23: Povzetek rezultatov povezanih s toploto.

Leto 2024	Celotna potrebna toplota (MWh)	Toplota proizvedena s TČ s konst. močjo (MWh)	Primankljaj v primeru brez hranilnika (MWh)	Primankljaj v primeru s hranilnikom (MWh)	Primankljaj v primeru s hranilnikom in z električnim kotlom (MWh)
maj	9909,75	5946,05	3984,79	3963,70	3956,60
junij	7318,48	5754,24	1568,18	1564,24	1556,02
julij	6245,47	5946,05	421,74	330,32	322,32
avgust	6104,41	5946,05	241,28	128,07	123,05
september	8666,08	5754,24	2924,37	2911,22	2906,56
SKUPAJ	38244,18	29346,62	9140,36	8897,56	8864,55



Slika 43: Podatki iz preglednice 23, skupna in mesečna proizvedena toplota s TČ ter primanjkljaj toplote v primeru brez uporabe hranilnika toplote. Levi histogram vsebuje absolutne vrednosti, desni pa relativne.

Na sliki 42 pa smo natančneje primerjali vse tri primere uporabe hranilnika. Tudi v letu 2024 so med njimi majhne razlike.



Slika 44: Primerjava proizvedene toplote s količino toplote, ki jo mora zagotoviti drug vir (primanjkljaj). Primerjava je prikazana za primer brez hranilnika toplote, za primer s hranilnikom toplote, ki shranjuje viške proizvedene toplote s TČ, ki delujejo na konstantni moči ter primer hranilnika, ki poleg viško proizvedene toplote s TČ shranjuje tudi toploto iz električnega kotla, ki za delovanje uporablja viške električne energije iz SE.

V letu 2024 zaradi primanjkljaja toplote toplotnih črpalk ni smiselno ugašati, saj morajo ves čas delovati na maksimalni moči – višek ustvarijo v 572 urah od 3672 ur in vsa toplota se lahko shrani v hranilniku.

8. Ocena investicije v celotni sistem

Oceno investicije smo izdelali na podlagi najnovejših podatkov, ki smo jih pridobili iz objavljene literature. Najvišji del investicije seveda predstavljajo toplotne črpalke. Pri teh moramo poudariti, da so ponudbe mnogih proizvajalcev močno pretirane in da ti izkoriščajo pomanjkljivost ponudbe na trgu. Velike toplotne črpalke za hlajenje, t.i. hladilni sistemi za klimatizacijo, imajo na trgu lahko tudi 4x do 5x nižjo ceno za enako moč. Čeprav taki sistemi ne delujejo pri visokih temperaturah (temperaturni razpon in moč toplotnih črpalk sta premo sorazmerna), je cena visokotemperaturnih toplotnih črpalk vseeno pretirana. Še ena posebnost, ki jo velja omeniti, je sledeča. Ponudnikov toplotnih črpalk za temperaturne režime do 80-90°C je kar veliko, veliko manj jih je za višje temperature. Zato se nam je zdelo smiselno, da skladno s tem podamo širši seznam proizvajalcev toplotnih črpalk (**poglavje 3.3.**), ki lahko služi za bolj poštene ponudbe s strani ponudnikov. Dodatno in skladno s tem bi vsekakor bilo smiselno, da bi pred morebitnim javnim naročilom predhodno seznanili vse potencialne ponudnike

opreme/storitev (tudi tujih) in izvedli javno predstavitev projekta ter pričakovanja naročnika. Pri tem je seveda Fakulteta za strojništvo UL na voljo kot podpora občini. Na ta način se morda lahko nabor ponudnikov poveča, to pa lahko pomembno vpliva na stroške investicije. Stroške investicije v sistem toplotnih črpalk smo vrednotili glede na **sliko 16**. Pri tem smo upoštevali, da 30% celotne vrednosti (30% od 6 mio Eur predstavlja celotna inštalacija z vsemi elementi), 70% (t.j. 4,2 mio Eur pa sistem toplotnih črpalk z nazivno močjo 8 MW). To bi glede na **sliko 16** predstavljalo maksimalno vrednost 525 Eur/kW (rdeča črtkana črta v sliki 16), ki spada v območje moči 500-1.000 kW glede na enoto. Za hranilnike toplote smo se poslužili podatkov iz **slike 18**, ki prikazuje realne stroške investicij v stratifikacijske vodne hranilnike toplote, pri čemer smo za večji hranilnik 2.000 m^3 predvideli 20% stroškov za inštalacijo samega sistema (260.000 Eur), za sam hranilnik pa preostalih 80% (1,040.000 Eur, kar znaša 515 Eur/ m^3. Za manjši hranilnik kapacitete 1.200 m^3 smo za inštalacijo samega sistema predvideli 20% celotne vrednosti (188.000 Eur), preostanek 80% pa za sam hranilnik (748.000 Eur), kar znaša 624 Eur/ m^3. Stroške solarne elektrarne (na ključ) smo ocenili na podlagi podatkov iz **slike 3**, pri čemer smo privzeli vrednost 4.000 Eur/kW. Ker se stroški vsako leto nižajo, lahko predvidimo, da je ta ocena konzervativna. Za elektrodni kotel, ki vsebuje manjši hranilnik toplote 4 MWh smo na podlagi **slike 21** ocenili stroške 240 Eur /kW. Največji problem pri oceni investicije je predstavljala črpalna postaja z vsemi cevovodi in armaturami, zajemom in odjemom, bazenom in filtracijo. Medtem, ko je lahko strošek za celotni črpalni del nizek, npr. 100.000 Eur/MW [34], so lahko ostali stroški veliko večji [35]. Zato predstavlja 1 mio Eur za investicijo zelo grobi približek.

