

Napredne strategije vođenja fleksibilnih kogeneracijskih postrojenja

Balić, Dražen

Doctoral thesis / Disertacija

2020

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **University of Zagreb, Faculty of Mechanical Engineering and Naval Architecture / Sveučilište u Zagrebu, Fakultet strojarstva i brodogradnje**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:235:034741>

Rights / Prava: [In copyright / Zaštićeno autorskim pravom.](#)

Download date / Datum preuzimanja: **2024-07-18**

Repository / Repozitorij:

[Repository of Faculty of Mechanical Engineering and Naval Architecture University of Zagreb](#)





Sveučilište u Zagrebu

Fakultet strojarstva i brodogradnje

Dražen Balić

NAPREDNE STRATEGIJE VOĐENJA FLEKSIBILNIH KOGENERACIJSKIH POSTROJENJA

DOKTORSKI RAD

Zagreb, 2020.



Sveučilište u Zagrebu

Fakultet strojarstva i brodogradnje

Dražen Balić

NAPREDNE STRATEGIJE VOĐENJA FLEKSIBILNIH KOGENERACIJSKIH POSTROJENJA

DOKTORSKI RAD

Mentor: Prof. dr. sc. Dražen Lončar

Zagreb, 2020.



University of Zagreb

Faculty of Mechanical Engineering and Naval Architecture

Dražen Balić

ADVANCED OPERATION STRATEGIES OF FLEXIBLE COGENERATION POWER PLANTS

DOCTORAL THESIS

Supervisor: Prof. Dražen Lončar, PhD

Zagreb, 2020.

PODACI ZA BIBLIOGRAFSKU KARTICU

Ključne riječi: kogeneracija, sustav daljinskog grijanja, spremnici energije, modeliranje, Matlab, Simulink, PLEXOS

Znanstveno područje: Tehničke znanosti

Znanstveno polje: Strojarsstvo

Institucija u kojoj je rad izrađen: Sveučilište u Zagrebu, Fakultet strojarstva i brodogradnje

Mentor rada: prof. dr. sc. Dražen Lončar

Broj stranica: 143

Broj slika: 88

Broj tablica: 30

Broj korištenih bibliografskih jedinica: 117

Datum obrane: 1. listopada 2020. godine

Povjerenstvo: Prof. dr. sc. Neven Duić, predsjednik

Doc. dr. sc. Mislav Čehil, član

Doc. dr. sc. Mladen Zeljko, član

Institucija na kojoj je rad pohranjen: Sveučilište u Zagrebu, Fakultet strojarstva i brodogradnje

Zahvala

Izrada ovog doktorskog rada trajala je nepunih šest godina. Tijekom tog razdoblja bilo je puno izazova koje je trebalo svladati. Na tome putu istaknuli su se pojedinci koji su mi svojim nesebičnim angažmanom te dobronamjernim savjetima i potporom olakšali izradu i dovršetak rada.

Kod izrade doktorskog rada ključan je mentor. Imao sam sreće i zadovoljstvo da mi je prof. dr.sc. Dražen Lončar bio mentor na preddiplomskom i diplomskom studiju, ali isto tako i mentor na doktorskome studiju. Njegovo strpljenje, savjeti i razumijevanje bili su ključni u onim kritičnim trenucima kada se počinje propitkivati cjelokupni smisao rada. Na svemu tome mu od srca hvala! Vjerujem kako dovršetak ovog rada nije i kraj suradnje, već da je osnova za mnoge buduće rasprave ne samo o energetici, već i šire.

Veliko hvala također i dr.sc. Ivici Mihaljeviću te gosp. Zlatku Markoviću iz HEP Toplinarstva d.o.o., pogon Osijek, koji su mi ustupili mjerne podatke te su uvijek bili spremni za konzultacije i stručnu diskusiju. Bez njihovog doprinosa ovaj rad ne bi imao potrebnu kvalitetu i vjerodostojnost. Pored njih, tu je još veliki broj kolegica i kolega koji su na neki način doprinijeli izradi rada te mi pružili potporu. Stoga, veliko hvala dobrom prijatelju i kolegi mr.sc. Igoru Novku na bezbrojnim satima stručne diskusije i motivaciji da se „primem posla“. Hvala također i kolegici Jadranki Maras, stručnjakinji za CTS-ove, hvala mom cimeru Marku Karanu na pomoći u ekonomskim pitanjima, hvala Draženu Jakšiću koji me beskrajno strpljivo uvodio u svijet modeliranja u PLEXOS-u, hvala dobroj prijateljici dr.sc. Amaliji Horvatić Novak na pomoći sa statističkim pitanjima i iscrpnom iščitavanju rada, te hvala i Bruni Židovu, Tomislavu Čopu, Vlatki Kos Grabar Robini, Željku Plantiću, Luciji Išlić, Ivani Milinković Turalija, Antoniji Tomas Stanković, Martini Mikulić te hvala svim dragim i dobrim ljudima koje sam upoznao u Energetskom institutu Hrvoje Požar te koji su na neki način doprinijeli izradi rada. Također veliko hvala i mojem Voditelju odjela za proizvodnju i tržišta energije, doc.dr.sc. Mladenu Zeljku, na potpori pri izradi rada, čitanju rada, davanju savjeta te na pristanku da bude član povjerenstva za obranu rada.

Pored svih navedenih osoba, ključnu ulogu je imala moja obitelj, moji najbliži, koji su mi bili potpora ne samo tijekom doktorskog studija, već su to kontinuirano, svaki dan od kada znam za sebe. Veliko hvala mojim roditeljima, Višnji i Goranu koji su uvijek cijenili i poticali moje obrazovanje, učenje, znanje, te mi omogućili sve što sam želio. Smatram da je imati takve roditelje privilegija nekolicine. Veliko im hvala na svemu! Dakako, tu je i moja jedina i neponovljiva sestra Ema, koja je nezaobilazna karika u svim bitnim događajima i neupitna potpora. Njeno strpljenje za moje „probleme“ je nepresušno – hvala ti! Hvala i mojim bakama Štefici i Ani koje su najbolje bake na svijetu! Također, hvala i mojem najboljem prijatelju Luki Samaržiji koji je moje predahe (a bilo ih je) od rada na doktorskome radu uvijek ispunjavao zanimljivim aktivnostima zajedno s dr.sc. Pavlom Skočićem, Tomislavom Čutićem, Leopoldom Dumančićem i mnogima drugima prijateljicama i prijateljima.

Međutim, pored svih prethodno nabrojanih dragih osoba, jedna osoba zaslužuje posebno mjesto u zahvali. Osoba koja je cijeli svoj profesionalni život utkala u energetiku, koja je ostavila neizbrisiv trag u hrvatskoj energetici te osoba koja uvijek inzistira na profesionalnom pristupu te cijeni znanje, stručnost i zalaganje. Stoga, velika hvala dr.sc. Goranu Graniću na pruženoj prilici zaposlenja u Energetskom institutu Hrvoje Požar te isto tako na prilici da upišem doktorski studij. Raditi u institutu na čijem čelu je dr. Granić je bila privilegija i iskustvo koje se pamte doživotno!

Mojoj mami

SAŽETAK

Energetska tranzicija je u tijeku, intermitentni obnovljivi izvori energije svakim danom imaju i imat će sve veći udio u instaliranim proizvodnim kapacitetima, što implicira povećanje potreba za fleksibilnošću unutar elektroenergetskog sustava. Sustavi daljinskih grijanja, kao pouzdan i učinkovit način distribucije toplinske energije, imaju mogućnost biti poveznica elektroenergetskog i toplinarskog sektora. Sinergijskim djelovanjem moguće je iskoristiti latentnu fleksibilnost koja je sadržana u značajnim razlikama vremenskih konstanti elektroenergetskog sustava i sustava daljinskih grijanja.

Istraživanja provedena u sklopu doktorskog rada temeljila su se na analizi globalnih dinamičkih karakteristika cjevovodnih mreža sustava daljinskih grijanja u interakciji s fleksibilnim kogeneracijskim postrojenjima. Analizom akumulativnosti i tromosti, kao globalnih dinamičkih karakteristika, utvrđena je mogućnost korištenja sustava daljinskih grijanja kao dinamičkih spremnika toplinske energije. Izrađenim matematičkim modelom, prvo pojednostavljenog sustava daljinskog grijanja, a zatim i kompleksnijeg koji je kalibriran, a potom i validiran, sa stvarnim sustavom daljinskog grijanja, određene su mogućnosti pohrane i preuzimanja toplinske energije. Utvrđeno je kako i u kojoj mjeri akumulativnost, mogućnost pohrane toplinske energije, ovisi o raznim vanjskim čimbenicima kao što su temperatura okoliša, toplinsko opterećenje te temperaturni režimi sustava daljinskih grijanja. Pritom je uveden i pojam rezerve toplinske snage kao veličine koja opisuje razliku između nazivnog (trenutnog) toplinskog opterećenja i maksimalno mogućeg toplinskog toka kojim se predaje toplinska energija, a da komfor krajnjih korisnika ne bude narušen. Navedena veličina, zajedno s akumulativnošću cjevovodne mreže te pripadnom geometrijom mreže bila je osnova za određivanje specifične akumulativnosti sustava daljinskih grijanja. Utvrđeno je kako sustavi daljinskih grijanja mogu pružiti fleksibilnost na razini od 0,11 MWh_t za ukupnu rezervu toplinske snage te za svaki kilometar cjevovodne mreže. Time je ujedno određen i potencijal za korištenje sustava daljinskih grijanja kao izvora (pružatelja) fleksibilnosti proizvodnim jedinicama.

Utvrđena raspoloživa fleksibilnost sustava daljinskih grijanja bila je osnova za ispitivanje utjecaja iste na strategije vođenja fleksibilnih kogeneracijskih postrojenja. Korištenje sustava daljinskih grijanja, kao dinamičkih spremnika toplinske energije, u sprezi s kogeneracijskim postrojenjima omogućava prilagođavanje strategije vođenja kogeneracijskih postrojenja

sukladno impulsima s tržišta električne energije. Istraživanjem je utvrđeno kako se postojeća infrastruktura sustava daljinskih grijanja može koristiti na način da se omogući aktivno sudjelovanje, do sada u pravilu pasivnim, kogeneracijskim postrojenjima na tržištu električne energije. Strategije vođenja mogu biti takve da se maksimizira proizvodnja električne energije u razdobljima viših cijena električne energije i obrnuto. Pored ostvarivanja dodatnih prihoda, zahvaljujući aktivnom sudjelovanju na tržištu električne energije, kogeneracijska postrojenja imaju mogućnost sudjelovanja i u pružanju pomoćnih usluga operatoru prijenosnog sustava, što je također ispitano i analizirano. Provedene su i usporedbe korištenja dinamičkih spremnika toplinske energije (sustava daljinskih grijanja) i konvencionalnih spremnika. Pokazano je kako korištenje jednog i drugog tipa spremnika toplinske energije gotovo u istoj mjeri i u podjednakom iznosu doprinosi fleksibilnim strategijama vođenja kogeneracijskih postrojenja, što je dodatno uporište za korištenje sustava daljinskih grijanja kao dinamičkih spremnika toplinske energije. Drugim riječima, korištenjem dinamičkih spremnika toplinske energije umanjuje se potreba za investiranjem u konvencionalne spremnike do razine kapaciteta pohrane koji se može osigurati dinamičkim spremnicima. Primjenom naprednih strategija vođenja kogeneracijskih postrojenja moguće je ostvariti povećanje operativnog prihoda za gotovo 24 % bez narušavanja opskrbe toplinskom energijom. Pružanje pomoćnih usluga dakako dodatno doprinosi povećanju prihoda i dobiti.

EXTENDED ABSTRACT

The contemporary energy sector undergoes the greatest transition, seen from the beginning of the development of modern energy. Such a comprehensive transition is a consequence of the imposed strategic policy goals such as the reduction of greenhouse gas emissions, the rational use of energy and the use of renewable energy sources (RES). The latter has led to the installation of significant generation capacities whose energy production is of an intermittent nature, which implies an increase in the requirements for flexibility within the energy system that can contribute to the balancing energy production and consumption. It can be asserted that flexibility of energy sector is a key driver for technically successful and economically efficient integration of renewable and climate friendly energy technologies.

By literature review was concluded that many authors deal with energy transition and flexibility related issues. However, it was also observed that there is a lack of holistic researches where majority of energy transition aspects are taken into account in one place, such as energy generation technologies, district heating systems, flexibility of energy system, energy storages, ancillary services as well as legal and/or financial issues etc. Hence, motivation of this doctoral thesis was to conduct a comprehensive research of all aforementioned aspects of contemporary energy system and related challenges in order to obtain clear and unambiguous conclusions.

Therefore, the main goal of this research was to identify and quantify technical potential and financial opportunities to use cogeneration power plants coupled with district heating systems as a source of flexibility. Namely, the hypothesis of the doctoral thesis is that district heating systems can be used as dynamic thermal storages and coupled with flexible cogeneration power plants can provide flexibility to the energy system and have a supportive role in balancing mismatch between energy generation and consumption. However, there are certain constraints which were thoroughly explored as will be elaborated latter on.

Model of district heating systems

Research related to examination of global dynamic characteristics of district heating systems was divided into two parts.

First part related to the modelling of simplified district heating system of only 3 end users and straight pipeline network in length of 9.000 m. The set of algebraic and liner differential

equations was defined, and the model was developed within Matlab Simulink software. Certain simplifications and assumptions were introduced such as: mass flow was considered as one-dimensional and quasi-static, thermal demands were in correlation with environment temperature, heat was transferred to each end users by the means of one heat exchanger, all end users had the same characteristics, mass of steel pipeline was taken into account when accumulateness of thermal energy was analysed etc. In order to examine and proof hypothesis of doctoral thesis, that district heating systems can be used as thermal energy storages, simulations were carried out with two different types of imposed disturbances (so called input signals). First type of disturbance was related to steep increase of supply water temperature for 10 °C, while the second type of disturbance was managed in the way supply water temperature was lowered instantaneously for certain amount and for a certain period of time after which was returned to initial value (can be observed as temperature drops). These types of disturbances led to the conclusion that pipeline network of district heating systems can be used as a thermal energy storage with determination of global dynamic characteristic of accumulateness and inertia. Results of simulations have shown that mass as well as length of the pipeline network have a positive impact on the amount of thermal energy that can be stored within pipeline network. In addition, it was shown that certain attention should be paid not only to the amount of imposed disturbance, but also to the location of the disturbance in pipeline network in order not to jeopardise thermal comfort of end users located near or far away from location of disturbance. Namely, mild but long-lasting disturbances will much more impact the end users located far away from the location of disturbance than end users near to the disturbance. In contrary, strong but short-lasting disturbances will impact much more end users near to location of disturbance. This is the consequence of thermal accumulation as well as transient phenomena within pipeline network.

The second part related to the modelling of more complex pipeline network of district heating system and its calibration with real district heating system, from east part of Croatia for which measurement data were available. In addition, developed mathematical model was validated which provides a strong basis for conclusions made. The developed mathematical model was based on aggregated pipeline network and on the similar set of equation and assumptions as in the case of simplified model. In order to further examine global dynamic characteristics of district heating systems and to obtain specific indicators of thermal accumulateness of district heating systems as well as to examine real potential and limitations of usage of district heating systems as dynamic energy storages several types of disturbances were simulated. Apart from

disturbance related to steep increase of supply water temperature, additional, more complex disturbance was imposed. Namely, it was examined the case where continual additional thermal flux was supplied to the pipeline network. The additional thermal flux was supplied in different amounts but always until the temperature of water within pipeline network reached certain level, so called saturation temperature. Of course, thermal comfort of end users was not jeopardized in any moment, since it was one of the fundamental conditions. Such disturbance allowed examination of situations where heat generation unit (e.g. cogeneration power plant, heat pump, electric boiler) continuously reduce or increase heat production in order to actively participate on electricity market (or to provide ancillary services) and gain additional financial revenue. Again, it was concluded that accumulativeness is a global dynamic characteristic and that storage of thermal energy is invariant on thermal flux as well as on temperature gradient of supply water. Moreover, it was determined in which way and in which proportion accumulativeness depends on various external factors, such as environment temperature, thermal demand of end users as well as temperature levels of circulating water. It can be asserted that high level of supply water temperature implicates lower amount of thermal energy that can be stored within pipeline network, as well as that greater amount of thermal energy can be taken, withdrawn, from pipeline network, i.e. from dynamic thermal storage. However, in the case of low level of supply water temperature situation is opposite. In addition, a quantity of thermal power reserve was introduced as a difference between nominal thermal demand (in regard to environment temperature) and maximum/minimum thermal power (thermal flux) which can be supplied to the pipeline network without jeopardizing thermal comfort of end users. The thermal power reserve together with accumulativeness and pipeline network geometry was the basis to determine specific accumulativeness of district heating systems. It was determined that district heating systems can provide flexibility on the level of 0,11 MWh_t for total thermal power reserve for each kilometre of pipeline network length. On that way potential of district heating systems as providers of flexibility was determined as well.

Model of cogeneration power plants

Since district heating systems can be considered as dynamic thermal energy storages and sources of flexibility it was opportune to examine potential impact on operation strategies of cogeneration power plants. Namely, cogeneration power plants if coupled with thermal energy storages can have active role on electricity market. If there are no thermal energy storages, cogeneration power plants in fact have passive position on electricity market due to the fact that

their operation strategies are determined by current thermal demands. Therefore, utilisation of pipeline networks of district heating systems as dynamic thermal energy storages enables cogeneration power plants to respond on impulses from electricity market and to gain additional financial revenue. Moreover, cogeneration power plants can also provide ancillary services to transmission system operator in order to maintain the stability of electric power system.

Within doctoral thesis model of gas engine cogeneration power plant backed up with natural gas peak boilers was developed in PLEXOS integrated energy model. Various details were modelled, such as start cost, ramp rate, necessary time for cold start, minimum operation time, efficiencies in dependence on load etc. In order to perform simulations and examine potential of district heating system usage as thermal energy storages several scenarios were introduced. For each scenario simulations were carried out with same initial and boundary conditions. The thermal load and prices of electricity were given on the hourly level for entire referent year. In total, seven scenarios were analysed where one scenario was used as a referent scenario while other six as scenarios related to deployment of the thermal energy storages. In detail, referent scenario comprised no thermal energy storage i.e. cogeneration power plant could not actively participate on electricity market. Following three scenarios related to the utilisation of the district heating system as dynamic thermal energy storage. In the first of them the cogeneration power plant did not provide ancillary services, in the second cogeneration provided lower level of ancillary services, while the third scenario reflected the case where cogeneration provided high level of ancillary services. In other words, within these three scenarios cogeneration power plant actively participated on electricity market as well as in provision of ancillary services. The rest of scenarios were analogous to the previous three scenarios but with the difference that conventional thermal energy storage (thermal tank) was used. On that way comparison between conventional and dynamic thermal energy storage have been done. It has been shown that the use of both types of thermal energy storages contribute almost to the same extent and in the same amount to flexible operation strategies of cogeneration power plants, which is an additional basis for using district heating systems as dynamic thermal energy storages.

Economic indicators

In order to obtain comparison of different economic indicators for all analysed scenarios, a net present value, internal return rate, payback period as well as profitability index were determined for each scenario. The main goal was to address benefits of usage of district heating systems as dynamic thermal energy storages where no capital expenditures are needed. Namely,

conventional thermal energy storages require designing and construction which implicates certain needs for capital expenditures.

Overall economic analysis comprised of several sub-analyses such as revenue analysis (from electricity markets, providing ancillary services), analysis of operational expenditures and analysis of capital expenditures. Capital expenditures assumed designing and construction of generating units and all related costs (Balance of Plant) as well as cost for conventional thermal energy storage (for related scenarios).

Results show that the best economic indicators are obtained for the scenarios where district heating system was used as a dynamic thermal energy storage, especially in the case of scenario with high level of ancillary services provision. Scenarios with conventional thermal energy storage also have positive economic indicators, but not as much as in the case of dynamic thermal energy storage. In the referent scenario, without thermal energy storage, economic indicators are the less positive, i.e. net present value is even negative.

Conclusion

Within doctoral thesis and conducted researches following key conclusions are obtain:

- District heating systems can be used as dynamic thermal energy storages with limitations in the sense of current thermal demand of end users and temperature levels of supply and return water.
- Potential for deployment of district heating systems as dynamic energy storages have been determined.
- Flexibility provided from district heating systems can be used to adopt advanced operation strategies of flexible cogeneration power plants and to enable them active role in electric power system. The flexible cogeneration power plants can participate in balancing of generation and demand mismatch in order to support integration of intermittent renewable energy sources.
- Active role of cogeneration power plants on electricity market and provision of ancillary services leads to additional financial revenue.