Preglednica 24: Ocena investicijskih stroškov v sistem

	Velikost sistema	Ocenjena investicija (EUR) s celotno namestitvijo
Črpalna postaja z vsemi armaturami in cevovodi	130 kW_{el}, max pretok 820 m^3/h	1,000.000 (zelo približna ocena)
Večji hranilnik toplote	2,000 m^3	1,300.000
Manjši hranilnik toplote	1,200 m^3	936.000
Sistem toplotnih črpalk	8 MW	6,000.000
Solarna elektrarna	4 MW	1,600.000
Elektrodni kotel	1 MW	240.000
Skupaj		11,076.000

9. Povzetek poročila za odločevalce

To poročilo in izvedena študija (projektna naloga) služi za pridobitev projektne dokumentacije (v nadaljevanju DPP, IDZ) in podlag za spremembo prostorskih izvedbenih pogojev veljavnega prostorskega izvedbenega akta (s spremembo namenske rabe prostora), kar bo omogočilo gradnjo objektov za zagotavljanje obnovljivih virov energije za lokalne skupnosti. Projektna naloga je skladno s tem obsegala Izbiro in tehnično-ekonomsko analizo najustreznejše kombinacije obnovljivih virov energije za območje zemljišča Mestne občine Velenje ob deponiji premoga. Na podlagi naročnika smo se osredotočili na obdobje 1.5. do 30.9., pri tem pa smo kljub temu upoštevali možnosti obratovanja tudi v zimskem obdobju.

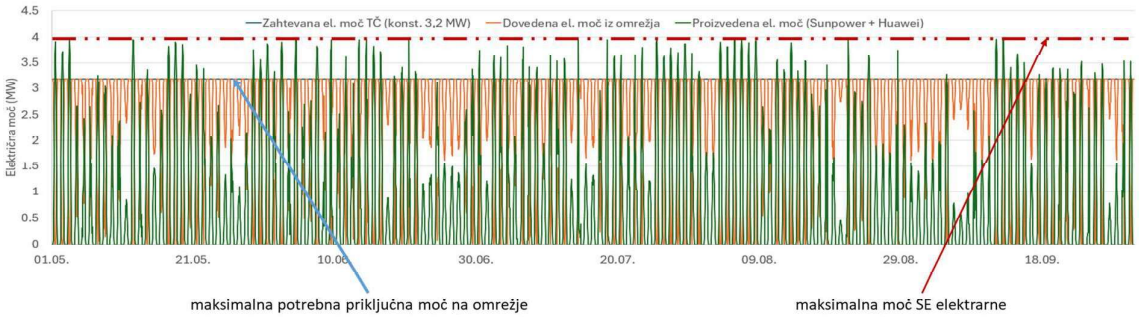
Na podlagi izsledkov analize, podajamo ključne ugotovitve:

1. Sistem naj bo sestavljen iz solarne elektrarne maksimalne moči 4 MW brez baterijskega podsistema, saj le ta ni potreben za podano rešitev.
2. Skupna kapaciteta sistema toplotnih črpalk pri delovanju 85/60 °C in zajemu jezerske vode naj bo 8 MW. Za vrsto toplotnih črpalk in njihovo izbiro smo podali poseben seznam zahtev.
3. Predlagamo rešitev z uporabo dveh hranilnikov toplote in sicer nizkotemperaturnim kapacitete 2,000 m^3 (do 55 °C) in visokotemperaturnim hranilnikom kapacitete 1,200 m^3 (do 85 °C). Pri tem naj nizkotemperaturni hranilnik omogoča zajem odpadne toplote iz prihodnjih sistemov generacije elektrike, s čimer lahko bistveno izboljšamo učinkovitost toplotnih črpalk.
4. Predlagamo uporabo manjšega elektrodnega kotla 1 MW, ki lahko služi za morebitno dogrevanje vode iz toplotnih črpalk.
5. Predlagamo zajem jezerske vode na način, da se ta prilagaja čim višji temperaturi vode iz jezera, saj le to vpliva na učinkovitost delovanja toplotnih črpalk. Hkrati predlagana rešitev sistema ne vpliva na biološke značilnosti jezera.
6. Prihodnji razvoj ostalih kapacitet proizvodnje električne energije in toplote v danem območju mora nujno upoštevati današnje in prihodnje scenarije (in njihovo infrastrukturo), ki smo jih navedli v tem poročilu. V nasprotnem primeru lahko pride do predimenzioniranja sistema, nepotrebnih investicij in vpliva na zmanjšanje energetske učinkovitosti.
7. Za potrebe izvedbe projekta in naročila smo predlagali veliko število različnih ponudnikov sistemov toplotnih črpalk. Pred izvedbo javnega naročila predlagamo mednarodno in javno predstavitev projekta in vpoklic čim večjega števila ponudnikov, saj lahko na tak način občina doseže bistveno manjše stroške, od morebitnih stroškovno pretiranih ponudb in v izogib morebitnemu kartelnemu dogovarjanju.
8. Pri vseh ponudnikih opreme/storitev morajo le ti imeti vsaj 10 let izkušenj in referenc pri izvedbi podobnih projektov. Posebej je potrebno paziti, da za ponudbo ne stoji konzorcij podjetij, ki s tovrstnimi projekti sploh še niso imeli opravka (take primere lahko namreč zasledimo v Sloveniji in sicer na drugih področjih).

Preglednica A: Ocena predvidene investicije

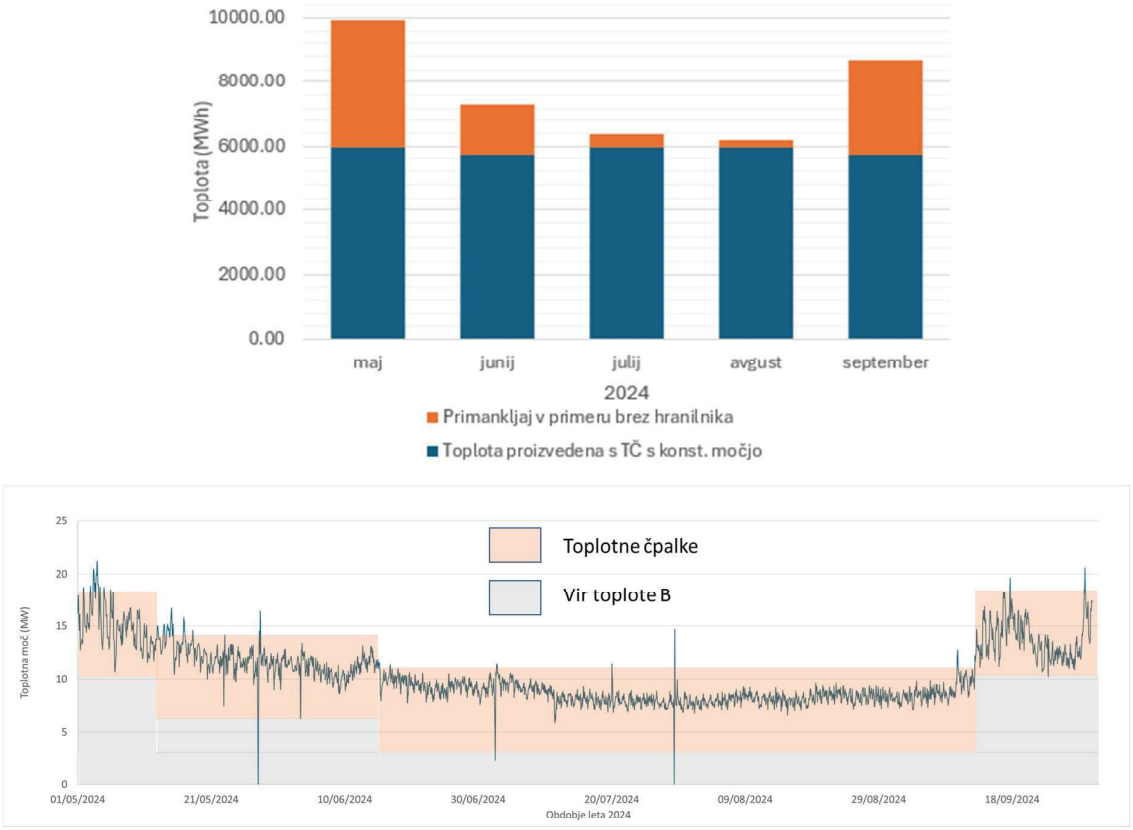
	Velikost sistema	Ocenjena investicija (EUR) s celotno namestitvijo
Črpalna postaja z vsemi armaturami in cevovodi	130 kW_{el}, max pretok 820 m^3/h	1,000.000 (zelo približna ocena)
Večji hranilnik toplote	2,000 m^3	1,300.000
Manjši hranilnik toplote	1,200 m^3	936.000
Sistem toplotnih črpalk	8 MW	6,000.000
Solarna elektrarna	4 MW	1,600.000
Elektrodni kotel	1 MW	240.000
Skupaj		11,076.000

Slika A prikazuje proizvedena električno moč v sončni elektrarni ter dodatno električno moč, dovedena iz omrežja za potrebe delovanja toplotnih črpalk pri polni moči 8 MW.