SADRŽAJ

Sažetak	I
Extended Abstract	III
Popis slika	XII
Popis tablica	XIX
Popis kratica	XXI
1 Uvod	1
1.1 Kontekst teme i izrade doktorskog rada	1
1.2 Pregled literature.....	3
1.3 Struktura doktorskog rada	13
2 Definiranje problema istraživanja doktorskog rada	15
2.1 Motivacija istraživanja	15
2.2 Cilj istraživanja.....	18
2.3 Hipoteza istraživanja	18
2.4 Znanstveni doprinosi istraživanja	19
2.5 Definiranje granica problema istraživanja.....	19
3 Matematička formulacija Osnovnog modela	21
3.1 Modeliranje sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela.....	21
3.1.1 Hidraulički model.....	23
3.1.2 Termodinamički model	26
3.2 Ulazni parametri Osnovnog modela	29

3.3	Rezultati simulacija Osnovnog modela	29
3.3.1	Akumulacija energije unutar sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela	30
3.3.2	Propadi temperature polaza Osnovnog modela.....	35
3.3.3	Osvrt na rezultate simulacija Osnovnog modela sustava daljinskog grijanja	40
4	Matematička formulacija Realnog modela	43
4.1	Način vođenja sustava daljinskog grijanja Realnog modela	44
4.2	Segmentiranje sustava daljinskog grijanja Realnog modela	45
4.3	Modeliranje sustava daljinskog grijanja Realnog modela.....	48
4.3.1	Hidraulički model.....	49
4.3.2	Termodinamički model	51
4.4	Ulazni parametri Realnog modela	52
4.5	Metodologija validacije i validacija odziva Realnog modela.....	55
4.6	Rezultati simulacija Realnog modela	58
4.6.1	Skokovita promjena temperature polaza ogrjevnog medija	58
4.6.2	Konstantan dodatni toplinski tok predan u mrežu sustava daljinskog grijanja ..	65
4.6.3	Osvrt na rezultate simulacija	78
5	Model kogeneracijskog postrojenja.....	81
5.1	Analiza raspoložive fleksibilnosti	82
5.2	Analizirani scenariji.....	85
5.3	Tehničke performanse razmatranih tehnologija	88
5.4	Energetske potrebe	91

5.5	Cijene električne i toplinske energije te pogonskog goriva.....	92
5.6	Postavke simulacija	93
5.7	Dinamički spremnik toplinske energije – akumulator topline.....	95
5.8	Pomoćne usluge	96
5.8.1	Uvodno o pomoćnim uslugama.....	96
5.8.2	Mogućnost pružanja pomoćnih usluga.....	98
5.9	Rezultati simulacija kogeneracijskih jedinica spregnutih s Realnim modelom	102
5.10	Osvrt na rezultate simulacija.....	111
6	Ekonomsko-financijski učinci.....	113
6.1	Pretpostavke ekonomsko-financijske analize	113
6.2	Analiza prihoda.....	114
6.3	Analiza rashoda	117
6.4	Kapitalna ulaganja	118
6.5	Proračun isplativosti	119
7	Zaključak	123
	Prilog A	127
	Prilog B	131
	Literatura	135
	Životopis autora.....	143

POPIS SLIKA

Slika 1. Shematski prikaz linearnog dinamičkog sustava	16
Slika 2. Shematski prikaz globalnih dinamičkih karakteristika linearnog dinamičkog sustava	18
Slika 3. Shema Osnovnog modela.....	23
Slika 4. Shema hidrauličkog modela sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela	24
Slika 5. Shema termodinamičkog modela sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela	26
Slika 6. Povećanje temperature polaza ogrjevnog medija (ϑ_S) te promjena temperature povrata ogrjevnog medija (ϑ_R)	30
Slika 7. Toplinska energija predana cjevovodnoj mreži sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela nakon poremećaja u temperaturi polaza ogrjevnog medija	31
Slika 8. Temperatura ambijentalnog zraka kod krajnjih korisnika	32
Slika 9. Ovisnost specifičnog toplinskog kapaciteta cjevovodne mreže u duljini cjevovodne mreže pri temperaturi okoliša od -15 °C	34
Slika 10. Utjecaj temperature okoliša i duljine cjevovodne mreže na akumuliranu toplinsku energiju unutar cjevovodne mreže Osnovnog modela	34
Slika 11. Utjecaj mase čelika cjevovodne mreže na akumulativnost sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela.....	35
Slika 12. Propadi temperature polaza ogrjevnog medija u trajanju od 2,5 sata	36
Slika 13. Temperatura ambijentalnog zraka kod krajnjih korisnika u slučaju temperaturnog propada u iznosu od 20 °C u trajanju od 2,5 sata	37
Slika 14. Temperatura ambijentalnog zraka kod krajnjih korisnika u slučaju temperaturnog propada u iznosu od 20 °C u trajanju od 10 sati.....	38

Slika 15. Utjecaj trajanja propada temperature polaza ogrjevnog medija s 90 °C na 70 °C na temperaturu ambijentalnog zraka najudaljenijeg krajnjeg korisnika	38
Slika 16. Dinamika pražnjenja i punjenja toplinskom energijom sustava daljinskog grijanja kao dinamičkog spremnika toplinske energije.....	40
Slika 17. Ovisnost temperature polaza ogrjevnog medija sustava daljinskog grijanja Realnog modela o temperaturi okoliša	44
Slika 18. Ovisnost toplinskog učina sustava daljinskog grijanja Grada Osijeka o temperaturi okoliša	45
Slika 19. Shema Realnog modela (inačica 1).....	46
Slika 20. Shema Realnog modela (inačica 2).....	46
Slika 21. Shema hidrauličkog modela sustava daljinskog grijanja Realnog modela	50
Slika 22. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P9 – hladniji dani.....	56
Slika 23. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P9 – topliji dani	56
Slika 24. Skokovita promjena temperature polaza Realnog modela za +15 °C pri temperaturi okoliša od 0 °C te prikaz odziva temperature povrata	59
Slika 25. Predan toplinski tok s izvora toplinske energije (prag TE-TO) u cjevovodnu mrežu pri skokovitoj promjeni temperature polaza Realnog modela za +15 °C pri temperaturi okoliša od 0 °C.....	60
Slika 26. Ostvareni toplinski gubici sustava daljinskog grijanja prema okolišu pri skokovitoj promjeni temperature polaza Realnog modela za +15 °C pri temperaturi okoliša od 0 °C	61
Slika 27. Toplinski tok za akumulaciju (pohranu) toplinske energije unutar sustava Realnog modela pri skokovitoj promjeni temperature polaza za +15 °C pri temperaturi okoliša od 0 °C	61
Slika 28. Kumulativni prikaz pohranjene toplinske energije u sustavu Realnog modela pri skokovitoj promjeni temperature polaza za +15 °C pri temperaturi okoliša od 0 °C	62

Slika 29. Skokovita promjena temperature polaza Realnog modela za $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ pri temperaturi okoliša od $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ te prikaz odziva temperature povrata	63
Slika 30. Predan toplinski tok s izvora toplinske energije (prag TE-TO) u sustav Realnog modela pri skokovitoj promjeni temperature polaza Realnog modela za $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ pri temperaturi okoliša od $0\text{ }^{\circ}\text{C}$	63
Slika 31. Ostvareni toplinski gubici sustava daljinskog grijanja prema okolišu pri skokovitoj promjeni temperature polaza Realnog modela za $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ pri temperaturi okoliša od $0\text{ }^{\circ}\text{C}$	63
Slika 32. Toplinska energija akumulirana (pohranjena) unutar sustava Realnog modela pri skokovitoj promjeni temperature polaza za $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ pri temperaturi okoliša od $0\text{ }^{\circ}\text{C}$	63
Slika 33. Kumulativni prikaz pohranjene toplinske energije u sustavu Realnog modela pri skokovitoj promjeni temperature polaza za $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ pri temperaturi okoliša od $0\text{ }^{\circ}\text{C}$	63
Slika 34. Kontinuirano povećanje temperature polaza ogrjevnog medija Realnog modela s ostvarenim dodatnim toplinskom tokom od 10 MW_t pri temperaturi okoliša od $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ te prikaz odziva temperature povrata te međusobne razlike temperatura polaza i povrata	69
Slika 35. Predan toplinski tok s izvora toplinske energije (prag TE-TO) u sustav Realnog modela pri konstantom dodatnom toplinskom toku od 10 MW_t pri temperaturi okoliša od $0\text{ }^{\circ}\text{C}$	69
Slika 36. Toplinski tok za akumulaciju (pohranu) toplinske energije unutar sustava Realnog modela pri konstantom dodatnom toplinskom toku od 10 MW_t pri temperaturi okoliša od $0\text{ }^{\circ}\text{C}$	71
Slika 37. Kontinuirano povećanje temperatura polaza ogrjevnog medija Realnog modela s ostvarenim dodatnim toplinskom tokom od 10 MW_t pri temperaturi okoliša od $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ te prikaz odziva temperature povrata te međusobne razlike temperatura polaza i povrata	72
Slika 38. Predan toplinski tok s izvora toplinske energije (prag TE-TO) u sustav Realnog modela pri konstantom dodatnom toplinskom toku od 10 MW_t pri temperaturi okoliša od $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$	72

Slika 39. Toplinski tok za akumulaciju (pohranu) toplinske energije unutar sustava Realnog modela pri konstantnom dodatnom toplinskom toku od 10 MW_t pri temperaturi okoliša od $-10 \text{ }^\circ\text{C}$	72
Slika 40. Distribucija temperature polaza ogrjevnog medija Realnog modela za konstantni dodatni toplinski tok od 10 MW_t u ovisnosti o temperaturi okoliša i vremenu	73
Slika 41. Prikaz toplinskog toka za akumulaciju (pohranu) toplinske energije u ovisnosti o temperaturi okoliša i nametnutom poremećaju u obliku konstantnog dodatnog toplinskog toka od 10 MW_t	74
Slika 42. Kontinuirano smanjenje temperature polaza ogrjevnog medija Realnog modela s ostvarenim konstantnim smanjenjem toplinskog toka od -10 MW_t pri temperaturi okoliša od $0 \text{ }^\circ\text{C}$ te prikaz odziva temperature povrata te međusobne razlike temperatura polaza i povrata	74
Slika 43. Predan toplinski tok s izvora toplinske energije (prag TE-TO) u sustav Realnog modela pri konstantnom smanjenju toplinskog toka od -10 MW_t pri temperaturi okoliša od $0 \text{ }^\circ\text{C}$	74
Slika 44. Ostvareni toplinski gubici sustava daljinskog grijanja Realnog modela prema okolišu pri konstantnom smanjenju toplinskog toka od -10 MW_t pri temperaturi okoliša od $0 \text{ }^\circ\text{C}$	75
Slika 45. Toplinski tok za preuzimanje prethodno akumulirane (pohranjene) toplinske energije unutar sustava Realnog modela pri konstantnom smanjenju toplinskog toka od -10 MW_t pri temperaturi okoliša od $0 \text{ }^\circ\text{C}$	75
Slika 46. Ovisnost akumulativnosti dinamičkog spremnika topline Realnog modela o temperaturi okoliša pri pohrani toplinske energije.....	75
Slika 47. Ovisnost akumulativnosti dinamičkog spremnika topline Realnog modela o temperaturi okoliša pri preuzimanju (pražnjenju) toplinske energije	76
Slika 48. Moguće radne točke sustava daljinskog grijanja Realnog modela pri strategiji vođenja koja koristi raspoloživu fleksibilnost sustava.....	79
Slika 49. Specifični kapacitet pohrane toplinske energije unutar cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja – specifična akumulativnost	80

Slika 50. Shematski prikaz utjecaja vanjskog signala na spregnute sustave kogeneracijskog postrojenja i daljinskog grijanja	83
Slika 51. Shematski prikaz odziva kogeneracijskog postrojenja u proizvodnji toplinske energije pri vanjskom signalu smanjenja cijene električne energije	84
Slika 52. Prikaz ovisnosti stupnja djelovanja kogeneracijske jedinice plinskog motora o relativnom opterećenju	91
Slika 53. Prikaz ovisnosti stupnja djelovanja jedinice vrelovodnog kotla o relativnom opterećenju	91
Slika 54. Satna distribucija konzuma toplinske energije Realnog modela	91
Slika 55. Shema procesa optimizacije u PLEXOS-u	95
Slika 56. Princip djelovanja pojedinog oblika regulacije (na temelju [114]).....	97
Slika 57. Strategija vođenje proizvodnih postrojenja za tri odabrana uzastopna dana – scenarij nAKU	103
Slika 58. Strategija vođenje proizvodnih postrojenja za tri odabrana uzastopna dana – scenarij AKU_DS_nAS	104
Slika 59. Strategija vođenje proizvodnih postrojenja za tri odabrana uzastopna dana – scenarij AKU_DS_AS+	105
Slika 60. Proizvedena električna i toplinska energija.....	106
Slika 61. Ostvarena prosječna cijena električne energije	107
Slika 62. Ukupni troškovi proizvodnje	108
Slika 63. Prihodi od prodaje električne energije	109
Slika 64. Opseg pružanja regulacijskih rezervi snage – pozitivne (gore) i negativne (dolje)	109
Slika 65. Ukupni prihodi po scenarijima.....	117
Slika 66. Ukupni rashodi po scenarijima	118

Slika 67. Operativni profit po scenarijima	120
Slika 68. Usporedba neto sadašnje vrijednosti po scenarijima	122
Slika 69. Temperatura polaza ogrjevnog medija – hladniji dan.....	127
Slika 70. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P1 – hladniji dan.....	127
Slika 71. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P2 – hladniji dan.....	127
Slika 72. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P4 – hladniji dan.....	127
Slika 73. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P5 – hladniji dan.....	127
Slika 74. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P6 – hladniji dan.....	127
Slika 75. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P7 – hladniji dan.....	127
Slika 76. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P8 – hladniji dan.....	127
Slika 77. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P9 – hladniji dan.....	128
Slika 78. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P10 – hladniji dan.....	128
Slika 79. Temperatura polaza ogrjevnog medija – topliji dan	128
Slika 80. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P1 – topliji dan	128
Slika 81. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P2 – topliji dan	128
Slika 82. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P4 – topliji dan	128
Slika 83. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P5 – topliji dan	128
Slika 84. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P6 – topliji dan	128
Slika 85. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P7 – topliji dan	129
Slika 86. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P8 – topliji dan	129
Slika 87. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P9 – topliji dan	129

Slika 88. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P10 – topliji dan	129
--	-----

POPIS TABLICA

Tablica 1. Ključne veličine za uspostavljanje matematičke formulacije Osnovnog modela ...	29
Tablica 2. Karakteristike sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela pri ukupnoj duljini cjevovoda od 9.000 m	33
Tablica 3. Faktori udjela toplinskog opterećenja agregiranih potrošača δi Realnog modela za odabrane radne točke.....	48
Tablica 4. Usvojene vrijednosti faktora udjela toplinskog opterećenja agregiranih potrošača toplinske energije δi	53
Tablica 5. Konstante ventila krajnjih potrošača Realnog modela	54
Tablica 6. Masa ogrjevnog medija u svim segmentima cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja Realnog modela.....	55
Tablica 7. Rezultati Mann-Whitney testa – topliji dan	57
Tablica 8. Rezultati Mann-Whitney testa – hladniji dan.....	57
Tablica 9. Pohranjena toplinska energija u cjevovodnoj mreži Realnog modela u slučaju skokovite promjene temperature polaza za različite temperature okoliša (MWh_t).....	64
Tablica 10. Vrijeme potrebno za uspostavu novog stacionarnog stanja Realnog modela u ovisnosti o skokovitoj promjeni temperature polaza za različite temperature okoliša (h).....	65
Tablica 11. Vrijeme potrebno za uspostavu novog stacionarnog stanja Realnog modela u ovisnosti o skokovitoj promjeni temperature polaza za različite temperature okoliša (h).....	77
Tablica 12. Pregled analiziranih scenarija.....	88
Tablica 13. Tehničke performanse proizvodnih tehnologija (na temelju [106, 107, 108]).....	90
Tablica 14. Raspoloživa toplinska i električna snaga.....	90
Tablica 15. Maksimalna rezerva snage za pružanje pomoćnih usluga kogeneracijskih jedinica	100

Tablica 16. Prikaz mogućnosti pružanja negativne regulacijske rezerve snage za razmatrane scenarije.....	110
Tablica 17. Prikaz mogućnosti pružanja pozitivne regulacijske rezerve snage za razmatrane scenarije.....	111
Tablica 18. Prihod od prodaje električne energije po scenarijima	114
Tablica 19. Prihod od prodaje toplinske energije.....	115
Tablica 20. Stavke za određivanje prihoda od pomoćnih usluga	115
Tablica 21. Prihod od pružanja pomoćnih usluga	116
Tablica 22. Pregled kapitalnih ulaganja po scenarijima (na temelju [107, 117]).....	119
Tablica 23. Prikaz ekonomsko-financijskih pokazatelja isplativosti	121
Tablica 24. Pogonski pokazatelji rada proizvodnih jedinica – scenarij nAKU_nAS	131
Tablica 25. Pogonski pokazatelji rada proizvodnih jedinica – scenarij AKU_DS_nAS	131
Tablica 26. Pogonski pokazatelji rada proizvodnih jedinica – scenarij AKU_DS_AS+	132
Tablica 27. Pogonski pokazatelji rada proizvodnih jedinica – scenarij AKU_DS_AS-	132
Tablica 28. Pogonski pokazatelji rada proizvodnih jedinica – scenarij AKU_KS_nAS	133
Tablica 29. Pogonski pokazatelji rada proizvodnih jedinica – scenarij AKU_KS_AS+	133
Tablica 30. Pogonski pokazatelji rada proizvodnih jedinica – scenarij AKU_KS_AS-	134

POPIS KRATICA

AKU	Scenarij u kojem postoji pohrana (akumulacije) toplinske energije
AS	<i>Ancillary Services</i> – pomoćne usluge; scenarij u kojem postoji pružanje pomoćnih usluga
BAU	<i>Business As Usual</i> – uobičajeni/očekivani razvoj događaja
BDP	Bruto domaći proizvod
BoP	<i>Balance of Plant</i> – ostali troškovi
BSP	<i>SouthPool Regional Energy Exchange</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i> – trošak investicije
CHP	<i>Combined Heat and Power</i> – kogeneracijsko postrojenje
DS	Dinamički spremnik toplinske energije
DH	<i>District Heating</i> – sustav daljinskog grijanja
EES	Elektroenergetski sustav
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators</i>
EU	Europska unija
EU28	Sve zemlje članice Europske unije do 31.1.2020. godine
GE	<i>Gas Engines</i> – plinski motori
HEP	Hrvatska elektroprivreda
HERA	Hrvatska energetska regulatorna agencija
HOPS	Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o.
HROTE	Hrvatski operator tržišta energijom d.o.o.
HUPX	<i>Hungarian Power Exchange</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
KK	Krajnji korisnik
KS	Konvencionalni spremnik toplinske energije

LDC	Linearni dinamički sustav
Max_Cap	Instalirana električna snaga
Min_Cap	Tehnički minimum
MJ	Mješalište
MT	<i>Medium Term</i> – srednjeročno
nAKU	Scenarij u kojem nema pohrane (akumulacije) toplinske energije
nAS	Scenarij u kojem ne postoji pružanje pomoćnih usluga
OIE	Obnovljivi izvori energije
OPEX	<i>Operational Expenditures</i> – operativni troškovi
RS	Rezerva snage za tercijarnu regulaciju frekvencije i snage razmjene
ST	<i>Short Term</i> - kratkoročno
VK	Vrelovodni kotao

1 UVOD

1.1 Kontekst teme i izrade doktorskog rada

Energetika i energetske sektor prolaze kroz najveću tranziciju, gledano od početka razvoja suvremene energetike. Tako obuhvatna tranzicija posljedica je nametnutih strateških političkih ciljeva kao što su smanjenje emisija stakleničkih plinova, racionalna upotreba energije te korištenje obnovljivih izvora energije (OIE). Potonje je dovelo do instalacije značajnih proizvodnih kapaciteta čija je proizvodnja energije intermitentnog karaktera što implicira povećanje zahtjeva za fleksibilnošću unutar energetskog sustava koja može doprinijeti uravnoteženju proizvodnje i potrošnje energije.

Definirani ciljevi energetske politike ponekad se provode u regulatornom okviru koji nije jedinstven, kako unutar pojedine države, tako i na razini cjelokupne Europske unije, koja je dobrim dijelom postavila temelje za intelektualni začetak, a potom i provedbu energetske tranzicije. Primjerice, ako se analizira cilj iz 2008. godine, da 20 % od ukupne finalne energije bude namiren iz obnovljivih izvora energije (OIE) do 2020. godine, tada se može ustvrditi kako raspodjela obveza za ostvarivanje toga cilja, među državama članicama, nije bila jedinstvena. Primjerice, dio potrebne energije iz obnovljivih izvora energije temeljio se na BDP-u svake od država koje su sudjelovale u ostvarivanju cilja. Posljedica takve politike dovela je da zemlje koje imaju značajan potencijal za proizvodnju energije iz obnovljivih izvora energije imaju manji definirani iznos energije iz obnovljivih izvora, nego države s većim BDP-om, a manjim potencijalom [1]. Stoga, potrebno je energetske politiku temeljiti na integralnom pristupu, tražeći učinkovito, a ne uvijek samo djelotvorno i brzo ostvarivanje zadanih ciljeva. Energetski sustav je kompleksan, mnogo sektora (sektor električne energije, toplinarstvo, prirodni plin, u posljednje vrijeme i promet) međusobno je povezano mnogim uzročno-posljedičnim vezama, te stoga brzina usvajanja promjena mora bit takva da se izbjegnu negativni učinci nekontrolirane i nepredvidive interakcije među sektorima, čime se umanjuju učinci postavljenih ciljeva.

Tranzicija energetskog sektora korelira sa značajnim cjelokupnim tehnološkim razvojem informacijsko-komunikacijskih tehnologija čime su se promijenile paradigme, ne samo energetike, već i cjelokupne proizvodnje i potrošnje dobara i usluga. Prethodno spomenuti energetske ciljevi dakako imaju koristi od tehnološkog razvoja te se čak može ustvrditi kako je tehnološki razvoj u određenoj mjeri komplementaran s njima. Stoga, energetska tranzicija

podrazumijeva mnoštvo promjena, koje se mogu objedinjeno analizirati kroz tri trenda koja ju definiraju: digitalizacija, dekarbonizacija i decentralizacija [2]. Digitalizacija omogućava obradu velikih količina podataka u realnom, ili gotovo realnom, vremenu, omogućava promjenu načina na koji se energije troši (kako i kada), ali isto tako utječe i na to kako se energija proizvodi, distribuira, skladišti. Sve navedeno u osnovi dovodi do novih saznanja koje omogućavaju učinkovitiju, povoljniju i fleksibilniju opskrbu energijom, ali i do novih navika ponašanja krajnjih korisnika energije. Dekarbonizacija prvenstveno podrazumijeva prelazak na ne-fosilne izvore energije, čija je cijena na globalnim tržištima stabilnija i predvidljivija, za razliku od situacije na tržištima nafte, ugljena, prirodnog plina. Dodatno, treba uzeti u obzir da Europa, kao stari kontinent, nema diverzificirane izvore tzv. konvencionalnih oblika primarne energije, što s aspekta sigurnosti opskrbe zasigurno nije povoljna činjenica. Decentralizacija pak, omogućava potrošnju energije na mjestu proizvodnje, tj. racionalniju upotrebu energije. Pored toga, povećava razinu sigurnosti opskrbe energijom, jer se energija više ne proizvodi u velikim centraliziranim proizvodnim postrojenima, a isto tako distribuirana proizvodna postrojenja, spregnuta sa spremnicima energije, omogućavaju dodatne izvore fleksibilnosti.

Sve navedeno vodi ka tome kako je potreban holistički pristup prilikom analize i planiranja razvoja energetskeg sustava. Do sada je svaki sektor bio planiran i upravljan neovisno jedan o drugome. Sinergijsko djelovanje različitih sektora na širokoj prostorno-vremenskoj skali može donijeti značajne socio-ekonomske, energetske te ekonomsko-financijske koristi [3]. Pritom, digitalizacija i decentralizacija potpomažu navedeno, dok se dekarbonizacija zajedno s raspoloživošću, pristupačnošću te prihvatljivošću s ekonomskog i okolišnog aspekta može svrstati kao jedan od željenih učinaka takve sinergijske interakcije.