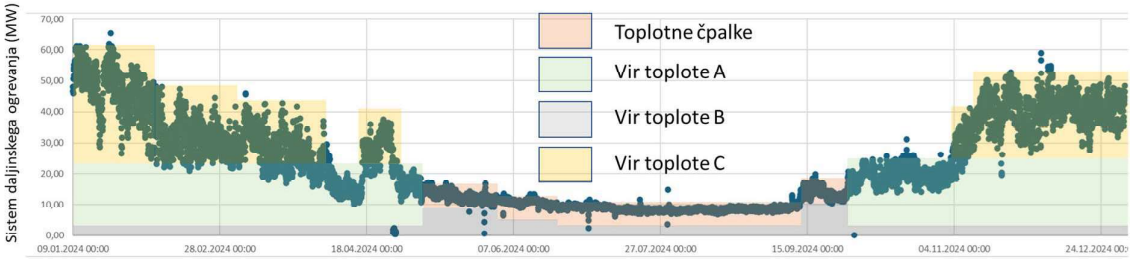
Slika A: Proizvedena električna moč v sončni elektrarni ter dodatna električna moč dovedena iz omrežja za potrebe delovanja toplotnih črpalk pri polni moči 8 MW.

Slika B prikazuje proizvedeno toploto iz predlaganega sistema toplotnih črpalk in primanjkljaj toplote, ki ga je potrebno zagotavljati iz drugih virov.



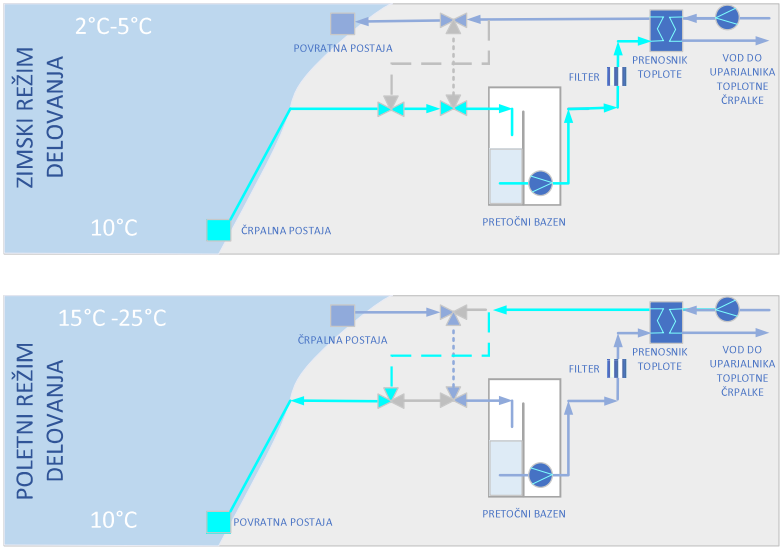
Slika B: Zgoraj: Proizvedena toplota iz toplotnih črpalk in primanjkljaj toplote, ki ga je potrebno zagotavljati iz drugih virov; **Spodaj:** Prikaz pokrivanja potreb po toploti v opazovanem obdobju s pomočjo toplotnih črpalk in drugih virov

Slika C prikazuje razširjeni pogled na celoletno obratovanje, pri čemer je upoštevano obravnavano obdobje. Dodatni viri toplote, ki pokrivajo celotne potrebe po ogrevanju, so seveda lahko različni.



Slika C: Razširjeni pogled na celoletno obratovanje sistema daljinskega ogrevanja – ob upoštevanju podatkov iz leta 2024.

Slika D prikazuje enostavno shemo zajema jezerske vode in njene uporabe.