Integralni energetskeg sustav, baziran na većim udjelima intermitentnih obnovljivih izvora energije, zajedno s holističkim pristupom pri planiranju i vođenju može doprinijeti uštedama i racionalnijem korištenju energetskeg resursa, kao što je električna i toplinska energija, prirodni plin, biomasa, voda. Međutim, dodatni pozitivan učinak koji interakcija među različitim sektorima može polučiti jest fleksibilnost, čiji izvor se temelji na različitim vremenskim skalama, tj. na različitim vremenskim konstantama koje odlikuju svaki sektor zasebno. U tom kontekstu se prema [3] fleksibilnost može definirati kao sposobnost sustava da pruži pouzdanu i ekonomski učinkovitu ravnotežu proizvodnje i potrošnje energije na širokom prostoru te na raznim vremenskim skalama, a sve na temelju besprijekorne koordinacije različitih upravljivih elemenata integriranog energetskeg sustava. Potencijal primjene takve fleksibilnosti leži u povećanim udjelima OIE, smanjenoj cjelokupnoj tromosti elektroenergetskeg sustava zbog

smanjenja konvencionalnih izvora energije koji doprinose stabilnosti i tromosti rotirajućim masama te još uvijek visokim investicijskim troškovima u baterijske sustave za pohranu energije. Dosadašnji izvori fleksibilnosti temeljili su se na angažmanu konvencionalnih fleksibilnih proizvodnih postrojenja, kao što su plinske turbine, akumulacijske hidroelektrane, pojačanje mrežne infrastrukture (interkonekcijskih kapaciteta za prijenos električne energije), smanjenje potrošnje energije velikih potrošača i sl. Primjenom naprednih strategija vođenja i upravljanja između različitih elemenata energetskeg sustava moguće je osigurati dodatnu fleksibilnost, kako će kasnije, u sklopu ovog rada, i biti prikazano. Raspoloživa fleksibilnost koristi se za osiguravanje ujednačenosti proizvodnje i potrošnje energije, dok se sudionici energetskeg sustava koji pružaju takvu fleksibilnost nazivaju i pružateljima pomoćnih usluga.

Uzimajući u obzir prethodno navedeno, kako se fleksibilnost može dobiti i interakcijom i strateškim upravljanjem različitim energetskeim sektorima i tehnologijama, nužno je angažman pomoćnih usluga ne vezivati uz bilo kakav oblik tehnologije. Definiranje oblika pomoćnih usluga, stoga, treba koliko je god moguće učiniti neovisno o tehnologiji. Samo na taj način će biti omogućena ravnopravna konkurencija između izvora fleksibilnosti, bili oni proizvođači energije, potrošači energije ili spremnici energije. Impuls s tržišta električne ili toplinske energije ili pomoćnih usluga treba biti temelj za sudjelovanje u pružanju pomoćnih usluga, ali isto tako i za ostvarivanje cjelokupnih strateških ciljeva.

Tema ovog doktorskog rada upravo se i temelji na interakciji i sinergijskom djelovanju sektora električne i toplinske energije, istraživanju fleksibilnosti temeljene na različitim vremenskim konstantama sustava daljinskog grijanja i proizvodnje električne energije kogeneracijskim postrojenjem. Istraživana je akumulativnost i tromost sustava daljinskog grijanja, kao globalnih dinamičkih karakteristika, u ovisnosti o različitim nametnim poremećajima, a sve u cilju kako bi se pokazalo da je moguće postojeću infrastrukturu koristiti za eksploataciju „skrivenih“, latentne fleksibilnosti. Dakako, navedeno je ostvareno primjenom naprednih strategija vođenja fleksibilnih kogeneracijskih postrojenja spregnutih sa sustavima daljinskog grijanja.

1.2 Pregled literature

Kako je već prethodno bilo napomenuto, povećanje OIE velikim je dijelom uvjetovano ambicioznim ciljevima Europske unije na području klimatske i energetske politike [4]. Pri tome dominantnu ulogu imaju OIE bazirani na iskorištavanju energije vjetra i sunca, koje karakterizira vremenski promjenjiva proizvodnja. Budući da stabilnost sadašnjeg

elektroenergetskog sustava počiva na podudarnosti proizvedene i potrebne električne energije u svakom trenutku te uzimajući u obzir promjenjivu raspoloživost i ne u potpunosti precizno planiranje proizvodnje energije iz OIE, integracija takvih izvora u postojeći energetska sustav postaje sve zahtjevnija. U slučajevima odstupanja između proizvedene i potrebne električne energije dolazi do nestabilnosti u sustavu i oscilacija frekvencije i napona. Kako bi se navedeno odstupanje svelo na prihvatljive okvire i ključne veličine vratile na nazivnu vrijednost potrebno je osigurati dostatnu fleksibilnost sustava. Fleksibilnost sustava ostvaruje se angažiranjem postrojenja odgovarajućih karakteristika. Kao najznačajnije karakteristike mogu se izdvojiti angažirana snaga, isporučena energija, brzina promjene isporučene snage, vrijeme odziva te lokacija [5]. Postrojenja s navedenim karakteristikama pružaju tzv. pomoćne usluge koje za cilj imaju očuvanje stabilnosti cjelokupnog sustava [6]. Energetska postrojenja velikih snaga (hidroelektrane, termoelektrane) u prošlosti su bila, a velikim dijelom su i danas, glavni pružatelji pomoćnih usluga. Analiza pomoćnih usluga i tržišnih odnosa vezanih uz energiju uravnoteženja i pružanja pomoćnih usluga dana je u [7] te je vidljivo kako je posljednjih godina došlo do značajnih promjena. Kao jedno od rješenja za optimalno planiranje i korištenje pomoćnih usluga je stvaranje pan-europskog tržišta pomoćnih usluga [8], što dakako donosi mnoge prednosti, ali i izazove i poteškoće prilikom realizacije.

U novije doba se isto tako pojavljuje koncept kojim distribuirani energetska izvori (DEI) doprinose povećanju fleksibilnosti pružajući pomoćne usluge [9], ali isto tako doprinose u zadovoljavanju vršnog opterećenja [10]. Pri tome se prvenstveno misli na mala kogeneracijska postrojenja pogonjena biomasom, bioplinom ili prirodnim plinom, koja mogu biti spregnuta i sa solarnim sustavima te sustavima za hvatanje i skladištenje ugljičnog dioksida (tzv. CCS sustavi – *engl. Carbon Capture and Storage*) [11]. Dodatna mogućnost je i sprega takvih kogeneracijskih postrojenja s adsorpcijskim dizalicama topline, čineći tako trigeneracijske sustave [12]. Sprega kogeneracijskih postrojenja i dizalica topline ne mora biti samo za potrebe hlađenja, već i za bolje iskorištavanje niskotemperaturne topline u sustavima daljinskog grijanja pomoću konvencionalnih dizalica topline, kako je prikazano u [13]. Detaljan pregled kogeneracijskih tehnologija s aspekta potencijalnih investitora prikazan je u [14], dok je u [15] pored pregleda i analiza tehnologija provedena i analiza uklapanja kogeneracijskih postrojenja u tzv. inteligentni energetska sustav te su određene adekvatne razine na kojima se trebaju donositi strategije vođenja sustava (lokalne, centralizirane ili decentralizirane).

Što se tiče dinamičkih karakteristika energetska sustava s povećanim udjelom OIE može se ustvrditi kako takav sustav postaje znatno dinamičniji. Povećanje dinamike se prvenstveno

odražava u smislu vođenja sustava kako bi se održala ravnoteža između trenutne potrošnje i proizvodnje energije. Utjecaj povećanja udjela obnovljivih izvora energije, koji se temelje na energiji sunčeva zračenja i energiji vjetra, na dinamičku stabilnost sustava opisan je u [16]. Naime, povećanjem udjela obnovljivih izvora koji ne posjeduju rotirajuće mase (fotonaponski kolektori te inverterski spojeni vjetroatregati) dolazi do smanjenja udjela rotirajućih masa u sustavu koje svojom kinetičkom energijom doprinose održavanju stabilnosti sustava. Smanjenje udjela rotirajućih masa doprinosi promjenama dinamičkih karakteristika u smislu skraćanja vremenske konstante sustava za nekoliko sekundi, što u slučaju primarne regulacije frekvencije nije zanemarivo. Sukladno tome operatori sustava suočavaju se s dodatnim problemom - ne povećava se samo potreba za pomoćnim uslugama, u vidu osiguravanja rezerve snage za uravnoteženje sustava, već je potreban i njihov brži odziv s obzirom na promijenjene dinamičke značajke sustava. S druge pak strane, autori u [17] navode primjer fleksibilnog vođenja sustava ukupne električne snage od 80 MW od kojih je 76,4 MW temeljeno na energiji vjetra, oko 1 MW na fotonaponskom sustavu i 3,6 MW u bioplinskim kogeneracijskim postrojenjima. Navedeni sustav promatran je kao tzv. virtualna elektrana i dokazano je kako i takav sustav može pružiti dostatnu količinu fleksibilnosti. Pritom je potrebno uočiti kako su bioplinska postrojenja, kao jedini izvor fleksibilnosti, uspijevala stabilizirati sustav zahvaljujući dobrom i točnom planiranju proizvodnje i potrošnje energije, unatoč malom udjelu u instaliranoj snazi. U [18] je prikazano kako i solarni fotonaponski sustavi inverterski priključeni na elektroenergetsku mrežu mogu pružati fleksibilnost, tj. određeni opseg pomoćnih usluga, dok je u [19] analiziran primjer kako i potrošači električne energije unutar velikih sustava, kao što su hoteli, mogu pružati određenu fleksibilnost. Naime, pumpe i ventilatori u sustavu grijanja, hlađenja i ventilacije, ukoliko su adekvatno upravljani, mogu pomoći u održavanju frekvencije, bez da pritom dođe do ugroze komfora krajnjih korisnika toplinske i rashladne energije. Takav koncept, kojim se upravlja potrošnjom vrlo često se naziva DSM (*engl. Demand Side Management*), tj. upravljanje na strani potrošnje energije. Kako bi se takvim konceptom ostvario maksimum koji upravljivi potrošači, zajedno s obnovljivim izvorima energije i spremnicima energije, mogu dati vrlo često se primjenjuju napredne strategije i algoritmi vođenja. Sve navedeno je dakako u cilju tranzicije postojećeg energetskeg sustava k budućem, inteligentnom energetskeg sustavu, koji je baziran na čistim tehnologijama, bez negativnog utjecaja na okoliš. Bartolucci et al. u [20] prikazali su kako je naprednom MPC (*engl. Model Predictive Control*) strategijom vođenja i regulacijom sustava moguće ostvariti povećanje pohranjene energije od čak 460 % u baterijskom sustavu i pritom pružati pomoćne usluge kako bi se osigurala ujednačenost proizvodnje i potrošnje energije. Sinergijsko djelovanje spremnika

energije s velikim vremenskim konstantama (zgrade kao spremnik topline) te s malim vremenskim konstantama (baterijski sustavi) u cilju pružanja pomoćnih usluga prikazano je u [21]. Važnost točnog određivanja potrošnje energije, zajedno s planiranjem i određivanjem strategije vođenja mikro-mreže, u cilju pružanja pomoćnih usluga operatoru prijenosnog sustava prikazana je u [22]. Autori su također u analizu uključili i dionike energetskog sustava koji su proizvođači, a ujedno i potrošači energije, tzv. *prosumers*-i te su analizirali njihove mogućnosti za pružanjem pomoćnih usluga na satnoj, ali i unutar satnoj vremenskoj skali (regulacija frekvencije na razini od 10 minuta te na razini od 1 minute). Utvrđeno je u konačnici kako mikro-mreže, sa svojim sudionicima, mogu pružati pomoćne usluge operatoru sustava, dok je u [23] ustvrđeno kako aktivno sudjelovanje mikro-mreža i pripadnih dionika u pružanju pomoćnih usluga nije ključno samo prilikom dimenzioniranja takvih postrojenja, već i prilikom njihova angažmana koje je temeljeno na tržišnim impulsima. Mancarella et al. [24] su istraživanje unutar distribuiranog više-energetskog sustava usmjerili k mogućnosti pružanja pomoćnih usluga od strane distribuiranih trigeneracijskih postrojenja. Za te potrebe definirali su indikator pod nazivom više-energetska mapa isplativosti kao omjer oportunitetnog troška izbjegnute proizvodnje električne energije te pružanja pomoćnih usluga. Kada se govori o distribuiranim pružateljima pomoćnih usluga (bili oni proizvođači ili upravljivi potrošači energije) tada se vrlo često pojavljuje koncept agregatora, koji je u osnovi operator distribuiranih izvora fleksibilnosti i koji kao njihov predstavnik nastupa na tržištu električne energije. Kao ključni izazovi koji se pritom nameću su volumen energije uravnoteženja koji izvori fleksibilnosti mogu pružati te određivanje krivulje potrošnje, ukoliko se radi o upravljivim potrošačima. Navedeno vrlo često nije u korelaciji s postojećom regulativom za pružanje pomoćnih usluga. Navedeno se u određenoj mjeri može premostiti upotrebom naprednih informacijsko-komunikacijskih tehnologija [25]. Sličan zaključak, glede adekvatnosti postojeće regulative za pružanje pomoćnih usluga u suvremenom energetskom sustavu dano je u [26] gdje su autori ustanovili kako je potreban redizajn tržišta i tržišnih pravila za električnu energiju kako bi se mogli integrirati intermitentni energetski sustavi i nekonvencionalni pružatelji pomoćnih usluga. Kao mogući nekonvencionalni pružatelj pomoćnih usluga mogu se izdvojiti distribuirani baterijski spremnici energije, koji doprinosi većoj mogućnosti integracije intermitentnih izvora baziranih na energiji vjetra [27, 28], a da su pritom smanjeni gubici u prijenosu električne energije te ostvarene bolje naponske prilike u mreži. Iako se instalacijom distribuiranih izvora energije, koji su ujedno i mogući pružatelji pomoćnih usluga, načelno ostvaruje smanjenje gubitaka u prijenosu električne energije, u [29, 30] je ustanovljeno kako je i povezivanjem tržišta električne energije moguće ostvariti

značajne uštede ukoliko se kapaciteti za pružanje fleksibilnosti, tj. pomoćnih usluga, dijele među različitim operaterima prijenosnih sustava, pri čemu su dostatni interkonekcijski kapaciteti od vitalne važnosti.

Kako je već bilo napomenuto, da bi se ostvarila potrebna fleksibilnost u uvjetima povećanog udjela obnovljivih izvora energije jedno od rješenja je i upotreba, tj. instalacija spremnika za pohranu energije. Detaljna analiza različitih spremnika energije provedena je u [31] na primjeru danskog grada Aalborga gdje je analiziran slučaj u kojem je sva potrebna energija proizvedena iz obnovljivih izvora energije. Stabilnost energetskeg sustava, tj. jednakost proizvodnje i potrošnje, osigurana je raznim vrstama spremnika – električnim, toplinskim, bioplinskim. U sklopu istraživanja također je analiziran i utjecaj tipa spremnika na mogućnost integracije obnovljivih izvora energije koje karakterizira promjenjivost proizvodnje. Rezultati istraživanja pokazali su kako je najpovoljnije tehničko rješenje sa spremnikom električne energije. Međutim, nedostaci takvih spremnika prvenstveno su ekonomske prirode. Analiza različitih tehnologija za pohranu energiju dana je u [32] gdje su tehnologije za pohranu energije razmatrane prvenstvo s aspekta energetske sigurnosti, tj. opskrbe energijom u budućim naprednim energetskeg sustavima. Ustvrdeno je kako su energetske spremnici jedan od najbitnijih elemenata energetskeg sustava temeljenog na obnovljivim izvorima energije te kako svi spremnici ne pružaju jednaku razinu energetske sigurnosti. Spremnici toplinske energije osiguravaju najvišu razinu energetske sigurnosti, koju slijede baterije, spremnici plina, hidroakumulacije, dok najlošije pokazatelje imaju spremnici komprimiranog zraka. S druge pak strane, u [33] provedena je više-dimenzijska procjena različitih spremnika s aspekta utjecaja na okoliš, ekonomike korištenja te eksergijske održivosti. Ustanovljeno je kako hidroakumulacije imaju najmanji utjecaj na ljudsko zdravlje i ekosustav, dok baterijski sustavi imaju najmanji eksergijski gubitak. U konačnici je ustanovljeno kako više-dimenzijska procjena održivosti ne vodi k jednom preferiranom sustavu za pohranu energije, već odabir baterijskog spremnika ovisi o lokalnim specifičnostima energetskeg sustava. Bott et al. u [34] područje istraživanja sveli su samo na spremnike toplinske energije s 31 lokacije na području Europe, s ukupnim kumulativnim kapacitetom pohrane energije od 56.600 MWh. U sklopu rada dani su pregledi recentnih istraživanja. Sinergijsko djelovanje spremnika toplinske energije na razini zgrade i baterijskog sustava analizirano je u [35] te je pokazano kako je korištenjem baterijskog sustava moguće ostvariti uštede operativnih troškova od 5,3 %, a spremnikom toplinske energije dodatnih 4 %. Pritom se također smanjuje vršno električno opterećenje što doprinosi i povoljnijim naponskim prilikama u elektroenergetskoj mreži. Analiza utjecaja baterijskog

spremnika energije te hidroakumulacija na dan unaprijed (*engl. day-ahead*) tržištima električne energije Njemačke, Austrije i Švicarske dana je u [36]. Pokazano je kako navedeni spremnici energije imaju povoljan utjecaj na ostvarene prihode na tržištu električne energije, ali da je pritom bitno u kojem vremenskom razdoblju se koriste spremnici, tj. koliki su intervali u kojima se oni pune, odnosno prazne energijom. Model *multi-scale* spremnika topline predstavljen je u [37] u cilju povećanja fleksibilnosti kogeneracijskog postrojenja. Modelom je pokazano kako je moguće ostvariti pozitivne rezultate u vidu potrošnje primarne energije te financijskih pokazatelja. Dobrobiti toplinskih spremnika u smislu potpore sustavu s povećanim udjelom obnovljivih izvora topline prikazane su u [38]. Autori analiziraju mogućnosti upotrebe distribuiranih kogeneracijskih postrojenja i dizalica topline povezanih s većim spremnicima topline u cilju veće integracije obnovljivih izvora te njihov zajednički utjecaj na niskonaponsku elektromrežu. Za te potrebe razvijen je model tzv. virtualnih elektrana. Mogućnost da operatori distribucijskog sustava budu vlasnici spremnika energije te da upravljaju njima prikazana je u [39]. Analizirane su usluge koje bi spremnici pružali operatoru distribucijskog sustava te kakav bi učinak imali na ukupni profit. Kada je u pitanju profitabilnost spremnika energije, zanimljivu analizu dali su Gaudarda et Madani [40] koji su ustvrdili kako se spremnici energije ne bi trebali financirati samo na tržištu energije, već i kapaciteta, ali isto tako postavili su i pitanje interkonekcijskih vodova kao izravne konkurencije spremnicima energije. Naime, interkonekcijski vodovi su prirodni monopol, regulirana djelatnost te nisu tržišno orijentirani, a mogu elektroenergetskom sustavu pružiti usluge s istim učinkom kao i spremnici energije, čija izgradnja i upravljanje spadaju u tržišnu djelatnost. Kada su u pitanju investicije i mehanizmi financiranja izgradnje spremnika energije, tada je vrlo opsežna analiza prikazana u [41]. Autori su ustanovili kako je implementacija tehnologija pohrane energije vrlo često usporena više zbog nedostatka opcija financiranja, nego zbog samih tehničkih ograničenja tehnologije. Slična situacija je bila prije desetak i više godina prilikom implementacije tehnologija za proizvodnju energije iz obnovljivih izvora energije. Tadašnji izazovi su razriješeni uvođenjem tada inovativnih mehanizama financiranja, i raznih oblika potpora. Autori su ustvrdili kako se ti mehanizmi ne mogu samo slijepo primijeniti na spremnike energije, jer spremnici energije imaju kompleksniju ulogu u energetsom sustavu, ali se dobar dio principa i standarda prilikom financiranja novih tehnologija pohrane energije može prilagoditi i primijeniti. Stoga, novi modeli financiranja te povoljno regulatorno okruženje su ključni prilikom uspostave tržišta za spremnike energije. Dodatno, ustvrdili su kako su potrebni prvenstveno primjeri dobre prakse financiranja i investiranja u spremnike energije, a ne samo prikazivanje mogućnosti koje spremnici energije mogu pružati energetsom sustavu.

Pored spremnika energije, kao jednog od izvora fleksibilnosti, nameću se i druge opcije čiji potencijal također nije dovoljno istražen. Tako u [42] autori predlažu tzv. pametne energetske sustave čija ideja počiva na integraciji različitih energetske pod sustava, tj. sektora, kao što je električni, toplinski, rashladni u cilju povećanja fleksibilnosti cjelokupnog sustava. Prilikom takve integracije centralizirani toplinski sustavi, tj. sustavi daljinskog grijanja predstavljaju najveći potencijal. Analizirajući postojeće sustave daljinskog grijanja u Republici Hrvatskoj može se ustvrditi kako je ukupna potrošnja toplinske energije, isporučene sustavima daljinskog grijanja, u 2017. godini iznosila 2,1 TWh [43], dok se na razini EU28 taj iznos kretao oko 840 TWh [44]. S obzirom na očekivano povećanje udjela urbane populacije – predviđa se kako će do 2050. godine oko 75 % svjetskog stanovništava živjeti u urbanim područjima [45] – postoji značajan potencijal za daljnje širenje, ne samo centraliziranih sustava grijanja, već i sustava hlađenja [44]. Opširan pregled spomenutih sustava je prikazan u [46] gdje su razmatrani različiti aspekti – ekonomski, tehnički i utjecaj na okoliš, dok je u [47] naglasak stavljen na ulogu sustava daljinskog grijanja u budućim, pametnim energetske sustavima. Dodatne mogućnosti navedenih sustava u ispunjavanju zahtjeva za smanjenjem negativnih stakleničkih plinova analizirani su u [48] te je autor također ustanovio kako na razini Europe ne postoji dovoljno izražena svijest o koristima koje sustavi daljinskog grijanja, ali i hlađenja, mogu pružiti u budućim energetske sustavima.

Iscrpna analiza povećanja fleksibilnosti konvencionalnih kogeneracijskih jedinica sustavima daljinskog grijanja prikazana je u [49, 50, 51], gdje su autori pokazali kako sustavi daljinskog grijanja imaju određenu tromost prilikom distribucije toplinske energije. Ta tromost omogućava pružanje dodatne fleksibilnosti iz razloga što je većina kogeneracijskih postrojenja vođena na način da se namiruju trenutne toplinske potrebe. U takvim sustavima, ako ne postoje spremnici topline, proizvodnja električne energije je određena trenutnom proizvodnjom toplinske energije što je vrlo često nepovoljno zbog fluktuirajućih tržišnih cijena električne energije. Spomenutim pristupom, sustav daljinskog grijanja može se razmatrati kao dinamički spremnik topline koji omogućava kogeneracijskom postrojenju fleksibilniji rad i ostvarivanje dodatnog prihoda na tržištu električne energije. Dodatno uporište za navedeno dano je u [52] gdje su analizirane tranzijentne pojave u cjevovodnom sustavu. Ustanovljeno je kako nametnuti poremećaji, bilo na strani proizvodnje ili potrošnje toplinske energije, propagiraju kroz sustav i to u trajanju od desetak minuta do nekoliko sati. Guelpa et al. u [53] su dali sličnu analizu, ali na način da su analizirane trenutne potrebe za toplinskom energijom na razini zgrada, tj. toplinskih stanica priključenih na sustav daljinskog grijanja, zajedno s analizom proizvodnje i isporuke topline na

pragu proizvodnog postrojenja. Pored istraživanja razlike prilikom određivanja toplinskih potreba na toplinskoj stanici te od strane operatora sustava daljinskog grijanja, u [54] autori provode optimizaciju određivanja toplinskih potreba za dan-unaprijed (*engl. day-ahead*), na razini toplinskih stanica. U obzir je uzeta neistovremenost toplinskih potreba za grijanjem i pripremom potrošne tople vode. Ustanovljeno je kako je takvim pristupom moguće ostvariti 11 % ušteda u troškovima za proizvodnju toplinske energije.

Određeni broj autora značajnu pozornost posvećuje simuliranju različitih pogonskih režima i strategija vođenja sustava daljinskih grijanja. Analiza utjecaja ugradnje distribuiranih cirkulacijskih pumpi, u usporedbi s centraliziranim pumpnim postrojenjem, pokazala je kako je moguće ostvariti do 57 % ušteda u energiji potrebnoj za cirkulaciju ogrjevnog medija [55], dok je u [56, 57] prikazano kako detaljno simuliranje rada cjevovodnog sustava može dovesti do značajnih ušteda primarne energije. U [58] autori su koristili računalni paket TRNSYS kako bi simulirali korištenje spremnika latentne topline, smještenog u toplinskim stanicama, u cilju dobivanja ujednačene temperature povrata ogrjevnog medija, čime je ostvareno povećanje učinkovitosti cjelokupnog sustava distribucije toplinske energije od 22 %. Zanimljivu analizu dali su Askeland et al. u [59] gdje je korištenjem računalnog paketa EnergyPLAN razmatran prelazak s individualnog grijanja na električnu energiju u Norveškoj na sustav daljinskog grijanja temeljnog na biomasi i toplinskim pumpama. Pokazano je kako je moguće pružiti i fleksibilnost u vođenju elektroenergetskog sustava, zahvaljujući sustavima daljinskog grijanja. Autori u [60, 61] su korištenjem računalne mehanike fluida (CFD – *engl. Computational Fluid Dynamics*) razmatrali mogućnost uvođenja dodatne cijevi za opskrbu toplinskom energijom, što predstavlja novitet u razvoju infrastrukture sustava daljinskih grijanja. Dodatnom cijevi se ostvaruju različite temperaturne razine u polazu, ovisno zadovoljavaju li se potrebe za grijanjem prostora ili opskrbom potrošnom toplom vodom. Navedenim pristupom ostvaruju se uštede, prvenstveno smanjenjem toplinskih gubitaka od preko 40 %, dok autori u [62] navode kako dvije cijevi u polazu smanjuju potrebu održavanja cjevovodne infrastrukture od 39 % do 49 %. Isto tako, kao dodatni način, kojim se može optimizirati raspodjela temperature ogrjevnog medija u cjevovodnoj mreži sustava daljinskog grijanja, je uvođenje distribuiranih proizvođača toplinske energije. Međutim, u takvim sustavima javlja se problem određivanja optimalnih tehničkih karakteristika cjevovodne mreže, tj. optimalno dimenzioniranje. Pritom se navedeni problem vrlo često rješava dekompozicijom cjelokupne cjevovodne mreže u manje segmente koji se pridružuju pojedinom toplinskom izvoru. U [63] je razvijena optimizacijska metoda temeljena na dinamičkom programiranju kojom se izbjegava dekompozicija cjevovodne mreže

čime se dobiva globalni optimum, tj. optimalna konfiguracija cjelovite mreže, a ne zbroj lokanih optimuma segmenata cjevovodne mreže. Ukoliko se distribuiranim proizvođačima topline pridruži i potrošnja toplinske energije, onda se takvi sudionici u toplinarskom sustavu nazivaju *prosumers*-i. U takvim sustavima, pored prethodno opisanog problema dimenzioniranja cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja, javlja se i problem određivanja distribucije toplinskog opterećenja u mreži. Postnikov et al. su u [64] predložili model za određivanja distribucije toplinskog opterećenja, a da je pritom sačuvana sigurnost opskrbe toplinskom energijom. Model se temelji na teoriji slučajnih procesa, hidrauličkih mreža te zakona termodinamike. Kada se govori o toplinskim izvorima, može se ustvrditi kako značajan broj autora obrađuje problematiku optimalnog, tj. adekvatnog tipa toplinskog izvora, kao što je geotermalna toplana [62], dizalica topline [65], kogeneracija na biomasu [66] i dr. Zanimljiv koncept dan je u [67] gdje je sustav daljinskog grijanja spregnut s fotonaponskim sustavom. Proizvedena električna energija koristi se za proizvodnju toplinske energije putem tzv. koncepta *Power-to-Heat*, dok se višak električne energije predaje u elektroenergetski sustav. Generalni zaključak vezan uz toplinske izvore može se formulirati kako je potrebno tip toplinskog izvora odrediti sukladno specifičnostima samog cjevovodnog sustava i karakteristikama krajnjih korisnika, tj. toplinskog opterećenja. Krajnji korisnici i njihove navike u potrošnji toplinske energije također su postali dio fokusa istraživanja. Zahvaljujući razvoju metoda za baratanje velikom količinom podataka (*engl. big data*) te algoritama za samostalne tehnike strojnog učenja, moguće je odrediti karakteristične krivulje toplinskog opterećenja krajnjih korisnika, klasificirati ih u različite skupine te donositi zaključke o njihovima navikama [68], što doprinosi učinkovitijoj distribuciji i opskrbi toplinskom energijom. U [69] su čak otišli korak dalje te ustvrdili kako određivanje obrazaca ponašanja kupaca te njihovo klasificiranje otvara mogućnost za uvođenje naprednih mehanizama naplate korištenja cjevovodne mreže te preuzete toplinske energije. U [70] autori definiraju tzv. četvrtu generaciju sustava daljinskog grijanja te zaključuju kako sustavi daljinskog grijanja imaju ključnu ulogu u budućem energetsom sustavu. Sustavi daljinskog grijanja, zajedno sa sustavima daljinskog hlađenja bit će sastavni dijelovi tzv. pametnih energetske sustava koji se temelje na sinergijskom djelovanju raznih oblika energije (niskotemperaturna toplina, električna energija iz OIE, otpadna toplina itd.). U radu su, između ostaloga, predstavljeni koncepti kao što je pametna toplinska mreža. Niskotemperaturni sustavi daljinskog grijanja ključni su preduvjet za energetski sustav temeljen na potpuno obnovljivim izvorima energije te za redukciju štetnih stakleničkih plinova [71], dok pri tome sezonski spremnici toplinske energije doprinose tehnički i ekonomski učinkovitijoj integraciji različitog „miksa“ proizvodnih tehnologija [72].

Slična razmatranja vezana uz integraciju različitih oblika energije s naglaskom na optimalnu strategiju vođenja takvih sustava prikazana su u [73], dok je višeciljna optimizacija provedena u [74] u kojoj je analiziran i utjecaj cijene električne energije na operativne pokazatelje rada sustava daljinskog grijanja. Kao rezultat je dobivena Pareto ploha koja odražava optimalne postavke za vođenje cjelokupnog sustava. U [75] Holjevac et al. razmatraju koncept mikro-mreža s naglaskom na određivanju fleksibilnosti koju svi sudionici sustava mogu pružiti s obzirom na različite načine upravljanja mrežom.

Prilikom razmatranja integracije različitih energetske tržišta ili sektora potrebno je uočiti kako za razliku od električne energije i prirodnog plina, tržište toplinske energije nije uređeno na jednak način, ili barem nije zaživjelo na način kako funkcioniraju tržišta električnom energijom i plinom. Dakako, to je velikim dijelom i posljedica specifičnosti svakog od spomenutih sektora. Wissner u [76] razmatra mogućnost uvođenja regulacije na sustave opskrbe toplinom putem sustava daljinskog grijanja u Njemačkoj, kao u slučaju tržišta električne energije i prirodnog plina. U radu su razmatrani različiti praktični problemi kao što je regulacija naplate i pravo pristupa sustavima daljinskog grijanja. Iscrpna analiza prava pristupa treće strane sustavima daljinskog grijanja prikazana je u [77]. Ustanovljeno je kako samo omogućavanje trećoj strani, tj. proizvođačima toplinske energije, da opskrbljuju toplinskom energijom sustave daljinskog grijanja neće biti dovoljno za poticanje investicija u sustave daljinskog grijanja četvrte generacije i njihovu integraciju u tzv. inteligentne energetske sustave. Pored prava pristupa, bit će potrebno uspostaviti i odgovarajući zakonodavni okvir s jasno definiranim mjerama za poticanje investicija. Slična razmatranja provedena su i u [78], s razlikom da su u tom radu uzeti u obzir mali sustavi područnog grijanja u ruralnim područjima gdje je izražen potencijal biomase. Ekonomska analiza primjene sustava područnog grijanja dana je u [79]. Zaključeno je kako će sustavi područnog grijanja, neovisno o očekivanom smanjenju toplinskih potreba, biti konkurentni na gusto naseljenim urbanim područjima. Međutim, u područjima gdje je mala gustoća naseljenosti, sustavi daljinskog grijanja gube svoju konkurentnost. Paiho et Saastamoinen [80] proveli su detaljnu analizu postojećeg stanja sustava daljinskih grijanja u Finskoj, gdje je svaka druga stambena zgrada priključena na takav sustav, s ciljem određivanja strategije razvoja istih u narednih pet godina. Uočavajući činjenicu kako je energetske sustav u procesu tranzicije te kako se usporedno uočavaju trendovi urbanizacije i digitalizacije ustanovljeno je kako budući smjer razvoja mora biti u alternativnim načinima proizvodnje toplinske energije (hibridnim sustavima), pružanjem novih usluga te korištenjem podataka koji zahvaljujući informacijsko-komunikacijskim tehnologijama postaju dostupni. Međutim, vrlo

bitan zaključak je kako pilot postrojenja trebaju biti razvijana u uskoj suradnji s operatorima i korisnicima sustava daljinskih grijanja kako bi se zorno prikazale koristi takvih sustava, dok općine trebaju biti nositelji razvoja pilot projekata. Analiza pregleda statusa sustava daljinskih grijanja četvrte generacije prikazana je u [81] te je prikazano kako koristi, koje takvi sustavi donese u budućem energetsom sustavu, premašuju troškove. Pritom, potrebno je raspolagati visokim stupnjem poznavanja tehničkih aspekata vođenja i implementacije takvih sustava [82]. Korak dalje otišli su von Rhein et al. u [83] gdje su inaugurirali petu generaciju sustava daljinskog grijanja s temperaturama polaza u rasponu od svega 15 °C do 25 °C. Dakako, takvi temperaturni režimi omogućavaju integraciju različitih toplinskih izvora te su gubici distribucije toplinske energije svedeni na minimum. Radom je prikazan razvijeni računalni alat za određivanje izvedivosti takvih sustava u postojećim i novim urbanim područjima.

Ukoliko se razmatra utjecaj veličine energetskeg sustava na zahtjeve za fleksibilnošću, može se ustvrditi kako manji energetskegi sustavi zahtijevaju veću fleksibilnost [84]. Slični zaključci su izneseni i u [8]. Razlog tomu je veći utjecaj pojedinih energetskegi izvora i potrošača na ujednačenost proizvodnje i potrošnje energije. Upravo na tragu tih zaključaka se temelji ovaj doktorski rad, gdje je naglasak stavljen na lokani energetskegi sustav s postojećom komunalnom infrastrukturom i mogućnošću doprinosa distribuiranih energetskegi izvora na lokanu stabilnost, tj. ujednačenost proizvodnje toplinske i električne energije. Ispitani su i utvrđeni takvi pogonskegi režimi proizvodnih postrojenja koji doprinose povećanju fleksibilnosti sustava i poboljšanju tržišne pozicije istih.

1.3 Struktura doktorskog rada

Doktorski rad podijeljen je u 7 poglavlja, uključujući Uvod. Poglavljem 2. razložena je motivacija za izradu doktorskog rada te je definirana granica problema istraživanja. U sklopu poglavlja 3. uvedena je ideja korištenja jednostavnog sustava daljinskog grijanja, od svega tri krajnja potrošača, kao dinamičkog spremnika topline. Na tom jednostavnom modelu provedena su istraživanja te je utvrđeno kako sustavi daljinskog grijanja, zahvaljujući velikim vremenskim konstantama, imaju potencijal za korištenje kao spremnici toplinske energije. Na temelju tog istraživanja i izvedenih zaključaka, provedena je izrada detaljnog matematičkog modela sustava daljinskog grijanja koji je kalibriran na sustav daljinskog grijanja Grada Osijeka, kako je prikazano poglavljem 4. Sustav daljinskog grijanja Grada Osijeka odabran je iz razloga što su autoru doktorskog rada bili dostupni podaci mjerenja ključnih fizikalnih veličina na više točaka, raspoređenih u prostoru. Navedeno je omogućilo validaciju izrađenog modela te potvrdilo

dobivene rezultate provedenih simulacija. Poglavljem 5. obrađena je problematika izrade modela kogeneracijskih proizvodnih postrojenja te problematika i mogućnosti pružanja pomoćnih usluga. Dakako, kao i u prethodna dva poglavlja, provedene su simulacije, obrađeni i prezentirani su rezultati te je izveden kritički osvrt na iste. Ekonomsko-financijski učinci primjene naprednih strategija vođenja kogeneracijskih postrojenja spregnutih sa sustavima daljinskih grijanja analizirani su u sklopu poglavlja 6. Poglavlje 7. donosi zaključke provedenih istraživanja unutar doktorskog rada.

Dodatno, potrebno je napomenuti kako se kroz ovaj doktorski rad koriste pojmovi, koji s fizikalnog, termodinamičkog stajališta nisu u potpunosti točni. Pritom se prvenstveno misli na pojmove kao što je „proizvodnja“ te „potrošnja“ energije. Ti pojmovi su dakako u kontradikciji sa zakonom o očuvanju energije, tj. prvim glavnim stavkom termodinamike te s energijom kao konzervativnim svojstvom. Međutim, zbog jednostavnosti i neposrednosti komunikacije i objašnjavanja tehničkih fenomena u energetici, navedeni pojmovi, uobičajeno se koriste prilikom, primjerice, proizvodnje toplinske energije u generatorima pare, ili električne energije u elektroenergetskim postrojenjima. Navedeni pojmovi, iako nisu u potpunosti točni, koriste se u nastavku ovog rada.

2 DEFINIRANJE PROBLEMA ISTRAŽIVANJA DOKTORSKOG RADA

2.1 Motivacija istraživanja

Pregledom literature može se zaključiti kako se mnogi autori bave energetsom tranzicijom u nekom njenom aspektu. Međutim, vrlo su rijetke analize holističkog tipa, gdje su uzeti u obzir aspekti koji se bave proizvodnim postrojenjima, sustavima daljinskog grijanja, fleksibilnošću energetskeg sustava, tj. fenomenom pomoćnih usluga, spremnicima energije te tržišno regulatornim aspektima. Stoga, motivacija ovog doktorskog rada je provesti sveobuhvatnu analizu svih navedenih aspekata suvremenog energetskeg sustava u cilju dobivanja jednoznačnih rezultata s jasnim i nedvosmislenim zaključcima.

Do pojave većih udjela intermitentnih obnovljivih izvora energije glavna izazova u operativnom planiranju i vođenju energetskeg sustava bila je na strani planiranja potrošnje energije, dok je strana proizvodnje bila u potpunosti upravljiva i determinirana. Povećanjem udjela intermitentnih izvora energije pojavljuju se određene nesigurnosti u planiranju i na strani proizvodnje energije, što predstavlja promjenu cjelokupne paradigme energetskeg sustava.

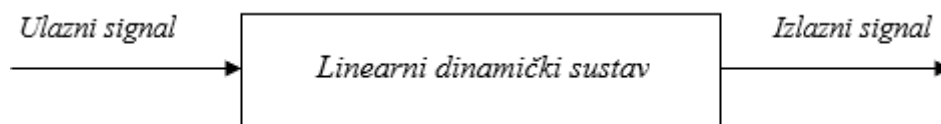
Kako bi se osigurala uravnotežena proizvodnja i potrošnja energije povećavaju se zahtjevi za fleksibilnošću u energetskeg sustavu, ali isto tako i za naprednim strategijama i tehnologijama vođenja i upravljanja. Fleksibilnost se nameće kao ključna karakteristika suvremenog i budućeg energetskeg sustava te se kao izvori fleksibilnosti mogu navesti sljedeći:

- fleksibilna elektroenergetska postrojenja
- upravljiva potrošnja
- spremnici energije
- povećanje kapaciteta elektroenergetske infrastrukture (prijenosna i distribucijska mreža).

Navedena prva tri izvora fleksibilnosti u fokusu su ovog doktorskog rada. Pored navedenog, značajnu ulogu u eksploataciji fleksibilnosti pruža i integracija različitih energetskeg sektora – u ovom slučaju elektroenergetskeg i toplinarskeg. Razlog tomu su, kako je prethodno već bilo napomenuto, različite vremenske konstante. Naime, odnos među vremenskim konstantama je ključan za iskorištavanje što većeg potencijala fleksibilnosti [85, 86]. Kao zoran primjer toga može se navesti klasičan hladnjak koji se nalazi u gotovo svakom kućanstvu. Pokretanje

hladnjaka, tj. povećanje potrošnje električne energije događa se gotovo trenutno, dok se učinak hlađenja osjeća tek za nekoliko desetaka minuta ili više. Drugim riječima dinamika prijenosa toplinske energije značajno je sporija (veća vremenska konstanta), nego dinamika preuzimanja električne energije za pogon kompresora hladnjaka (mala vremenska konstanta). Isto tako, kada se analizira toplinska potrošnja, onda se kao jedan od izvora fleksibilnosti nameću i zgrade kao jedan od najznačajnijih potrošača toplinske energije – gotovo 40 % finalne energije na razini EU-28 se odnosi na sektor zgradarstva [87]. Međutim, iako zgrade zbog svoje inercije, tj. velikih vremenskih konstanti u potrošnji toplinske energije mogu pružati određenu fleksibilnost [88], neće biti detaljnije razmatrane u ovom radu. Razlog tomu je što je za potrebe korištenja fleksibilnosti zgrada potrebno značajno veći broj upravljačkih jedinica, nadzor i upravljanje nad njima te se uvijek postavlja i pitanje, žele li vlasnici/korisnici zgrada sudjelovati u pružanju fleksibilnosti. Iz toga razloga, analiza ovog doktorskog rada usmjerena je na sustave daljinskih grijanja koji opskrbljuju zgrade toplinskom energijom te su upravljivi.

Budućnost energetskeg sustava zasigurno leži na iznalaženju mehanizama učinkovitog upravljanja fleksibilnošću i posljedično integracije intermitentnih obnovljivih izvora energije. Mehanizmi za regulaciju i upravljanje moraju imati definiranu odrednicu po kojoj je sustav vođen, primjerice, je li cilj minimiziranje troška ili je cilj učinkovito korištenje energije tj. eksergije goriva [89]. Takve i slične odrednice su u dinamičkim energetskeim tržištima, fluktuirajućoj proizvodnji i potrošnji energije vrlo često međusobno suprotstavljene kategorije. Analiza svakog dinamičkog sustava može se temeljiti na uspostavljenom matematičkom modelu. Primjerice, sustav daljinskog grijanja, kako će kasnije biti prikazano, može se smatrati linearnim dinamičkim sustavom (LDS), čija se analiza temelji na međusobnom odnosu ulaznih i izlaznih veličina, tj. signala, kako je shematski pojednostavljeno prikazano slikom 1.

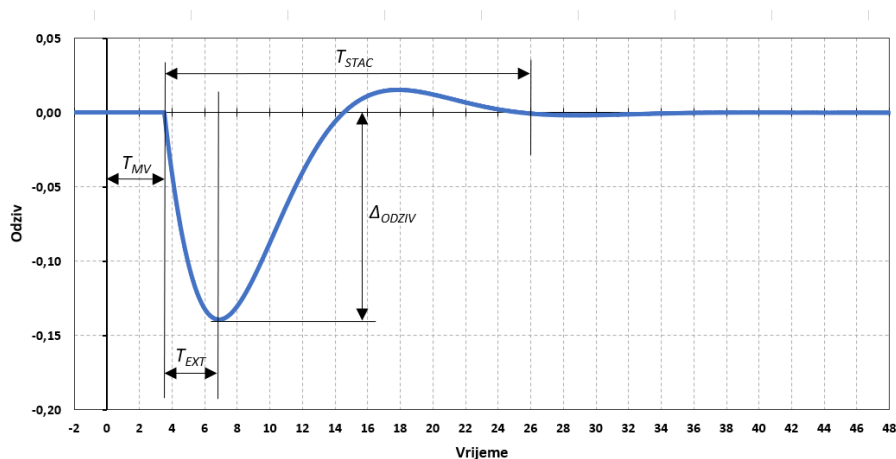


Slika 1. Shematski prikaz linearnog dinamičkog sustava

Matematičko modeliranje tehničkih sustava može se razdvojiti na dva osnovna pristupa. Prvi pristup podrazumijeva detaljno matematičko modeliranje fizikalnih pojava koje karakteriziraju proces, tj. sustav. Svi fizikalni zakoni i pojave su poznati i razumljivi te se opisuju skupom matematičkih jednadžbi. Takav pristup u literaturi se vrlo često naziva *white-box modelling* (u prijevodu modeliranje *bijele kutije*) [90, 91]. Navedeni pristup zahtijeva dobro poznavanje

cjelokupnog sustava, tj. potreban je ekstenzivan skup podataka kako bi se sustav mogao opisati te kako bi se na temelju ulaznog signala dobio odgovarajući izlazni signal (odziv sustava) koji dostatno precizno opisuje dinamiku sustava. Drugi pristup temelji se isključivo na vremenskim serijama ulaznih podataka (ulaznih signala) i izlaznih podataka (odziva) te na njihovoj usporedbi. Takav pristup, u kojem su fizikalni procesi koji opisuju sustav nepoznati, naziva se *black box modelling* (u prijevodu modeliranje *crne kutije*) [92, 93]. Ovakav pristup temelji se dobrim dijelom na statističkoj analizi i uspostavljanju izravne matematičke funkcijske ovisnosti izlaznog o ulaznom signalu. Pored navedena dva pristupa modeliranju, postoji i treći, koji se može definirati kao kombinacija prethodna dva, tzv. *grey-box modelling* (u prijevodu modeliranje *sive kutije*). Očekivano, ovaj pristup modeliranju temelji se na poznavanju fizikalnih procesa određenih pojava u sustavu, dok je dio sustava modeliran bez znanja i mogućnosti matematičkog modeliranja fizikalnih pojava te se uspostavljanje korelacije između ulaznih i izlaznih pojava temelji na statistički ustanovljenima zakonitostima [94, 95].