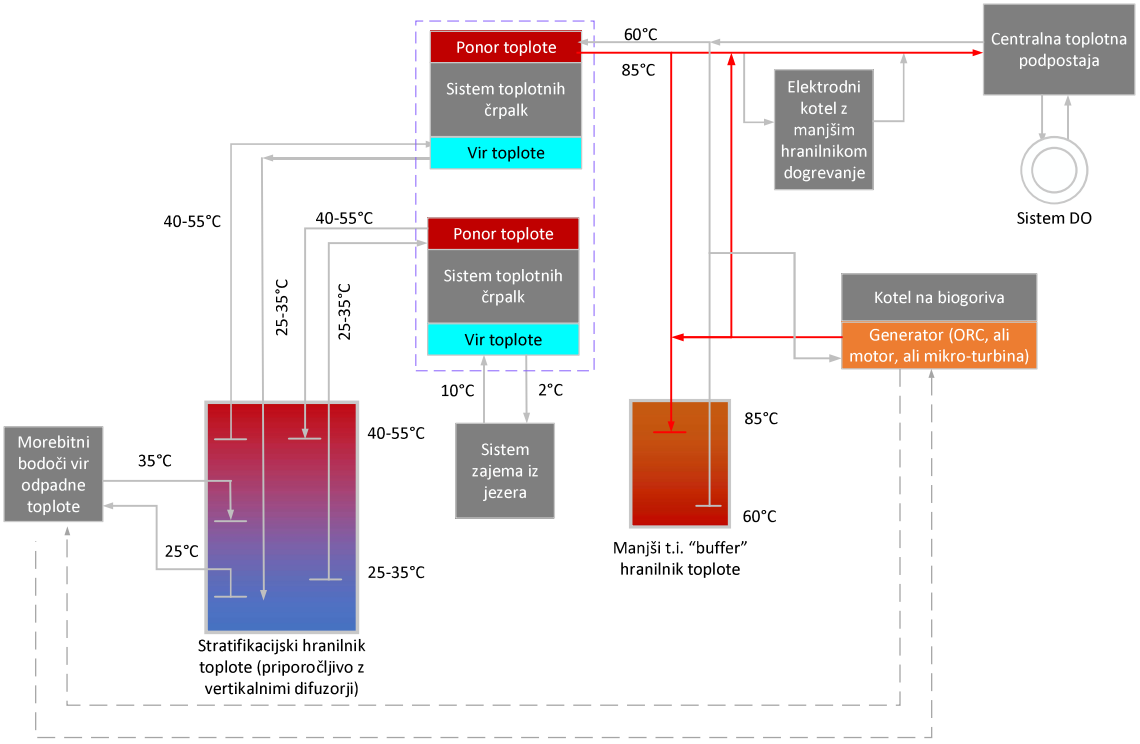
PREDNOSTI PREDLAGANEGA SISTEMA

Možnost izkoriščanja jezerske vode glede na njeno najvišjo temperaturo, kar pozitivno vpliva na učinkovitost toplotnih črpalk

Način črpanja in vračanja vode v jezero je izveden na način, da minimizira negativne vplive na biološko ravnovesje

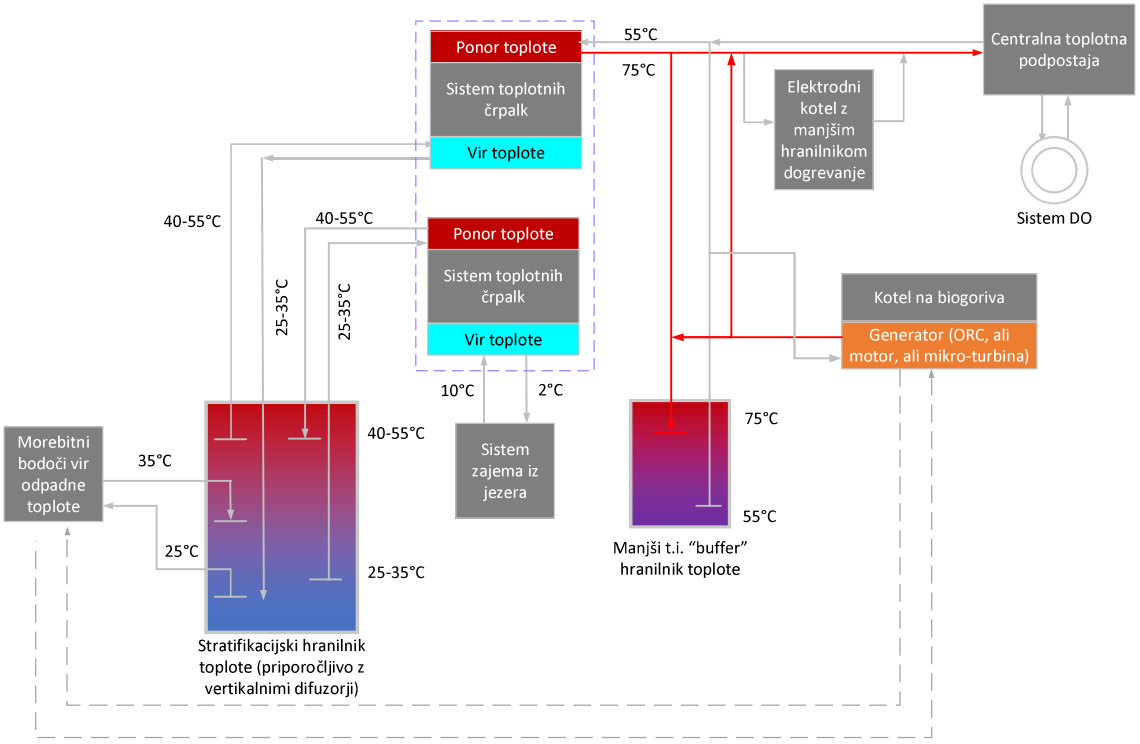
Slika D: Prikaz odprtega sistema: črpanja jezerske vode kot vira toplote za toplotne črpalke. Temperature jezera v opazovanem obdobju so med 8 do vsaj 25 °C, odvisno od globine in dneva. Kvaliteten projektant in ponudnik opreme/izvajalec mora to znati izkoristiti.

Slika E prikazuje predlagano rešitev povezav toplotnih črpalk, hranilnikov toplote in elektrodnega kotla, v kombinaciji z morebitnim sistemom proizvodnje električne energije. Slednji mora omogočati zajem toplote tako pri višjih temperaturah, kot pri nižjih. Na ta način lahko izjemno pomembno zmanjšamo rabo električne energije za toplotne črpalke, ali pa tudi povečamo moč toplotnih črpalk, zato dodatnih virov in njihove prilagoditve delovanju sistema nikakor ne smemo zanemariti.



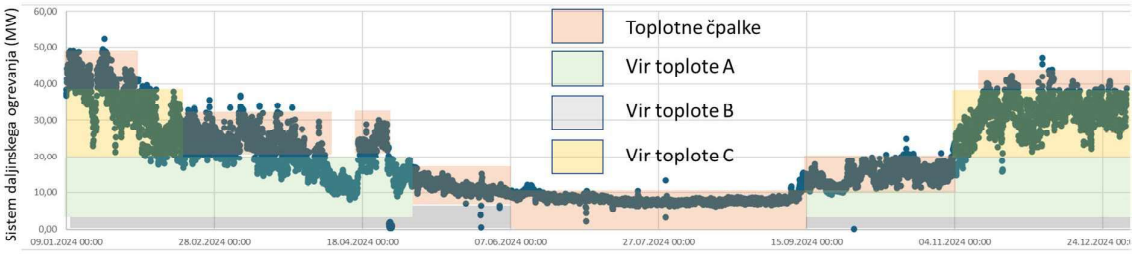
Slika E: Prikaz predlaganega sistema v kombinaciji s proizvodnjo električne energije iz biogoriv. pri čemer mora slednji zagotavljati »kondenzacijski« režim in režim pri višjih temperaturah toplote.

V prihodnosti bo moral sistem daljinskega ogrevanja v Velenju, zaradi zelenega prehoda, nujno preiti v nizkotemperaturno obratovanje in sicer s temperaturami dovoda/povratka približno 75/55 °C (**slika F**), tudi v zimskem obdobju. Rešitev prikazana na **sliki E** lahko v tem primeru ostane enaka, z razliko nižjega temperaturnega režima, kar pozitivno vpliva na: zmanjšanje toplotnih izgub omrežja, manjšo rabo električne energije za potrebe toplotnih črpalk ali morebitno večjo razpoložljivo toplotno moč toplotnih črpalk.



Slika F: Prikaz predlaganega sistema v kombinaciji s proizvodnjo električne energije iz biogoriv, pri preobrazbi v nizkotemperaturni režim daljinskega ogrevanja skozi celotno leto.

Slika G prikazuje približno stanje leta 2035. Pri tem smo ocenili, da bo raba pozimi, glede na leto 2024, 20% manjša in raba poleti, glede na leto 2024, 10% manjša. Zaradi nižjih temperatur ogrevanja in izrabe odpadne toplote smo konzervativno predvideli 12% večjo moč toplotnih črpalk.



Slika G: Razširjeni pogled na celoletno obratovanje sistema daljinskega ogrevanja – ob predvidenem poteku odjema leta 2035. Iz slike je zelo jasno vidno, da bi lahko inštalirane toplotne črpalke danes, v prihodnosti lahko pokrivale velik del potreb sistema daljinskega ogrevanja. Pri tem bodo toplotne črpalke skupaj s hranilniki toplote odigrale poglavitno vlogo pri pokrivanju vršnih obremenitev, hkrati pa popolnoma pokri potrebe v poletnem obdobju.