Istraživanje provedeno za sustave daljinskog grijanja temeljit će se na principu modeliranja *bijele kutije* te će za cilj imati ispitivanje globalnih dinamičkih karakteristika. Pod globalnim dinamičkim karakteristikama podrazumijevaju se akumulativnost i tromost sustava [96]. Prikaz globalnih dinamičkih karakteristika shematski dano je slikom 2. Tromost sustava je vrijeme odziva sustava na nametnuti poremećaj te se sastoji od vremena kašnjenja (vremenska razlika između početka poremećaja te početka odziva sustava na poremećaj) koje se često u dinamici procesa naziva mrtvim vremenom (T_{MV}) te od vremena odziva – vremenska razlika između početka poremećaja do stacioniranja sustava u novim uvjetima (T_{STAC}). Dodatna veličina koja se koristi za opis tromosti sustav je vrijeme (T_{EXT}) potrebno da poremećaj dosegne maksimalno odstupanje u iznosu od (Δ_{ODZIV}). Akumulativnost sustava je iz perspektive analize mogućnosti pohrane toplinske energije unutar cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja daleko značajnija karakteristika. Izražava se u energetske mjernim jedinicama, kao što je MW ili MWh, ovisno prikazuje li se kao krivulja promjene snage ili kao površina ispod krivulje promjene snage u vremenskoj domeni, što je u stvari pohranjena (akumulirana) energija.



Slika 2. Shematski prikaz globalnih dinamičkih karakteristika linearnog dinamičkog sustava

Istraživanje provedeno za proizvodna kogeneracijska postrojenja temeljit će se na principu modeliranja *crne kutije*. Istraživat će se utjecaj različitih tzv. eksternih *vanjskih signala* (u literaturi se za takve impulse često može pronaći izraz *penalty signal*), kao što je primjerice promjena cijene električne energije, na strategiju vođenja te korištenje raspoložive fleksibilnosti sustava daljinskog grijanja. Iz navedenog se može zaključiti kako se cjelovito istraživanje, provedeno u sklopu ovog doktorskog rada, može podvesti pod pristup modeliranja *sive kutije*.

2.2 Cilj istraživanja

Cilj istraživanja je identificirati i kvantificirati potencijal i realne mogućnosti korištenja kogeneracijskih postrojenja kao distribuiranih energetske izvora spregnutih s različitim spremnicima topline u osiguravanju fleksibilnog odziva. Provedbom tehničke i ekonomske analize sustava različite veličine i konfiguracije, u karakterističnim pogonskim uvjetima, evaluirana je i rangirana njihova prihvatljivost za osiguravanje brzih promjena snage.

2.3 Hipoteza istraživanja

Hipoteza istraživanja je da kogeneracijska postrojenja integrirana u sustave opskrbe toplinskom energijom, unatoč ograničenjima koja proizlaze iz obveze praćenja toplinske potražnje, mogu ravnopravno s ostalim tehničkim sredstvima doprinositi fleksibilnosti sustava. S održavanjem lokalne ravnoteže između proizvodnje i potrošnje energije, na ograničenom području i manjoj skali, ublažava se utjecaj neravnoteže na ukupni sustav.

2.4 Znanstveni doprinosi istraživanja

U sklopu ovog doktorskog rada i provedenih istraživanja ostvareni su znanstveni doprinosi, kako slijedi:

- uspostavljena je korelacija između veličine i konfiguracije kogeneracijskog postrojenja spregnutog sa spremnicima topline (uz zadovoljavanje definiranih toplinskih potreba) i fleksibilnosti lokalnog energetskeg sustava u kontekstu integriranja intermitentne proizvodnje električne energije
- utvrđena su tehnička i ekonomska ograničenja za implementaciju energetskeg izvora s obzirom na veličinu i strukturu sustava, definirane profile potrošnje toplinske energije te odnose na tržištima toplinske i električne energije
- utvrđen je potencijal za implementaciju analiziranih energetskeg izvora u suvremeni energetski sustav.

2.5 Definiranje granica problema istraživanja

Sustav daljinskog grijanja razmatra se kao potencijalni spremnik toplinske energije čiji kapacitet, mogućnosti punjenja i pražnjenja, tj. cjelokupan način korištenja nije jednoznačno definiran, kao u slučaju konvencionalnog spremnika toplinske energije. Sve navedene ključne karakteristike ovise o trenutnom stanju fizikalnih veličina, kao što su temperatura okoliša, temperatura ogrjevnog medija, tlak i protok ogrjevnog medija, toplinsko opterećenje krajnjih korisnika i sl.

Sukladno postavljenoj hipotezi istraživanja, izrađen je temeljni matematički model sustava daljinskog grijanja koji se sastoji od ravnog cjevovoda na koji su priključena tri krajnja potrošača toplinske energije (dalje u tekstu: Osnovni model). Na tom modelu ispitana je postavljena hipoteza istraživanja te je utvrđeno kako se jednostavan sustav daljinskog grijanja može koristiti kao spremnik toplinske energije. Pritom, mogućnost korištenja spremnika, u vidu količine pohrane toplinske energije i brzine same pohrane/preuzimanja energije, ovisi o više varijabli, kako će biti prikazano. Sukladno ostvarenim rezultatima i donesenim zaključcima na Osnovnom modelu sustava daljinskog grijanja izrađen je matematički model realnog sustava daljinskog grijanja toplinske snage reda veličine 100 MW_t. Matematički model kalibriran je sa sustavom daljinskog grijanja Grada Osijeka. Stoga se u određenoj mjeri analize provedene na tom modelu mogu smatrati i studijom slučaja (*Case Study*) za sustav daljinskog grijanja Grada

Osijeka (dalje u tekstu: Realni model). Za Realni model bilo je moguće provesti validaciju rezultata jer su bila dostupna mjerenja fizikalnih veličina, kao što su temperature polaza i povrata te maseni protok na više točaka u sustavu daljinskog grijanja Grada Osijeka. O svemu navedenom bit će više riječi u narednim poglavljima ovog rada.

Kao i prilikom provedbe integralnog planiranja razvoja energetskeg sustava, gdje svaka analiza započinje analizom strukture i karakteristika energetskeg potreba, na temelju kojih se određuju proizvodni kapaciteti, slična metodologija je ustanovljena i u sklopu ovog doktorskog rada. Nakon što je provedena analiza toplinskih potreba i pogonskih režima rada sustava daljinskih grijanja, provedena je analiza vezana uz proizvodna energetska postrojenja.

3 MATEMATIČKA FORMULACIJA OSNOVNOG MODELA

Sustavi daljinskog grijanja, kako je u prethodnim poglavljima opisano, predstavljaju kompleksan element energetskeg sustava. Vrlo često su spregnuti s jedinicama za proizvodnju električne i toplinske energije (kogeneracijama), a rjeđe s jedinicama za proizvodnju samo toplinske energije (plinski kotlovi, električni kotlovi, dizalice topline) te kao takvi omogućavaju učinkovitu distribuciju i opskrbu toplinskom energijom krajnjih korisnika.

Dinamičke značajke sustava daljinskog grijanja određene su relativno velikim vremenskim konstantama. Vremenske konstante iznose od nekoliko minuta, do nekoliko sati i određene su brzinom prenošenja toplinske energije vrelodnom mrežom sustava daljinskog grijanja, što je u prosjeku na razini od 1 m/s [97]. Brzina prenošenja toplinske energije nekoliko je redova veličine manja, nego brzina prenošenja električne energije koja je reda veličine 10^4 m/s. Navedeno implicira činjenicu kako su karakteristične vremenske konstante elektroenergetskog sustava reda veličine sekunde ili manje [16]. Upravo na navedenoj razlici u vremenskim konstantama se i temelji ovaj rad.

U nastavku je dana detaljna formulacija Osnovnog modela kojim se opisuje dinamika sustava daljinskog grijanja. Kako će biti prikazano, analizirane su tranzijentne pojave u prostoru i vremenu. Na temelju tih analiza bilo je moguće donijeti odgovarajuće zaključke o globalnim dinamičkim karakteristikama sustava daljinskog grijanja kao što su akumulativnost i tromost.

3.1 Modeliranje sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela

Sustav daljinskog grijanja određen je skupom jednažbi koje opisuju dva međusobno povezana područja – hidrauliku i termodinamiku.

Hidrauličke karakteristike strujanja ogrjevnog medija, kao što su brzina strujanja, pad tlaka, maseni protoci i sl. opisane su skupom jednažbi koje čine tzv. hidraulički model sustava daljinskog grijanja. Termodinamičke veličine, kao što je temperatura ogrjevnog medija, temperatura stjenke cijevi, toplinski tokovi i gubici, distribucija temperaturnih gradijenata i sl. opisane su tzv. termodinamičkim modelom.

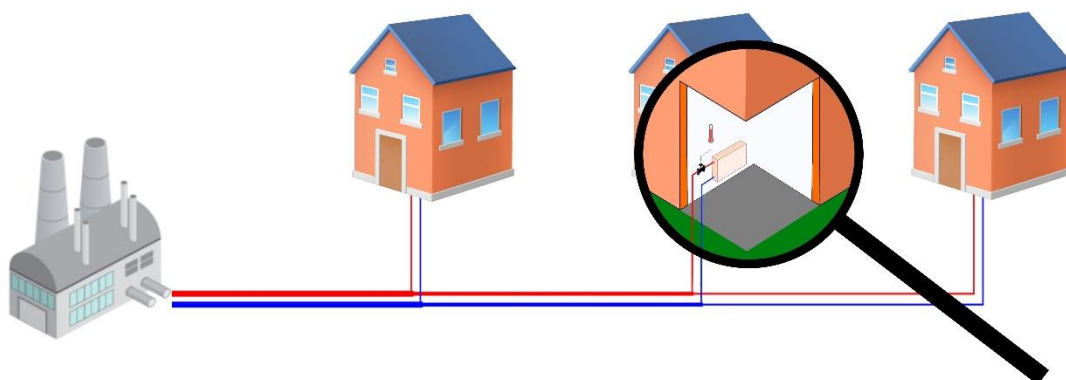
Modeliranje fizikalnog sustava nužno zahtijeva uvođenje određenog broja pretpostavki i pojednostavljenja. Međutim, uvedene pretpostavke moraju osigurati da odziv modela (*izlazni*

signal) na nametni poremećaj (*ulazni signal*) bude u zadovoljavajućim granicama točnosti, tj. da model zadovoljavajuće točno opisuje sustav koji se modelira.

Stoga, u cilju potvrde postavljene hipoteze, te izrade Osnovnog modela sustava daljinskog grijanja uvedene su određene pretpostavke, pojednostavljenja i ograničenja, kako je redom navedeno:

- maseni protok razmatra se kao jednodimenzijско strujanje te je smatran kvazistacionarnim, tj. masene (inercijske) sile koje nastaju kao posljedica promjene brzine strujanja ogrjevnog medija su zanemarene
- model se sastoji od tri krajnja korisnika (KK)
- toplinske potrebe krajnjih korisnika određene su u ovisnosti o temperaturi okoliša
- toplinske potrebe krajnjih korisnika modelirane su kao provođenje toplinske energije kroz ovojnicu zgrade, tj. višeslojnu membranu (zid, toplinska izolacija)
- kod svakog krajnjeg korisnika prijenos toplinske energije ostvaren je jednim izmjenjivačem toplinske energije
- ukupna duljina cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja ograničena je na 9.000 m
- sustav daljinskog grijanja razmatran je kao direktni sustav
- sustav daljinskog grijanja sastoji se od duge cjevovodne mreže te svi krajnji korisnici imaju jednake karakteristike
- masa cjevovodne mreže uzeta je u obzir prilikom određivanja globalnih dinamičkih karakteristika sustava daljinskog grijanja (akumulativnost i tromost)
- masa zraka te također i masa zidova uzeta je u obzir prilikom određivanja toplinskog opterećenja krajnjih korisnika u određenom vremenskom trenutku
- termodinamičke karakteristike ogrjevnog medija, tj. ogrjevne vode smatrane su konstantnima.

Pojednostavljena shema Osnovnog modela prikazana je slikom 3. Slikom je dana osnovna konstelacija Osnovnog modela s uvedenim pretpostavkama.



Slika 3. Shema Osnovnog modela

3.1.1 Hidraulički model

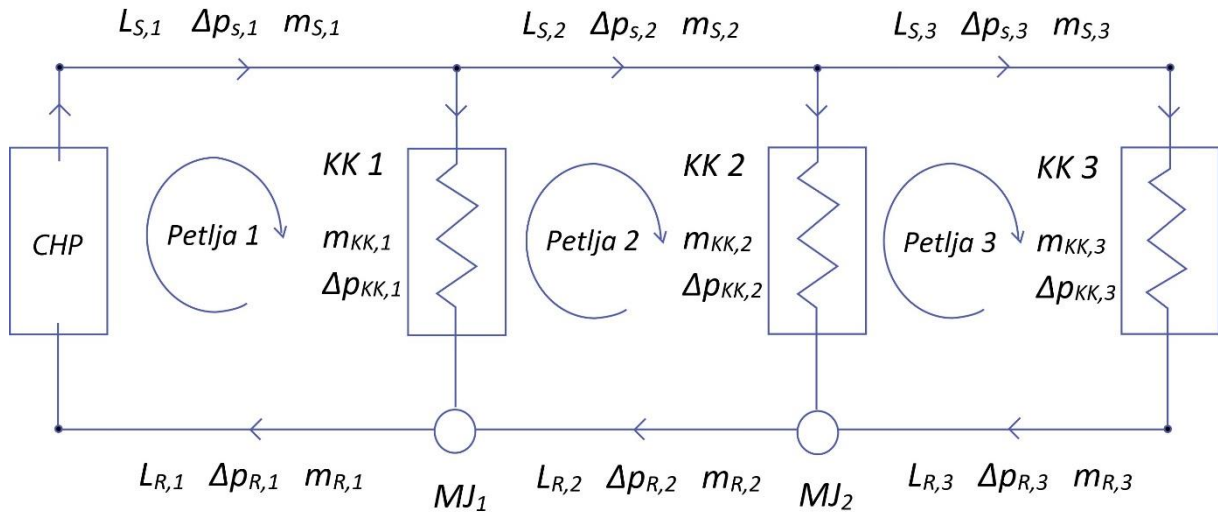
Hidrauličkim modelom opisane su fizikalne veličine kao što su raspodjela tlakova, protoka, otpora strujanja i sl. Navedeno se temelji na zakonu očuvanja energije i mase. Kako je prethodno bilo spomenuto, prilikom modeliranja strujanja ogrjevnog medija kroz cjevovodni sustav daljinskog grijanja, korištena je pretpostavka kako je strujanje kvazi-stacionarno. Navedena pretpostavka implicira zanemarivanje inercijskih sila koje se javljaju prilikom promjene brzine, tj. količine gibanja ogrjevnog medija. Uporište za prihvatljivost uvedene pretpostavke je činjenica kako je promjena brzine strujanja ogrjevnog medija određena izrazito malom vremenskom konstantom, dok su pojave koje se ispituju određene relativno velikim vremenskim konstantama. Pretpostavka je opisana jednadžbom (1), kako slijedi:

$$\frac{d(Mv)}{dt} = 0 \quad (1)$$

gdje je M masa ogrjevnog medija u cjevovodnoj mreži sustava daljinskog grijanja, a v brzina strujanja ogrjevnog medija.

Prilikom procesa razvoja, tj. uspostave hidrauličkog modela cjevovodne mreže, što se može nazvati i procesom agregacije mreže, potrebno je odrediti padove tlakova u svakom segmentu cjevovodne mreže. Svaki krajnji korisnik u hidrauličkom modelu implicira postojanje jedne tzv. hidraulične petlje na koju se primjenjuju zakoni očuvanja mase i energije. Za potrebe određivanja globalnih dinamičkih karakteristika sustava daljinskog grijanja cjevovodna mreža

razmatrana je kao niz krajnjih korisnika bez ogranka. Shema hidrauličkog modela dana je slikom 4.



Slika 4. Shema hidrauličkog modela sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela

Modelom je pretpostavljeno kako su duljine polaznih i povratnih vodova jednake. Sukladno zakonu očuvanja mase, količina ogrjevnice vode koja ulazi u pojedino čvorište u jedinici vremena mora biti jednaka količini vode koja napušta čvorište. Navedeno se može opisati sljedećim jednadžbama:

$$L_{S,i} = L_{R,i} = L_i \quad (2)$$

$$m_{S,i} = m_{R,i} = m_i \quad (3)$$

gdje indeks i označava jedan od tri segmenta, S polazni vod, a R povratni vod ogrjevnog medija.

Ukupni maseni protok jednak je sumi masenih protoka kod svih krajnjih korisnika kako je prikazano jednadžbom (4).

$$m = \sum_{i=1}^3 m_{KK,i} \quad (4)$$

Pad tlaka duž jedne dionice, segmenta, opisan je pomoću Darcy-Weisbachove relacije, kako slijedi:

$$\Delta p_{S,i} = \lambda \frac{8L_{S,i}}{\varphi \pi^2 D_{S,i}^5} m_{S,i}^2 \quad (5)$$

Uzimajući u obzir jednačbe (2), (3), (5), zajedno sa zakonom očuvanja energije, tj. Bernoullijevom jednačbom moguće je izvesti preostale jednačbe koje opisuju hidrauliku modela, kako slijedi:

$$\Delta p_{KK,i} = \Delta p_{KK,i+1} + \lambda \frac{16L_{i+1}}{\rho \pi^2 D_{i+1}^5} m_{i+1}^2 \quad (6)$$

Gdje su L_i , m_i , D_i , $\Delta p_{KK,i}$, ρ redom, duljina i -te dionice cjevovoda, promjer i -te dionice cjevovoda, maseni protok kroz i -tu dionicu cjevovoda, pad tlaka kod i -tog krajnjeg korisnika i gustoća ogrjevnog medija. Ukupni pad tlaka koji se javlja u cjevovodnoj mreži sustava daljinskog grijanja (Δp_0) mora biti jednak visini dobave cirkulacijske pumpe. Visina dobave cirkulacijske pumpe u ovisnosti o broju okretaja i protoku prikazana je sljedećom relacijom:

$$\Delta p_0 = \Delta p_{max} \left[\left(\frac{n}{n_{max}} \right)^2 + \left(\frac{m}{\rho Q_{max}} \right)^2 \right] \quad (7)$$

gdje su redom n i m broj okretaja pumpe te maseni protok ogrjevnog medija. Tim dvjema veličinama moguće je postaviti visinu dobave cirkulacijske pumpe kako bi se savladali ukupni linijski i lokalni gubici strujanja u cjevovodu. Ukupni maseni protok kroz cirkulacijsku pumpu jednak je zbroju masenih protoka kod svih krajnjih korisnika (jednačba (4)), dok je maseni protok kod svakog pojedinog krajnjeg korisnika određen otvorenošću ventila, tj. padom tlaka. Maseni protok ogrjevnog medija kod i -tog krajnjeg korisnika određen je jednačbom (8).

$$m_{KK,i} = K_i Y_i \sqrt{\Delta p_{KK,i}} \quad (8)$$

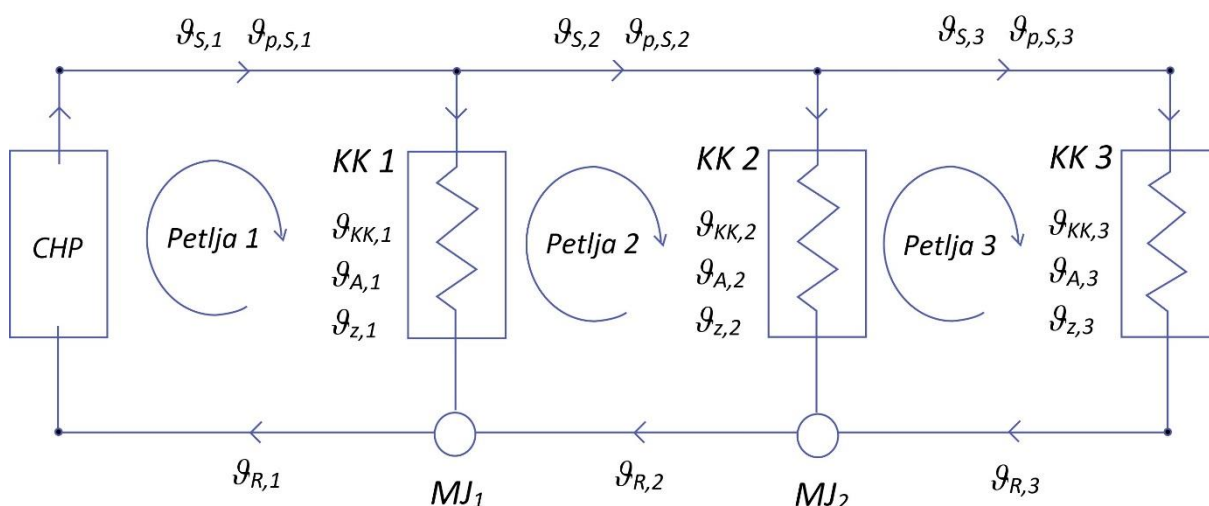
Pritom, K_i , Y_i i $\Delta p_{KK,i}$ označavaju, redom, konstantu ventila, otvorenost ventila i pad tlaka kod i -tog krajnjeg korisnika.

Otvorenost ventila funkcija je razlike između trenutne temperature zraka kod krajnjeg korisnika i željene temperature. Može se zaključiti kako je maseni protok ogrjevnog medija kod krajnjih korisnika reguliran putem P-regulatora.

3.1.2 Termodinamički model

Za razliku od hidrauličkog modela, koji je zahvaljujući pretpostavci o kvazi-stacionarnom strujanju opisan određenim brojem algebarskih jednačbi, termodinamički model opisan je složenijim skupom jednačbi. Tlačni poremećaj se u slučaju nestlačivog strujanja širi relativno velikom brzinom (red veličine brzine zvuka), međutim brzina promjene temperaturnog polja duž cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja je osjetno manja i približna je brzini strujanja ogrjevnog medija. Iz tog razloga odabran je pristup da se termodinamičke veličine analiziraju u vremenskoj domeni primjenom linearnih diferencijalnih jednačbi. Navedeni pristup omogućava detaljnu analizu tranzijentnih promjena temperaturnih polja, ovisno o raznim poremećajima koji nastaju u sustavu.

Termodinamički model shematski je prikazan slikom 5.



Slika 5. Shema termodinamičkog modela sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela

Termodinamika pojedinog segmenta cjevovodne mreže može se opisati s tri generalne linearne diferencijalne jednačbe. Diferencijalnom jednačbom (9) definirana je temperatura vode u i -tom segmentu cjevovodne mreže za dobavu toplinske energije. Navedena temperatura ovisi o

temperaturi vode iz prethodnog segmenta te također i o temperaturi stjenke čelične cijevi. Dakako, pored navedenog temperatura ogrjevnog vode ovisi i o koeficijentima prijelaza i prolaza toplinske energije te o površini za izmjenu topline. Temperatura stjenke čelične cijevi za dobavu toplinske energije određena je jednadžbom (10).

$$\frac{d\vartheta_{S,i}}{dt} = \frac{1}{M_{S,i}c_v} [m_{S,i}c_v(\vartheta_{S,i-1} - \vartheta_{S,i}) - \alpha_p A_{S,i}(\vartheta_{S,i} - \vartheta_{p,S,i})] \quad (9)$$

$$\frac{d\vartheta_{p,S,i}}{dt} = \frac{1}{M_{p,S,i}c_p} [\alpha_p A_{S,i}(\vartheta_{S,i} - \vartheta_{p,S,i}) - k_p A_{S,i}(\vartheta_{p,S,i} - \vartheta_E)] \quad (10)$$

Navedena temperatura, pored temperature ogrjevnog medija (koji se nalazi unutar cijevi), ovisi i o temperaturi okoliša ϑ_E .

Nakon što ogrjevni medij počne predavati toplinsku energiju i -tom krajnjem korisniku, putem izmjenjivača topline, toplinska energije predaje se zraku unutar grijanog prostora te se dalje prenosi na ovojnicu zgrade (zidovi, izolacija) te se predaje okolišu. Temperatura ogrjevnog medija nakon što napusti izmjenjivač topline i -tog krajnjeg korisnika definirana je jednadžbom (11). Međutim, kako bi se navedena temperatura mogla odrediti, potrebno je uključiti dvije dodatne diferencijalne jednadžbe kojima je opisana, tj. definirana temperatura zraka unutar grijanog prostora i -tog korisnika (jednadžba (12)) te temperatura zida, tj. ovojnice zgrade grijanog prostora (jednadžba (13)). Navedene jednadžbe u pravilu odražavaju akumulaciju toplinske energije unutar mase grijanog zraka i mase zidova. Dakako, pritom je potrebno definirati i koeficijente prolaza i prijelaza topline s ogrjevnog tijela na zrak koji se grije, sa zraka na ovojnicu zgrade te s ovojnice zgrade na okoliš.

$$\frac{d\vartheta_{KK,i}}{dt} = \frac{1}{M_{KK,i}c_v} [m_{KK,i}c_v(\vartheta_{S,i} - \vartheta_{KK,i}) - k_o A_{o,i}(\vartheta_{KK,i} - \vartheta_{A,i})] \quad (11)$$

$$\frac{d\vartheta_{A,i}}{dt} = \frac{1}{M_{A,i}c_A} [k_o A_{o,i}(\vartheta_{KK,i} - \vartheta_{A,i}) - \alpha_{in} A_{wl,i}(\vartheta_{A,i} - \vartheta_{z,i})] \quad (12)$$

$$\frac{d\vartheta_{z,i}}{dt} = \frac{1}{M_{z,i}c_z} [\alpha_{in}A_{wl,i}(\vartheta_{A,i} - \vartheta_{z,i}) - k_zA_{z,i}(\vartheta_{z,i} - \vartheta_E)] \quad (13)$$

Temperatura ogrjevnog medija u i -tom povratnom segmentu definirana je jednadžbom (14). Navedena temperatura određena je temperaturom ogrjevnog medija koji ulazi u razmatrani segment cijevi (iz mješališta - MJ). Jednadžbama (15) i (16) opisane su energetske bilance svakog od razmatranih mješališta (MJ) u povratnomvodu cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja, sukladno kojima su određene temperature ogrjevnog medija na izlasku iz mješališta.

$$\frac{d\vartheta_{R,i}}{dt} = \frac{1}{M_{R,i}c_v} [m_{R,i}c_v(\vartheta_{MJ,i} - \vartheta_{R,i}) - k_{pT}A_{R,i}(\vartheta_{R,i} - \vartheta_E)] \quad (14)$$

$$\vartheta_{MJ,1} = \frac{m_{KK,1}\vartheta_{KK,1} + m_{R,2}\vartheta_{R,2}}{m_{R,1}} \quad (15)$$

$$\vartheta_{MJ,2} = \frac{m_{KK,2}\vartheta_{FU,2} + m_{R,3}\vartheta_{R,3}}{m_{R,2}} \quad (16)$$

Regulacija ukupnog masenog protoka, tj. količine ogrjevnog medija koji napušta kogeneracijsko postrojenje, a time i količine toplinske energije distribuirane krajnjim korisnicima provedena je na temelju regulacijskog odstupanja ostvarene temperature zraka u grijanom prostoru od zadane vrijednosti temperature.

Kako bi se odredila akumulativnost, kao globalna dinamička karakteristika sustava daljinskog grijanja, bilo je potrebno odrediti kolika količina toplinske energije se može u jedinici vremena pohraniti unutar cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja. Navedena količina toplinske energije definirana je kao razlika toplinskog toka predanog sustavu daljinskog grijanja te toplinskih tokova na izmjenjivaču toplinske energije kod svih krajnjih korisnika. Dakako, navedenoj razlici potrebno je još oduzeti količinu toplinske energije koja je predana okolišu, tj. toplinski gubitak. Količina toplinske energije pohranjene unutar sustava daljinskog grijanja definirana je jednadžbom (17), kako slijedi:

$$Q_{acu} = \int_t^{t+\Delta\tau} (\Phi_{DH} - (\Phi_{KK,1} + \Phi_{KK,2} + \Phi_{KK,3}) - \Phi_{gubitak}) dt \quad (17)$$

3.2 Ulazni parametri Osnovnog modela

Kako bi se provela simulacija rada i ispitala uspostavljena hipoteza bilo je potrebno definirati potrebne vrijednosti koeficijenta, tj. konstanti koje se pojavljuju u matematičkom opisu Osnovnog modela kao što su ukupni koeficijent prolaza topline s ogrjevnog medija kroz stjenku cijevi i izolaciju preko tla sve do okoliša, duljina cijevnog razvoda, broj krajnjih korisnika, toplinsko opterećenje krajnjih korisnika i sl. Navedeni parametri prikazani su tablicom 1.

Tablica 1. Ključne veličine za uspostavljanje matematičke formulacije Osnovnog modela

Veličina	Jed. mj.	Iznos
Ukupni koeficijent prelaska topline s ogrjevnog medija na okoliš	W/(m ² K)	0,504
Broj krajnjih korisnika	-	3
Vršno opterećenje sustava	kW	173,2
Broj segmenata dobavnih/povratnih cijevi	-	3
Duljina segmenta dobavnih/povratnih cijevi	m	3.000
Koeficijent otpora strujanja ogrjevnog medija	-	0,026
Ukupna masa čelika dobavnih cijevi	kg	21.297
Volumen kondicioniranog zraka kod pojedinog krajnjeg korisnika	m ³	6.125

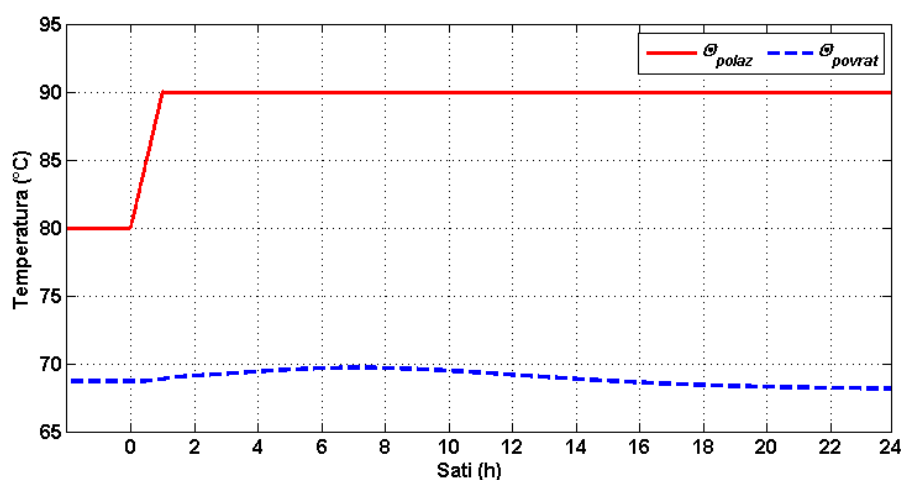
3.3 Rezultati simulacija Osnovnog modela

Rezultati simulacija provedenih za Osnovni model sastoje se od ispitivanja utjecaja dva tipa poremećaja. Prvi tip poremećaja odnosi se na trajno povećanje temperature polaza ogrjevnog medija. Drugi tip poremećaja odnosi se na smanjenje temperature polaza ogrjevnog medija u konačnom trajanju te koji će se u nastavku nazivati temperaturnim propadima. Ovim tipovima

poremećaja cilj je ispitati dinamičke karakteristike zamišljenog sustava kao što su akumulativnost i tromost. S obzirom na činjenicu kako komfor krajnjih korisnika ne smije biti narušen, strategija vođenja Osnovnog modela morat će osigurati ključne fizikalne veličine u zadanim granicama. Navedeno će se moći osigurati promjenom masenog protoka na polazu sustava daljinskog grijanja te promjenom otvorenosti ventila kod krajnjih korisnika.

3.3.1 Akumulacija energije unutar sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela

Određivanje akumulativnosti sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela provedeno je nametanjem poremećaja u obliku promjene temperature polaza ogrjevnog medija. Poremećaj se sastojao od povećanja temperature polaza ogrjevnog medija u inicijalnom trenutku s vrijednosti 80 °C na 90 °C s gradijentom od 10 °C/h. Svrha navedenog poremećaja ispitati je kolika količina toplinske energije se može pohraniti u sustavu daljinskog grijanja Osnovnog modela. Slikom 6. prikazan je nametnuti poremećaj temperaturi polaza (ϑ_S), zajedno s prikazom temperature povrata ogrjevnog medija (ϑ_R). Temperatura povrata ogrjevnog medija zapravo prikazuje odziv sustava na poremećaj. Može se ustvrditi kako je povećanje temperature polaza ogrjevnog medija impliciralo zanemarivu promjenu u temperaturi povrata, promjenu od svega 1,5 °C. Činjenica što je temperatura povrata ogrjevnog medija ostala gotovo nepromijenjena odraz je uspostavljenog vođenja sustava što je podrazumijevalo promjenu masenog protoka ogrjevnog medija pri krajnjim korisnicima.

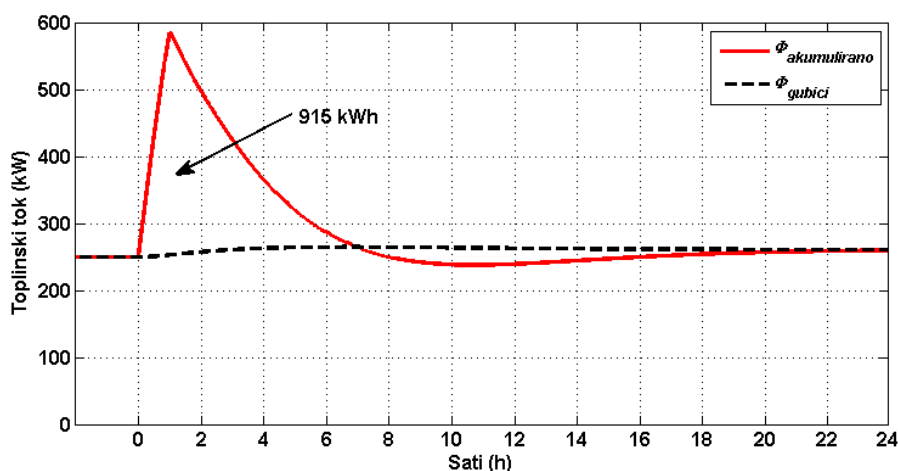


Slika 6. Povećanje temperature polaza ogrjevnog medija (ϑ_S) te promjena temperature povrata ogrjevnog medija (ϑ_R)

Pored promjene u temperaturi povrata ogrjevnog medija korisni pokazatelj odziva sustava na nametnuti poremećaj dan je slikom 7. Njome je prikazan toplinski tok kojim se toplinska

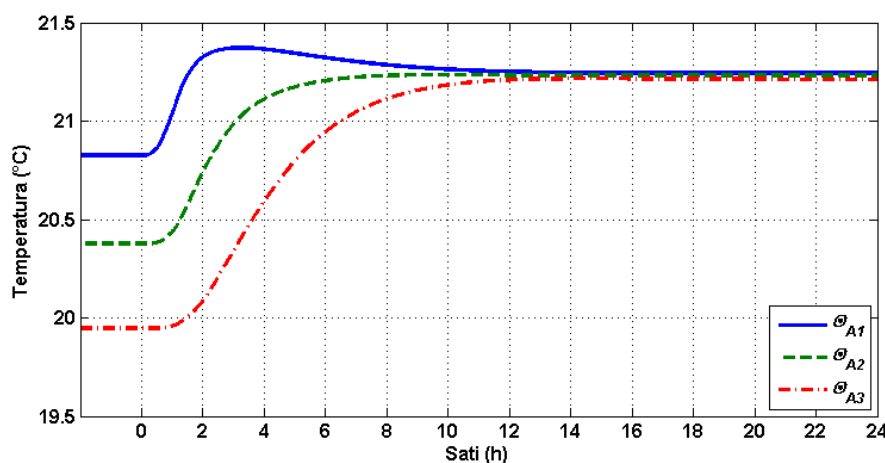
energija pohranjuje unutar cjevovodnog sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela (crvena linija) te toplinski tok transmisivskih toplinskih gubitaka s cjevovodne mreže prema okolišu (isprekidana crna linija). Može se zamijetiti kako su prije nametanja poremećaja crvena i crna linija kolinearne. Razlog tome je činjenica što crvena linija u stvari prikazuje toplinski tok koji se predaje sustavu daljinskog grijanja, tj. prikazuje razliku između toplinskog toka kojim se toplinska energija predaje sustavu daljinskog grijanja na polazu te ukupnog toplinskog toka kojim se toplinska energija predaje krajnjim korisnicima.

U trenutku nastanka poremećaja, tj. povećanja temperature polaza započela je i akumulacija toplinske energije unutar sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela. Ovdje je potrebno napomenuti kako na navedenoj slici površina omeđena crvenom i crnom linijom reflektira količinu akumulirane toplinske energije. Proces akumulacije, tj. pohranjivanja toplinske energije trajao je sve dok je trajao i proces povećanja temperature polaza ogrjevnog medija. Nakon stacioniranja temperature polaza na vrijednosti od 90 °C algoritam vođenja sustava inicirao je korištenje toplinske energije pohranjene unutar cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja. Drugim riječima, ako se sustav daljinskog grijanja razmatra kao spremnik toplinske energije, može se ustvrditi kako je u trenutku stacioniranja temperature polaza ogrjevnog medija na novoj vrijednosti nastupio proces pražnjenja spremnika. Toplinska energija pohranjena u spremniku korištena je za zadovoljavanje trenutnih toplinskih potreba krajnjih korisnika. Iz slike se može vidjeti kako je proces pražnjenja toplinskog spremnika sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela trajao oko 6 sati. Ovdje je potrebno napomenuti kako su za vrijeme trajanja gore opisanih procesa toplinske potrebe krajnjih korisnika bile konstantne, tj. temperatura okoliša imala je konstantnu vrijednost u iznosu od -15 °C.



Slika 7. Toplinska energija predana cjevovodnoj mreži sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela nakon poremećaja u temperaturi polaza ogrjevnog medija

Na slici 8. prikazani su odzivi temperature zraka kod tri krajnja korisnika toplinske energije Osnovnog modela na povećanje temperature polaza ogrjevnog medija. S obzirom na prethodno navedenu činjenicu, kako su simulacije provedene za maksimalno projektno toplinsko opterećenje sustava, tj. pri temperaturi okoliša od $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$, temperatura ambijentalnog zraka kod najudaljenijeg krajnjeg korisnika (ϑ_{A3}) prije nametanja poremećaja bila je ispod $20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Nakon nastanka poremećaja te nakon uspostave stacionarnog stanja, temperatura zraka kod svih krajnjih korisnika je na zadovoljavajućoj razini.



Slika 8. Temperatura ambijentalnog zraka kod krajnjih korisnika

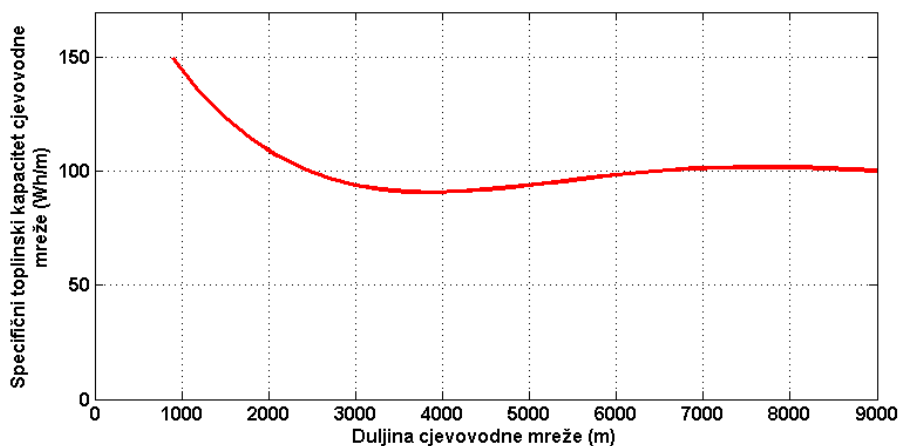
Akumulativnost sustava daljinskog grijanja ovisi o nekoliko parametara, među kojim valja izdvojiti duljinu cjevovodne mreže, promjer cjevovoda, toplinsko opterećenje, tj. temperaturnu razliku između vanjske temperature zraka te željene temperature ambijentalnog zraka kod krajnjih korisnika. U tom kontekstu tablicom 2. dan je pregled akumulativnosti sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela za različita toplinska opterećenja, tj. za različite temperature okoliša. Dodatno, uveden je pojam specifičnog toplinskog kapaciteta cjevovodne mreže, tj. sposobnost akumulacije toplinske energije po dužnom metru cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja. Može se zamijetiti kako je povećanjem toplinskog opterećenja moguće veće količine toplinske energije pohraniti unutar sustava daljinskog grijanja, tj. da smanjenjem temperature okoliša specifični toplinski kapacitet cjevovodne mreže raste.

Tablica 2. Karakteristike sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela pri ukupnoj duljini cjevovoda od 9.000 m

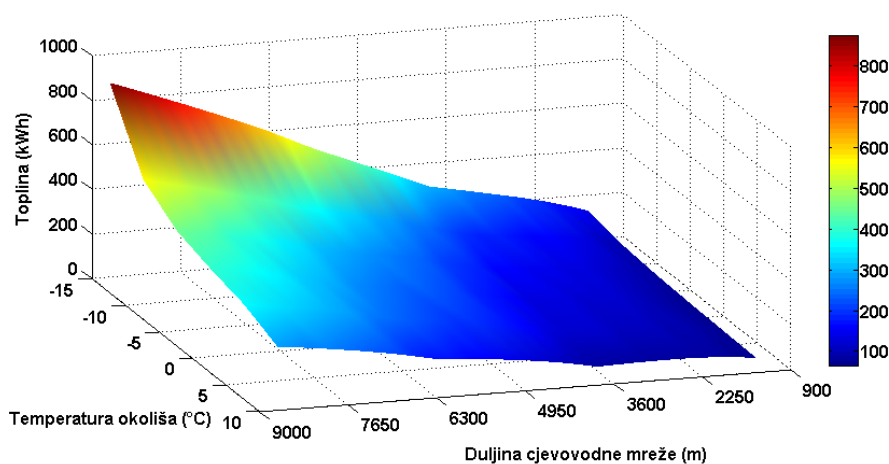
Vanjska temperatura, °C	Ukupno toplinsko opterećenje, kW	Akumulirana toplinska energija, kWh	Specifični toplinski kapacitet, Wh/m
-15	173,2	914,6	101,6
-10	150,8	556,9	61,9
-5	127,6	446,9	49,7
0	104,2	396,1	44,0
5	80,6	355,3	39,5
10	56,9	285,0	31,7

Nasuprot prethodno navedenoj korelaciji, zanimljiv je i odnos specifičnog toplinskog kapaciteta cjevovodne mreže u ovisnosti o duljini cjevovodne mreže. Navedeni odnos dan je slikom 9. kojom se prikazuju rezultati ispitivanja ovisnosti akumulativnosti cjevovodne mreže za tri krajnja korisnika toplinske energije Osnovnog modela pri maksimalnom toplinskom opterećenju, tj. pri temperaturi okoliša od -15 °C. Može se zamijetiti kako specifični toplinski kapacitet cjevovodne mreže raste sa smanjenjem duljine cjevovodne mreže. Navedena činjenica je povoljna jer upravo takva konstelacija, u kojoj se nalazi veći broj krajnjih korisnika po dužnom metru cjevovodne mreže karakterizira urbane sredine u kojima su sustavi daljinskog grijanja prisutni.

Slikom 10. prikazana je ovisnosti akumulirane toplinske energije, unutar cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela, o duljini cjevovodne mreže te o temperaturi okoliša, tj. toplinskom opterećenju. Razvidno je kako povećanjem duljine cjevovodne mreže akumulativnost sustava daljinskog grijanja, kao spremnika toplinske energije, raste. Razlog tomu može se pripisati činjenici kako se povećanjem duljine cjevovodne mreže ujedno povećava i masa ogrjevnog medija te masa čelika cjevovodnog razvoda. Navedene mase su zapravo ključni nositelji akumulativnosti sustava daljinskog grijanja, kao dinamičkog spremnika toplinske energije. Utjecaj temperature okoliša ima negativnu korelaciju, tj. povećanjem temperature okoliša, i posljedično smanjenjem toplinskog opterećenja, mogućnost akumuliranja toplinske energije se smanjuje. Razlog tomu je što se povećanjem temperature okoliša smanjuje ukupni maseni protok ogrjevnog medija. Prilikom nastanka poremećaja u vidu skokovitog povećanja temperature polaza nije moguće veću količinu toplinske energije plasirati, tj. pohraniti u cjevovodnu mrežu sustava daljinskog grijanja.

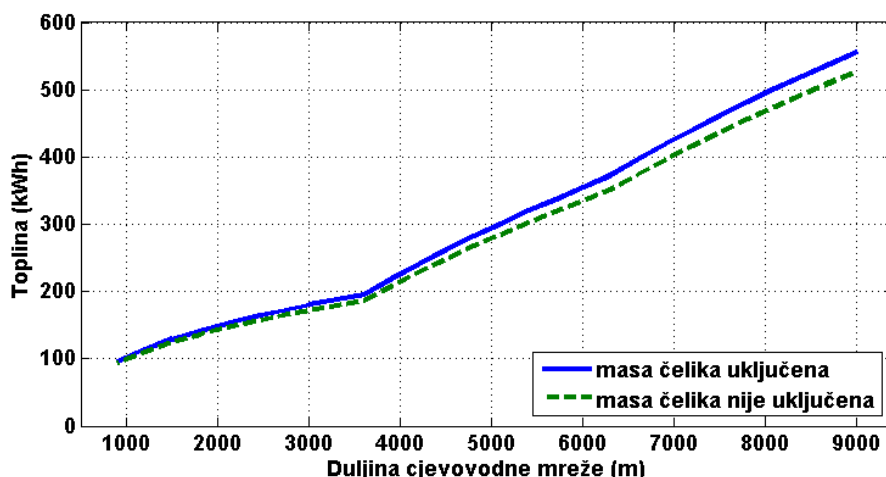


Slika 9. Ovisnost specifičnog toplinskog kapaciteta cjevovodne mreže u duljini cjevovodne mreže pri temperaturi okoliša od -15°C



Slika 10. Utjecaj temperature okoliša i duljine cjevovodne mreže na akumuliranu toplinsku energiju unutar cjevovodne mreže Osnovnog modela

Kako je prethodno bilo spomenuto, akumulativnost sustava daljinskog grijanja u pravilu je u izravnoj korelaciji s masom ogrjevnog medija te s masom cijevi. Slikom 11. prikazan je utjecaj mase cijevi na mogućnost akumuliranja toplinske energije unutar cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela. Ukoliko se masa čelika cjevovoda zanemari, ukupna mogućnost akumulacije bit će umanjena za cca. 6 %. Iz navedenog se može zaključiti kako u analizama akumulativnosti cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja, masa cijevi ne treba biti zanemarena.