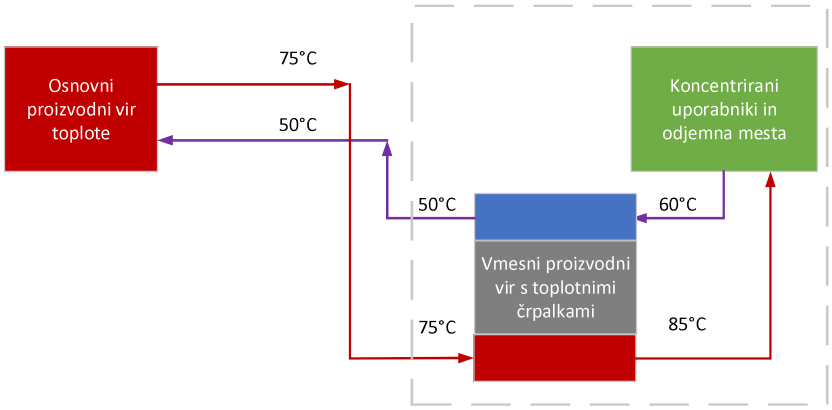
Zaradi bodočih sprememb sistema daljinskega ogrevanja in v želji po izboljšanju njegove energetske učinkovitosti predlagamo v dodatni razmislek sledeče:

a. Postavitev podobnega sistema, kot je obravnavan v tem poročilu, na lokaciji Šaleka ali Sela, ki obsega dodatno sončno elektrarno, dodatne kapacitete toplotnih črpalk, vezane na odpadno toploto (30-45°C) pri proizvodnji električne energije na taisti lokaciji (torej bi te kapacitete predstavljale vir toplote za toplotne črpalke), ter uvedbo dveh hranilnikov toplote. Na ta način bi zapolnili potrebe po ogrevanju celotnega sistema. Postavitev dodatne proizvodne enote na tem območju bi po našem razumevanju sistema daljinskega ogrevanja v Velenju omogočilo znižanje temperaturnih nivojev.

b. Skladno z bodočim razvojem je nujno potrebna preučitev kar se da možnega znižanja temperatur dovoda in tudi povratka, ob ohranitvi temperaturne razlike (v našem poročilu smo predlagali prehod na režim 75/55°C skozi celotno leto) in rešitev, ki smo jo podali, omogoča tak prehod. Vsekakor mora skladno s tem biti izvedena popolna obnova vseh ovojev objektov (ter z omogočitvijo rekuperiranega prezračevanja), toplotnih podpostaj vključno z njihovo popolno digitalizacijo, ter tudi posega v same notranje ogrevalne sisteme objektov (zamenjava vseh zastarelih radiatorjev in ventilov, hidravlično uravnoteženje). Posebno pozornost je potrebno posvetiti pripravi sanitarne tople vode s pretočnimi grelniki, za katere danes obstajajo rešitve, ki so tehnično popolnoma izvedljive.

c. Potrebno je tudi preučiti vpliv neprekinjenega ogrevanja objektov z variabilnimi temperaturami, kar ima lahko za posledico dodatno znižanje moči sistema daljinskega ogrevanja. Prekinjeno ogrevanje izkorišča shranjevanje toplote v ovoju stavbe, vendar ob vzpostavitvi ogrevanja v sistemih daljinskega ogrevanja povzroča neželen dvig moči.

d. **Slika H** prikazuje enostaven prikaz alternativne možnosti, ki omogoča lokalni dvig temperatur dovoda in lokalno znižanje temperatur povratka v sistemu daljinskega ogrevanja. Prav tako predstavlja rešitev, ki nujno ne posega v popolno sanacijo vseh objektov, kar predstavlja z vidika investicij v objektih precejšnjo prednost. Pri tem na **sliki H** predstavlja Osnovni vir proizvodne toplote našo predlagano rešitev v tem poročilu. Ta osnovni vir je precej oddaljen od koncentriranih porabnikov, zato bi lahko načeloma deloval pri nižjih temperaturah dovoda in povratka. Na vozliščih in v bližini odjemalcev bi lahko postavili dodatne postaje toplotnih črpalk, ki bi lokalno, v določenem vozlišču, dvigovale temperaturni režim dovoda toplote na želeni temperaturni nivo, hkrati pa bi nižale temperature povratka do Osnovnega proizvodnega vira, kar bi z vidika termo-hidravličnih razmer omogočalo delovanje sistema pri zelo znižanem temperaturnem režimu.



Slika H: Alternativni prikaz možnosti znižanja temperaturnih režimov na primarnih vodih iz osnovega proizvodnega vira toplote, ki je bil predmet te študije

10. Reference

[1] IRENA, "Renewable power generation costs in 2023," Abu Dhabi, 2024.

[2] M. Kauffeld and M. Dudita, "Environmental impact of HFO refrigerants & alternatives for the future," *Open Access Government*, 2021.

[3] F. Schlosser, M. Jesper, J. Vogelsang, T. G. Walmsley, C. Arpagaus, and J. Hesselbach, "Large-scale heat pumps: Applications, performance, economic feasibility and industrial integration," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 133, p. 110219, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110219.

[4] N. Calame *et al.*, "Joining Forces to Encourage High-Temperature Heat Pumps in Swiss Industries," *Heat Pumping Technologies MAGAZINE Heat Pumps Unleashing Flexibility and Sector Coupling*, vol. 42, no. 1, 2024.