Slika 11. Utjecaj mase čelika cjevovodne mreže na akumulativnost sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela

Može se zaključiti, na temelju iznesenog, kako je akumulativnost sustava daljinskog grijanja stalna veličina, tj. karakteristika sustava, dok je količina toplinske energije koja se može pohraniti u sustavu daljinskog grijanja funkcija prethodno navedenih i analiziranih varijabli.

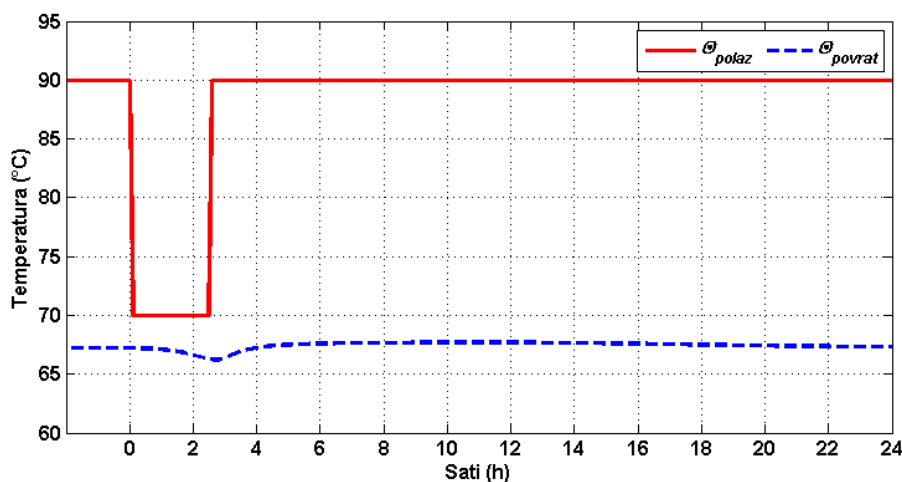
3.3.2 Propadi temperature polaza Osnovnog modela

U cilju određivanja dinamičkih karakteristika sustava daljinskog grijanja Osnovnog modela, pored nametnutih poremećaja povećanja temperatura polaza, analiziran je i utjecaj tzv. temperaturnih propada, tj. smanjenja temperature polaza ogrjevnog medija u konačnom trajanju te ponovno vraćanje temperature polaza na početnu vrijednost. Svrha ovako modeliranih poremećaja je ispitati mogućnosti korištenja sustava daljinskog grijanja kao potpore kogeneracijskim postrojenjima u povećanju fleksibilnosti na strani proizvodnje električne energije. Temperaturnim propadima moguće je ostvariti sljedeće učinke na strani proizvodnih postrojenja, ovisno o vrsti proizvodnog postrojenja:

- u slučaju parne turbine smanjenje isporuke toplinske energije implicira mogućnost povećanja proizvodnje električne energije – **pozitivna** regulacijska rezerva snage za elektroenergetski sustav
- u slučaju plinske turbine ili plinskog motora smanjenje isporuke toplinske energije implicira i smanjenje proizvodnje električne energije – **negativna** regulacijska rezerva snage za elektroenergetski sustav
- u slučaju električnog kotla, dizalice topline ili neke druge tzv. *Power-to-Heat* tehnologije smanjenje isporuke toplinske energije implicira mogućnost smanjenja

potrošnje električne energije – **pozitivna** regulacijska rezerva snage za elektroenergetski sustav.

Slikom 12. grafički je prikazan poremećaj koji je nametnut sustavu daljinskog grijanja Osnovnog modela.

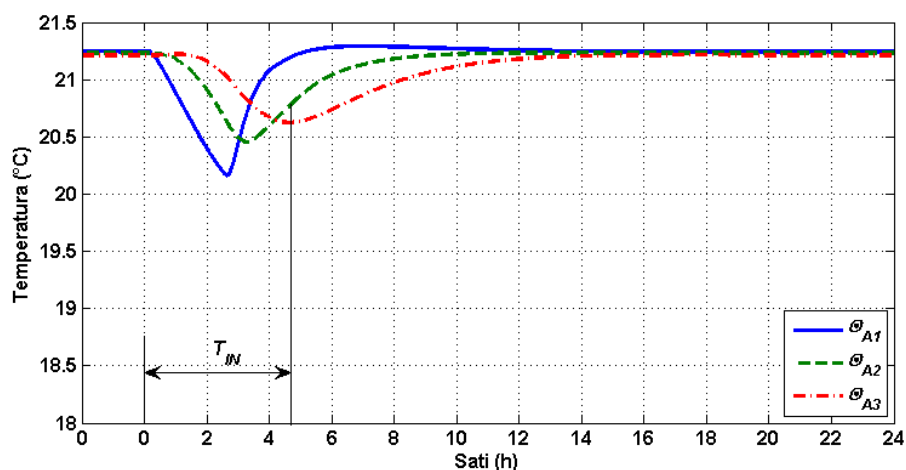


Slika 12. Propadi temperature polaza ogrjevnog medija u trajanju od 2,5 sata

Temperatura polaza ogrjevnog medija s razine od 90 °C naglo je snižena na vrijednost od 70 °C u trajanju od 2,5 sata i nakon toga je vraćena na početnu vrijednost od 90 °C. Dakako, u realnom sustavu, takvo smanjenje temperature ne bi se moglo realizirati trenutno, već s određenim gradijentom, tj. u određenom vremenskom intervalu.

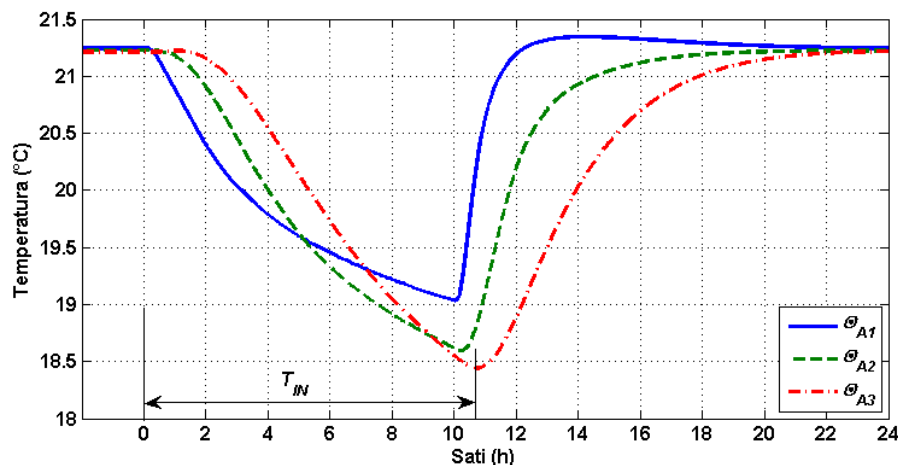
Navedeni poremećaj odrazio se na promjenu temperature ambijentalnog zraka kod krajnjih korisnika, kako je prikazano slikom 13. Zanimljivo je za primijetiti kako je nametnuti poremećaj najdulju posljedicu (u kontekstu smanjenja temperature ambijentalnog zraka od početne vrijednosti) ostavio kod krajnjeg korisnika koji je najudaljeniji od izvora poremećaja (temperatura ambijentalnog zraka najudaljenijeg krajnjeg korisnika prikazana je crvenom linijom s oznakom ϑ_{A3}). Kod navedenog krajnjeg korisnika poremećaj je trajao 4,5 sata. Navedeno se može pripisati tromosti sustava daljinskog grijanja, tj. vremenu odgode označenim s T_{IN} . Duljina propada temperature ambijentalnog zraka najkraća je kod krajnjeg korisnika najbližeg izvoru poremećaja (na slici označen oznakom ϑ_{A1}). Iako je temperaturni pad trajao najkraće, u ovom slučaju je najizraženiji. Navedeno se može objasniti akumuliranom energijom u cjevovodnoj mreži. Naime, količina toplinske energije akumulirana u cjevovodnoj mreži do krajnjeg korisnika koji je lociran najbliže izvoru poremećaja je najmanja, dok je kod krajnjeg korisnika najudaljenijeg od izvora poremećaja količina akumulirane energije najveća. Stoga je

i utjecaj poremećaja na temperaturu ambijentalnog zraka najudaljenijeg krajnjeg korisnika najmanji. Najudaljeniji krajnji korisnici mogu koristiti veću količinu toplinske energije akumulirane u sustavu daljinskog grijanja, nego krajnji korisnici locirani bliže izvoru poremećaja. Dodatna potvrda tome dana je slikom 14. gdje je analiziran utjecaj propada temperature polaza ogrjevnog medija u trajanju od 10 sati.



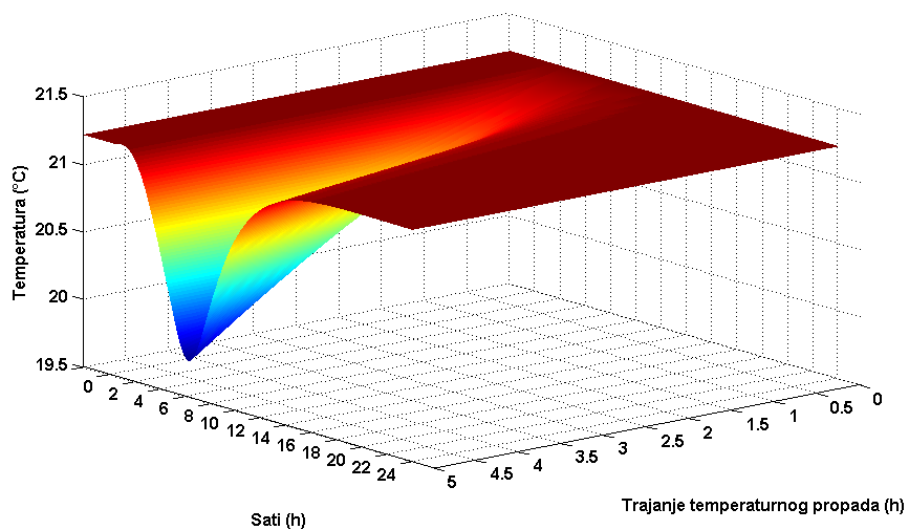
Slika 13. Temperatura ambijentalnog zraka kod krajnjih korisnika u slučaju temperaturnog propada u iznosu od 20 °C u trajanju od 2,5 sata

Na navedenoj slici može se zamijetiti kako poremećaj u smanjenju temperature ambijentalnog zraka najudaljenijeg krajnjeg korisnika kasni u usporedbi s krajnjim korisnicima bliže izvoru poremećaja što je posljedica kako akumulativnosti, tako i tromosti sustava daljinskog grijanja. Međutim, nakon 10 sati od uvođenja poremećaja počelo se uspostavljati stacionarno stanje, no može se zamijetiti kako najudaljeniji krajnji korisnik još uvijek nije iskoristio svu toplinsku energiju akumuliranu u cjevovodnoj mreži, neovisno što je algoritam za vođenje sustava omogućio maksimalni maseni protok.



Slika 14. Temperatura ambijentalnog zraka kod krajnjih korisnika u slučaju temperaturnog propada u iznosu od 20 °C u trajanju od 10 sati

Analiza utjecaja duljine trajanja poremećaja u obliku propada temperature polaza ogrjevnog medija s 90 °C na 70 °C na temperaturu ambijentalnog zraka u vremenskoj domeni dana je slikom 15.



Slika 15. Utjecaj trajanja propada temperature polaza ogrjevnog medija s 90 °C na 70 °C na temperaturu ambijentalnog zraka najudaljenijeg krajnjeg korisnika

Propad temperature polaza ogrjevnog medija u trajanju duljem od 2,5 sata uzrokuje poremećaj temperature ambijentalnog zraka najudaljenijeg krajnjeg korisnika u trajanju većem od 10 sati. Navedeno je potrebno uzeti u obzir prilikom određivanja trajanja duljine poremećaja, tj. prilikom određivanja strategije vođenja cjelokupnog sustava daljinskog grijanja spregnutog s proizvodnim jedinicama za toplinsku energiju. Dakako, pritom je potrebno uzeti u obzir i duljinu cjevovodne mreže jer udaljenost pojedinog krajnjeg korisnika od izvora poremećaja

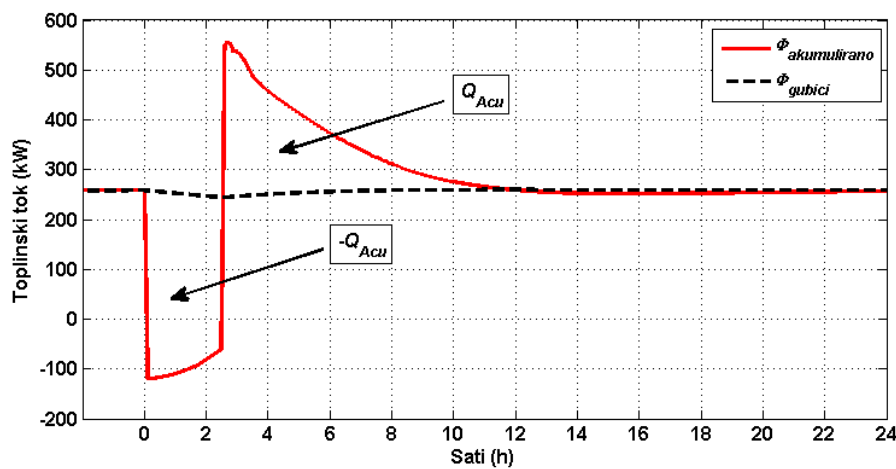
utječe na tzv. mrtvo vrijeme, tj. potrebno razdoblje propagacije poremećaja od izvora do analiziranog krajnjeg korisnika, što u konačnici definira tromost samog sustava daljinskog grijanja.

Kako je prethodno bilo zaključeno, u trenutku nastanka poremećaja, u obliku propada temperature polaza ogrjevnog medija, toplinska energija prethodno akumulirana unutar cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja koristi se za zadovoljavanje toplinskih potreba krajnjih korisnika. Međutim, nakon što poremećaj završi, tj. nakon što temperatura polaza ogrjevnog medija poprimi početnu vrijednost (u ovom slučaju 90 °C) toplinska energija koja se proizvodnim energetskim postrojenjem za toplinsku energiju predaje sustavu daljinskog grijanja koristi se za dvije namjene. Prva namjena je dakako zadovoljavanje trenutnih toplinskih potreba krajnjih korisnika toplinske energije, dok je druga namjena ponovno pohranjivanje toplinske energije unutar cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja. Dinamika navedene pojave prikazana je slikom 16. koja prikazuje toplinski tok ($\Phi_{akumulirano}$) koji se predaje sustavu daljinskog grijanja. Razvidno je kako u trenutku nastanka poremećaja propada temperature polaza ogrjevnog medija dolazi do pražnjenja sustava daljinskog grijanja toplinskom energijom za iznos $-Q_{Acu}$, koji je jednak:

$$\begin{aligned}
 -Q_{Acu} &= \int_{t=0}^{t=T_R} (\Phi_{DH} - (\Phi_{KK,1} + \Phi_{KK,2} + \Phi_{KK,3}) - \Phi_{gubitak}) dt = \\
 &= \int_{t=0}^{t=T_R} (\Phi_{akumulirano} - \Phi_{gubitak}) dt
 \end{aligned} \tag{18}$$

Nakon prestanka poremećaja, tj. nakon $T_R \approx 2,5$ sata od trenutka nastanka poremećaja, nastupa proces punjenja sustava daljinskog grijanja toplinskom energijom. Nakon uspostavljenog stacionarnog stanju, količina toplinske energije pohranjena u sustav jednaka je iznosu Q_{Acu} , tj. iznosu prethodno preuzete toplinske energije iz sustava daljinskog grijanja. Iznos akumulirane toplinske energije nakon prestanka poremećaja može se izraziti sljedećom jednadžbom:

$$\begin{aligned}
 Q_{Acu} &= \int_{t=T_R}^{t=\infty} (\Phi_{DH} - (\Phi_{KK,1} + \Phi_{KK,2} + \Phi_{KK,3}) - \Phi_{gubitak}) dt = \\
 &= \int_{t=T_R}^{t=\infty} (\Phi_{akumulirano} - \Phi_{gubitak}) dt
 \end{aligned}
 \tag{19}$$



Slika 16. Dinamika pražnjenja i punjenja toplinskom energijom sustava daljinskog grijanja kao dinamičkog spremnika toplinske energije

Dakako, slična analiza mogla je biti provedena i za slučaj pozitivne promjene temperature polaza gdje bi se nametnuli poremećaj sastojao od naglog povećanja temperature polaza ogrjevnog medija u konačnom trajanju. Zaključci bi bili analogni slučaju s negativnom promjenom temperature polaza ogrjevnog medija. Poremećaj s negativnom promjenom temperature polaza razmatran je zbog činjenice što ima veći značaj pri analizi mogućeg narušavanja komfora krajnjih korisnika toplinske energije.

3.3.3 Osvrt na rezultate simulacija Osnovnog modela sustava daljinskog grijanja

Na temelju uvedenih pretpostavki, izrađenog matematičkog modela te provedenih simulacija za Osnovni model, može se zaključiti kako sustavi daljinskog grijanja teoretski mogu biti korišteni kao dinamički spremnici toplinske energije. Konkretno, u slučaju Osnovnog modela moguće je pohraniti 915 kWh_t toplinske energije unutar razdoblja od 7 sati što, ako se uzme u obzir masa ogrjevnog medija tj. duljina cjevovodne mreže, implicira specifični kapacitet

pohrane toplinske energije u iznosu od 101,6 kWh_t za svaki kilometar cjevovodne mreže. Količina toplinske energije koja može biti pohranjena unutar razmatranog sustava ovisi o nekoliko ključnih faktora, kao što su toplinsko opterećenje, duljina i promjer cjevovoda, tj. masa ogrjevnog medija te masa čelika cjevovodnog razvoda.

Kao potkrjepa navedenome, u Osnovnom modelu smanjenje vršnog toplinskog opterećenja za 13 % implicira mogućnost smanjenja akumulativnosti sustava daljinskog grijanja za 40 %. U suprotnom, pri minimalnom toplinskom opterećenju koje je bilo razmatrano (pri temperaturi okoliša od 10 °C), povećanje toplinskog opterećenja za 30 % povećava akumulativnost sustava daljinskog grijanja za svega 20 %. Razlog tome treba tražiti u načinu vođenja sustava daljinskog grijanja. Naime, prilikom smanjenog toplinskog opterećenja, sustav je vođen na način da je smanjen i maseni protok ogrjevnog medija na polazu. U tom trenutku, ukoliko se temperatura polaza ogrjevnog medija povisi za određeni iznos, nije moguće u sustav predati značajniju dodatnu količinu toplinske energije, kao što je to slučaj dok je toplinsko opterećenje veće te kada je maseni protok veći pa je samim tim i mogućnost plasmana dodatne toplinske energije u sustav daljinskog grijanja veća.

Duljina cjevovodne mreže, tj. masa ogrjevnog medija i cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja također utječu na akumulativnost i tromost cjelokupnog sustava. Akumulativnost, tj. mogućnost pohrane toplinske energije, raste s povećanjem duljine cjevovodne mreže, uz isti broj krajnjih korisnika i isto toplinsko opterećenje. Međutim, ukoliko se pogleda specifična akumulativnost, tj. specifični toplinski kapacitet cjevovodne mreže, tada se može ustvrditi kako je u slučaju cjevovodne mreže Osnovnog modela u duljini od 1.000 m moguće pohraniti 137,2 Wh/m. Ukoliko se razmatra cjevovodna mreža ukupne duljine 9.000 m tada je moguće pohraniti 101,6 Wh/m toplinske energije. Specifični toplinski kapacitet veći je u slučaju kraće mreže, što je povoljno sa stanovišta planiranja i izgradnje sustava daljinskog grijanja u urbanim područjima.

Povećanjem duljine cjevovodne mreže tromost sustava postaje izraženija. U tom slučaju, krajnji korisnici udaljeniji od mjesta izvora poremećaja manje su osjetljivi na kratkotrajne poremećaje. Naime, toplinska energija akumulirana unutar sustava daljinskog grijanja ublažava nastali poremećaj te posljedično štiti komfor udaljenijih krajnjih korisnika. Krajnji korisnici koji se nalaze blizu izvora poremećaja, najizraženije i najbrže će osjetiti poremećaj koji je nastao.

Iz svega navedenoga može se ustvrditi kako su krajnji korisnici bliže izvoru poremećaja osjetljiviji na kratkotrajne poremećaje, nego krajnji korisnici na udaljenijim lokacijama. Krajnji korisnici blizu mjesta poremećaja trebaju biti relevantni prilikom određivanja kratkoročne strategije vođenja proizvodnih postrojenja. U slučaju određivanja dugoročnije strategije vođenja pogona proizvodnih postrojenja, tada je potrebno staviti u fokus zadovoljavanje komfora krajnjih korisnika koji su najudaljeniji od proizvodnih postrojenja te njih smatrati relevantnim.

4 MATEMATIČKA FORMULACIJA REALNOG MODELA

Istraživanja provedena na Osnovnom modelu dovela su do zaključaka kojima je ustanovljeno kako sustavi daljinskog grijanja mogu biti korišteni kao spremnici toplinske energije, ali s određenim ograničenjima. Navedena ograničenja prvenstveno se odnose na mogućnost akumulacije toplinske energije u vremenskoj domeni korištenja. U nastavku je dana analiza slučaja mogućnosti korištenja realnog sustava daljinskog grijanja kao dinamičkog spremnika toplinske energije. Pritom su karakteristike uspostavljenog modela kalibrirane sa sustavom daljinskog grijanja Grada Osijeka.