[5] "Mayekawa Mycom : http://www.mayekawa.eu/en/products/mycom/standard-units/heat-pump-unit/plus-heat."

[6] "Styne Group: https://www.styne.co.uk/refrigeration-solutions/ammonia-heat-pump."

[7] "Gea: https://grasso-adearest.com/products-overview/chillers-and-heat-pumps/item/33-gea-grasso-fx-p-heat-pump.html."

[8] "Copeland: https://www.copeland.com/en-us/products/refrigeration/industrial-refrigeration/industrial-heat-pumps."

[9] "Sabroe Johnson Controls: https://www.sabroe.com/products-and-solutions/industrial-heat-pumps."

[10] "Star Refrigeration: https://www.star-ref.co.uk/products/heat-pumps/water-source-heat-pump-neatpump/#1577074799498-b75691c3-b8f0".

[11] "SPH: https://spheat.de/media/?lang=en."

[12] "OCHSNER: https://www.ochsner.com/en/ochsner-products/high-capacity-heat-pumps, https://ochsner-energietechnik.com/wp-content/uploads/2023/08/OCHSNER_Energietechnik_EN_2023_ET08e_kl.pdf."

[13] "FRIOTHERM: https://www.friotherm.de/produkte/unitop/unitop-50/."

[14] "HEATEN: https://www.heaten.com/products/".

[15] "YORK (Johnson Controls): (https://www.skyair.si/wp-content/uploads/2024/04/YORK-Titan-OM-Custom-Water-to-Water-Heat-Pump.pdf."

[16] "CARRIER: https://www.carrier.com/commercial/en/eu/products/heating/water-to-water-heat-pumps."

[17] "TURBODEN Mitsubishi Heavy: https://www.turboden.com/solutions/2602/large-heat-pump."

[18] "Pure Thermal: https://purethermal.co.uk/high-temperature-heat-pumps/."

[19] "TRANE: https://trane.eu/uk/equipment/product-details.html?prodId=227."

[20] "SIEMENS Energy: https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product-offerings/heat-pumps.html."

[21] "Sistem DH Lake Geneva https://lenews.ch/2016/09/24/the-almost-invisible-machinery-that-uses-lake-geneva-to-heat-400-homes/."

[22] "Sistem DH Lake Geneva https://smart-cities-marketplace.ec.europa.eu/projects-and-sites/projects/tetraener/tetraener-site-geneva."

[23] "Sistem DH Lake Geneva https://heatpumpingtechnologies.org/annex47/wp-content/uploads/sites/54/2018/12/annex-47sub-projetcsla-tour-de-peilz.pdf".

[24] "Sistem DH Lake Geneva in La Tour-de-Peilz https://www.unitracc.com/e-journal/news-and-articles/district-heating-pipeline-with-water-from-lake-geneva-in-la-tour-de-peilz-ch."

[25] "Araner: https://www.araner.com/business-lines/thermal-storage-tank".

[26] "Taikisha group: https://www.taikisha-group.com/service/heat-storage/stratherm/."

[27] "Rieckman: https://rieckman.com/dn-tanks."

[28] "Lipp system: https://www.lipp-system.de/tanks/thermal-storage-tank-large/?lang=en."

[29] "Fishertank: https://fishertank.com/ ."

[30] T. Schmidt *et al.*, "Design Aspects for Large-scale Pit and Aquifer Thermal Energy Storage for District Heating and Cooling," *Energy Procedia*, vol. 149, pp. 585–594, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.egypro.2018.08.223.

[31] "DBDH; Thermal Energy Storage for District Heating: https://dbdh.org/all-about-district-energy/technology/thermal-energy-storage-for-district-heating/."

[32] M. J. S. Zuberi, A. Hasanbeigi, and W. Morrow, "Electrification of industrial boilers in the USA: potentials, challenges, and policy implications," *Energy Effic*, vol. 15, no. 8, p. 70, Dec. 2022, doi: 10.1007/s12053-022-10079-0.

[33] "Sabroe DualPAC 712-W: https://tyco.widen.net/content/vg1legsjgk/pdf/DualPAC_PUBL-8593_2023_EN.pdf?u=ihblpf."

[34] Priess web, "Large plug-and-play pumping station innovating Swedish district heating, https://priess-web.com/case/large-plug-and-play-pumping-station-innovating-swedish-district-heating/."

[35] M. Mosteiro-Romero, E. Riegelbauer, S. Hsieh, and A. Schlueter, "District-scale lake water free cooling in Zurich, Switzerland: System performance simulation and techno-economic feasibility," in *33rd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems (ECOS 2020), Osaka, Japan, 29 June – 3 July 2020*, R. Yokoyama and Y. Amano, Eds., Osaka, 2020, pp. 1781–1791.