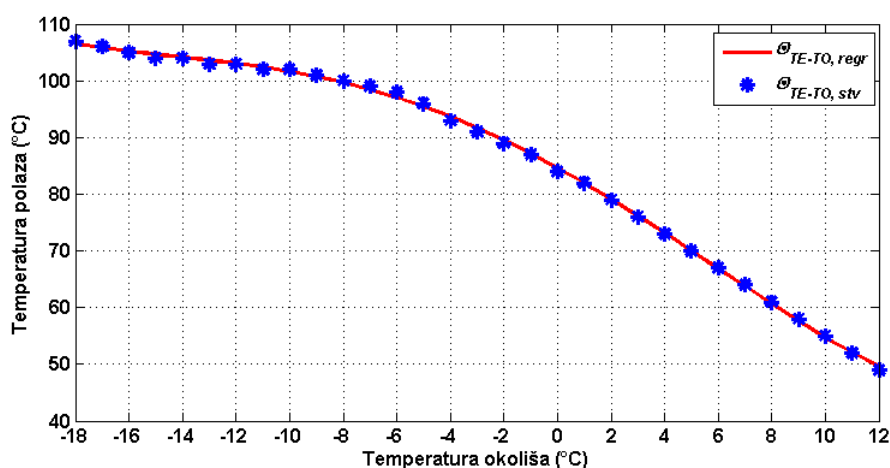
Kada se govori o raspoloživim podacima vezanim uz kalibraciju Realnog modela, tada su pored tehničkih veličina, kao što su duljine i promjeri dionica, instalirane (zakupljene) snage krajnjih korisnika, projektne toplinske snage i sl., također bili dostupni i podaci vezani uz mjerenje fizikalnih veličina. Zahvaljujući uvedenom sustavu nadzora i upravljanja, tijekom 2016. i 2017. godine, osigurano je mjerenje temperature polaza i povrata ogrjevnog medija, masenog protoka i tlaka na 15 lokacija (čvorišta) u cjevovodnoj mreži. Osjetnici su smješteni u revizijska okna, tzv. šahtove (dalje u tekstu čvorište šaht), dok je jedan dio njih smješten u toplinske stanice krajnjih potrošača (dalje u tekstu čvorište TS). Mjerenja obavljena u čvorištu-TS daju informaciju o fizikalnim veličinama na krajevima pojedinih grana cjevovodne mreže, dok mjerenja na lokacijama čvorišta šahtovi daju informaciju o fizikalnim veličinama u pojedinim točkama unutar cjevovodnog razvoda sustava daljinskog grijanja. Navedeni podaci, dobiveni mjerenjem, od velike su važnosti jer omogućavaju kalibraciju te validaciju matematičke formulacije Realnog modela sustava daljinskog grijanja

Kalibracija Realnog modela zahtijevala je ugađanje duljine cjevovodne mreže na iznos od preko 44 km kojom se toplinska energije distribuira krajnjim korisnicima posredstvom od oko 680 toplinskih stanica. Cjevovodna mreža izgrađena je od čeličnih cijevi s razdiobom nazivnih promjera u rasponu od DN680 do DN20. Najdulja grana cjevovodne mreže je 9.255 m, što predstavlja udaljenost od proizvodnog postrojenja toplinske energije (TE-TO) do najudaljenije toplinske stanice.

4.1 Način vođenja sustava daljinskog grijanja Realnog modela

Strategija vođenja sustava daljinskog grijanja Realnog modela primarno je karakterizirana konstantnim masenim protokom ogrjevnog medija koji se kreće unutar intervala od 485 kg/s do 510 kg/s, što korelira s volumnim protokom u intervalu od 1.800 m³/h do 1.900 m³/h.

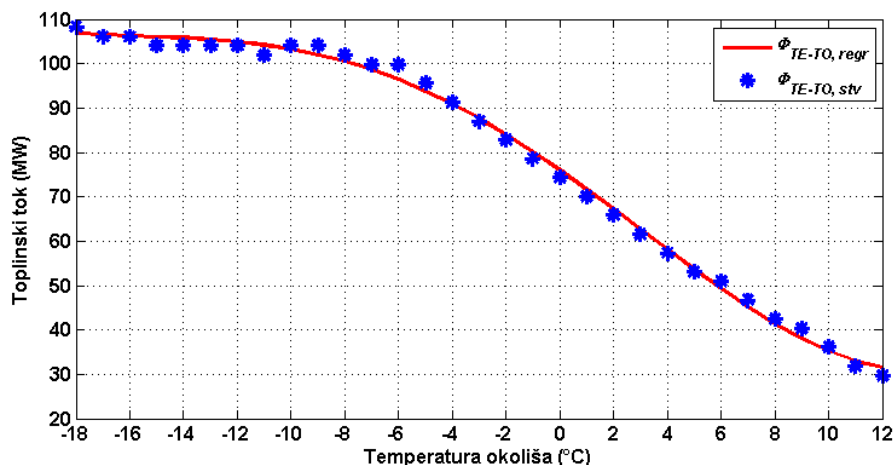
Regulacija isporučene ogrjevne topline provodi se promjenom temperature polaza ogrjevnog medija u ovisnosti o temperaturi okoliša, kako je prikazano slikom 17.



Slika 17. Ovisnost temperature polaza ogrjevnog medija sustava daljinskog grijanja Realnog modela o temperaturi okoliša

Na temelju utvrđene ovisnosti temperature polaza o temperaturi okoliša te na temelju preostalih raspoloživih podataka utvrđena je funkcijska ovisnost toplinskog toka, koji se isporučuje sustavu daljinskog grijanja Realnog modela, o temperaturi okoliša. Navedena ovisnost prikazana je slikom 18. Toplinski tok ne prelazi iznos 110 MW_t na pragu proizvodnog postrojenja, čak ni pri temperaturi okoliša od -18 °C, dok su ukupni toplinski gubici samoga sustava daljinskog grijanja Realnog modela 7 %¹, što u europskim razmjerima predstavlja izrazito učinkoviti sustav daljinskog grijanja [98].

¹ Podatak dobiven usmenom komunikacijom s rukovodećim kadrom HEP Toplinarstvo d.o.o., pogon Osijek.



Slika 18. Ovisnost toplinskog učina sustava daljinskog grijanja Grada Osijeka o temperaturi okoliša

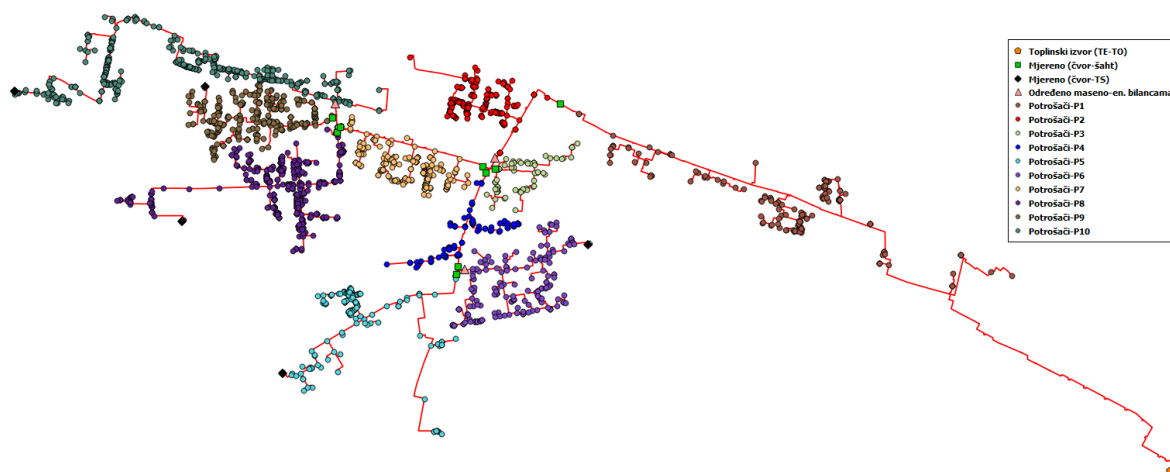
Međutim, pored strategije vođenja sustava, kojom je definiran potreban toplinski tok, poželjno je pratiti i učinke strategije vođenja u različitim točkama cjevovodne mreže ugrađenim osjetnicima za mjerenje fizikalnih veličina. Mjerenje fizikalnih veličina značajno je posebice pri razmatranju tranzijentnih pojava, tj. prilikom analize nametnih poremećaja u sustavu. U Realnom modelu, od točaka u kojima se provode mjerenja, njih 5 odnosi se na toplinske stanice (čvorišta TS), dok se preostalih 10 mjernih mjesta odnose na ključna račvanja (čvorišta-šahtovi) u cjevovodnoj mreži. Pritom, kako bi se optimizirao broj mjerenja na određenom račvanju, mjerni osjetnici postavljeni su na $n-1$ ulazno-izlaznih mjesta na račvanju. Naime, kako se na svakom račvanju mogu primijeniti zakoni očuvanja mase i energije, moguće je na jednom od izlaznih (ili ulaznih) grana cjevovoda izostaviti mjerenje protoka i temperature te ih odrediti masenom i energetsom bilancom na temelju informacija dobivenih mjerenjem na preostalim izlaznim (ili ulaznim) granama cjevovoda.

4.2 Segmentiranje sustava daljinskog grijanja Realnog modela

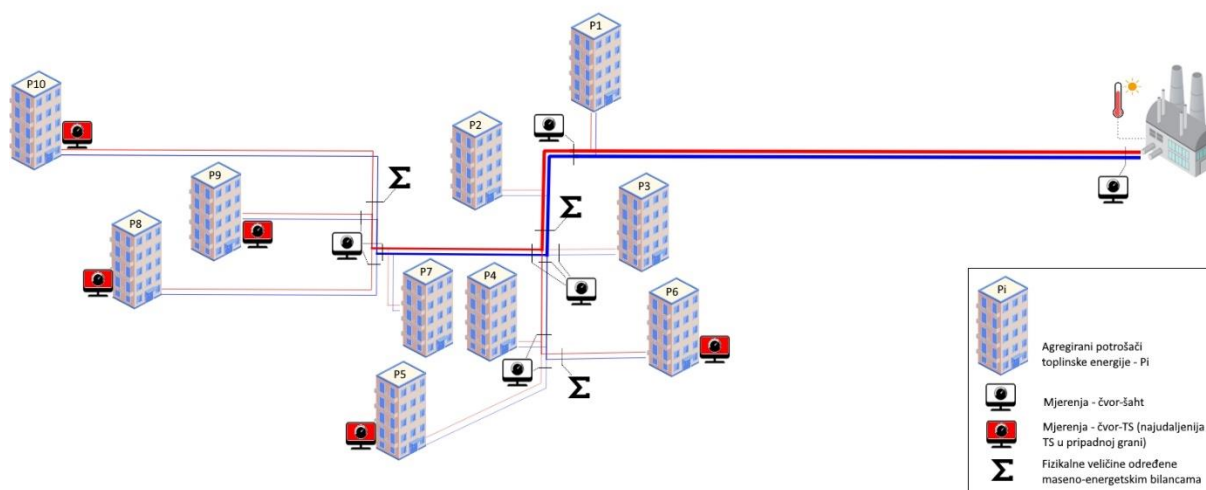
U sklopu provedenog istraživanja procijenjeno je kako se agregirana cjevovodna mreža Realnog modela pokazala dovoljno reprezentativnom za opisivanje termo-hidrauličkih pojava te za određivanje globalnih dinamičkih karakteristika. Iz navedenog razloga je sustav daljinskog grijanja procesom agregacije sveden na 10 segmenata. Sustav je shematski prikazan slikom 19 i 20.

Na krajevima svih većih grana postavljeni su osjetnici za mjerenje fizikalnih veličina (čvorišta-TS), što je bilo dodatno uporište da se agregacija provede na predloženi način. Preostali osjetnici, postavljeni na odabranim lokacijama u sustavu daljinskog grijanja,

osiguravaju podatke o predanoj količini toplinske energije svim onim korisnicima koji se nalaze „nizvodno“ od odabranog čvorišta-šahta. Posljedično, ukoliko se odredi isporučena toplinska energija, ili trenutno predani toplinski tok, između dva čvorišta-šahta, tada je razlika između ove dvije vrijednosti toplinski konzum svih onih krajnjih korisnika čiji se priključak na cjevovodnu mrežu nalazi između dva analizirana čvorišta-šahta.



Slika 19. Shema Realnog modela (inačica 1)



Slika 20. Shema Realnog modela (inačica 2)

Navedeno je bilo ključno prilikom određivanja konzuma pojedinih dijelova sustava daljinskog grijanja te posljedično validacije uspostavljenog Realnog modela. Toplinski konzum pojedine

grupe krajnjih korisnika toplinske energije određen je na temelju mjerenja temperature polaza i povrata ogrjevnog medija te masenog protoka, za svaki analizirani segment cjevovodne mreže.

Kako su za svako ključno čvorište bile raspoložive informacije o temperaturama polaza i povrata ogrjevnog medija te masenog protoka, bilo je moguće izračunati toplinske tokove koje je pojedini segment preuzeo od prethodnog te predao sljedećem segmentu (ili grani) cjevovodnog sustava. Na temelju tako određenih toplinskih tokova bilo je moguće odrediti toplinsko opterećenje koje se odnosi na agregirane potrošače toplinske energije (Φ_{Pi}). Na temelju određenih opterećenja svakog pojedinog segmenta Realnog modela uspostavljeni su i definirani faktori udjela toplinskog opterećenja $\delta_i, \forall i \in [1,10] \subset \mathbb{N}$, na temelju ukupnog toplinskog opterećenja, kako je definirano jednačbom (20).

$$\delta_i = \frac{\Phi_{Pi}}{\Phi_{TE-TO \text{ Osijek}}}, \forall i \in [1,10] \subset \mathbb{N} \quad (20)$$

Navedena jednačba implicira sljedeće relacije:

$$\sum_{i=1}^{10} \delta_i = 1 \quad (21)$$

$$\Phi_{Pi} = \delta_i \Phi_{TE-TO}, \forall i \in [1,10] \subset \mathbb{N} \quad (22)$$

Na temelju mjerenja za različite pogonske režime rada, tj. za različita toplinska opterećenja određeni su faktori udjela toplinskog opterećenja agregiranih potrošača za pripadne segmente Realnog modela. Navedeni faktori udjela prikazani su tablicom 3.

Tablica 3. Faktori udjela toplinskog opterećenja agregiranih potrošača δ_i Realnog modela za odabrane radne točke

Temperatura okoliša, °C	Ukupno toplinsko opterećenje, MW _t	Faktor udjela toplinskog opterećenja, δ , %									
		P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10
0,1	80,27	10,00	3,93	5,55	5,62	6,38	15,24	8,10	13,39	15,31	16,48
- 4,7	99,77	10,00	3,62	5,59	5,75	6,33	15,12	7,79	13,59	15,37	16,84
- 9,9	101,66	10,00	4,76	5,34	4,30	6,37	16,52	7,87	13,44	15,03	16,37
- 15,4	108,24	10,00	4,07	5,42	4,65	6,39	16,37	8,05	13,50	15,29	16,26

Iz tablice se može zamijetiti kako se faktori udjela toplinskog opterećenja svakog pojedinog segmenta Realnog modela kreću oko istih vrijednost za različite pogonske režime. Navedena činjenica će biti od ključnog značaja u daljnjem modeliranju i simuliranju Realnog modela te pri određivanju globalnih dinamičkih parametara, kao što su akumulativnost i tromost sustava. Za svaki pojedini segment Realnog modela bit će usvojen konstantan faktor udjela opterećenja, neovisno o temperaturi okoliša, tj. toplinskom opterećenju, što će biti detaljnije elaborirano u sklopu poglavlja 4.4.

4.3 Modeliranje sustava daljinskog grijanja Realnog modela

Analogno matematičkoj formulaciji Osnovnog modela, provedena je formulacija i Realnog modela. U pravilu je korišten isti skup matematičkih jednažbi za opisivanje hidrauličkih i termodinamičkih fenomena, uz dakako određene modifikacije s obzirom da je Realni model u određenoj mjeri kompleksniji od Osnovnog modela.

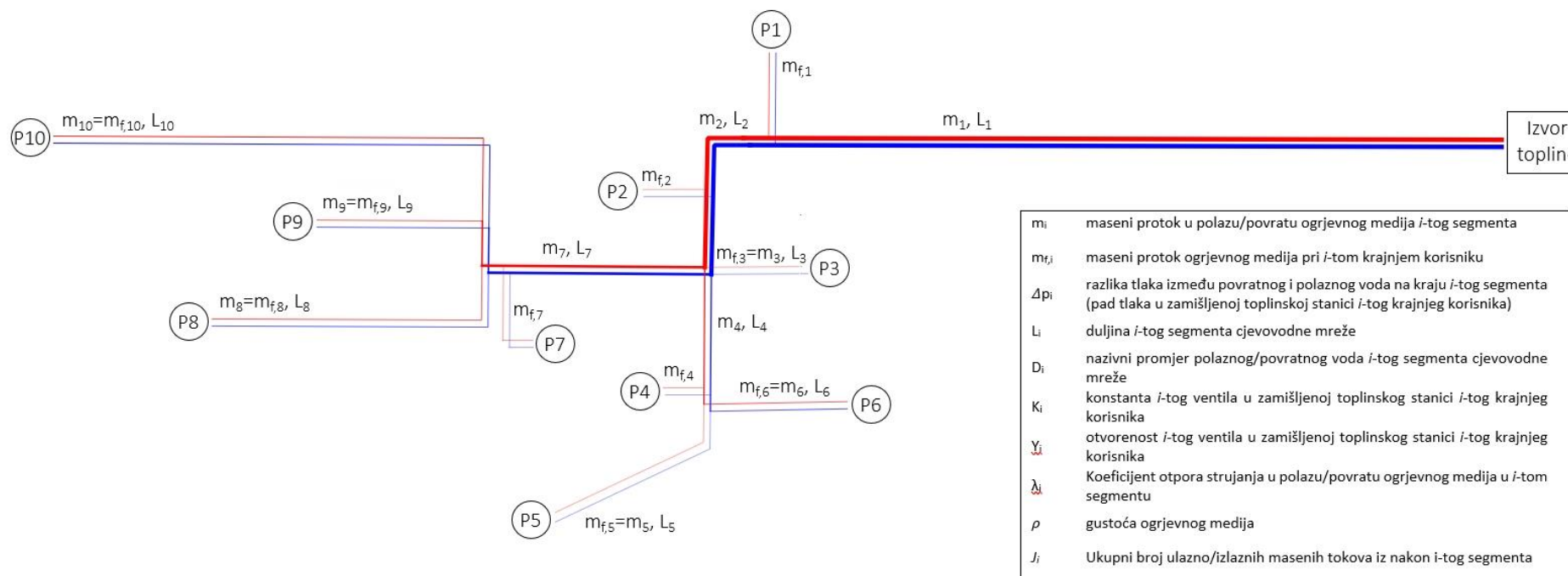
Kako bi se uspostavio matematički model također je potrebno uvesti određeni broj pretpostavki. Dio pretpostavki zajednički je onima uvedenim pri formulaciji Osnovnog modela, dok je dio prilagođen specifičnostima sustava daljinskog grijanja Realnog modela. Pretpostavke koje su uvedene u sklopu formulacije Realnog modela, a razlikuju se od onih uvedenih pri formulaciji Osnovnog modela, su sljedeće:

- model se sastoji od 10 krajnjih korisnika dobivenih procesom agregacije
- toplinske potrebe krajnjih korisnika modelirane su kao udjeli opterećenja u ukupnom toplinskom opterećenju
- ukupna duljina cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja je konstantna te je udaljenost od izvora toplinske energije do najudaljenijeg krajnjeg korisnika 9.255 m

- sustav daljinskog grijanja sastoji se od duge cjevovodne mreže s 5 većih grana i pripadnih podgrana te krajnjih korisnika različitih karakteristika
- masa cjelokupne cjevovodne mreže uzeta je u obzir prilikom određivanja globalnih dinamičkih karakteristika sustava daljinskog grijanja
- za razliku od Osnovnog modela, gdje su duljine cjevovodnih ogranaka (priključaka) krajnjih korisnika bile zanemarene, u Realnom modelu su uzete u obzir jer čine značajan udio u cjelokupnoj cjevovodnoj mreži sustava daljinskog grijanja.

4.3.1 Hidraulički model

Formulacija zakona hidrodinamike Realnog modela temelji se na principima opisanim u sklopu Osnovnog modela. Slikom 21. dan je shematski prikaz Realnog modela pogodan za razvoj, tj. uspostavu hidrauličkog modela. Može se ustvrditi kako u slučaju Realnog modela postoji ukupno 10 petlji koje su međusobno opisane relacijama analognim jednadžbama (4), (6) i (8) koje su korištene pri formulaciji Osnovnog modela. Stoga, za potrebe ove analize neće biti detaljnije raspisivana matematička formulacija hidrauličkog modela.



Slika 21. Shema hidrauličkog modela sustava daljinskog grijanja Realnog modela

4.3.2 Termodinamički model

Termodinamičke pojave Realnog modela opisane su sličnim skupom jednažbi kao i u slučaju Osnovnog modela, uzevši u obzir činjenicu kako je toplinsko opterećenje Realnog modela određeno funkcijskom ovisnošću o temperaturi okoliša te stoga nije bilo potrebno modelirati izmjenu i provođenje topline kod krajnjih korisnika. Kod formulacije termodinamičkog modela potrebno je bilo obratiti pozornost na povratni vod i pojavu miješanja dva ili više tokova ogrjevnog medija različitih masenih protoka i temperaturnih razina. Iz toga razloga umjesto primjene samo zakona očuvanje mase na miješanje povratnih masenih protoka, valjalo je primijeniti i zakon očuvanja energije.

Pri matematičkoj formulaciji termodinamičkih pojava Realnog modela korištene su relacije analogne jednažbama (9) i (10) koje su također korištene i pri formulaciji Osnovnog modela. Navedene jednažbe opisuju dinamiku prijenosa toplinske energije s ogrjevnog medija na cijevnu stijenku te gubitke prema okolišu. Pri formulaciji Realnog modela, navedene jednažbe korištene su za simuliranje procesa kondukcije i konvekcije toplinske energije u svim segmentima polaznih i povratnih vodova cjevovodne mreže.

Povrh navedenih relacija, u sklopu Realnog modela korištene su i dodatne relacije. Jednažbom (23) opisana je temperatura ogrjevnog medija nakon što je toplinska energija predana agregiranom krajnjem korisniku toplinske energije (P_i). Temperatura ogrjevnog medija na ulasku u i -ti segment u povratu, nakon pripadnog mješališta opisana je jednažbom (24).

$$\vartheta_{f,i} = \vartheta_{s,i} - \frac{\Phi_{Pi}}{m_{f,i}c_v} \quad (23)$$

$$\vartheta_{R,N,i} = \frac{\sum_{j=1}^{J_i} m_{R,j}\vartheta_{R,j} + m_{f,i}\vartheta_{f,i}}{m_i} \quad (24)$$

Pritom su korištene sljedeće veličine:

$\vartheta_{s,i}$	temperatura ogrjevnog medija i -tog segmenta u polazu
m_i	maseni protok u polazu/povratu ogrjevnog medija i -tog segmenta

$m_{R,i}$	maseni protok ogrjevnog medija i -tog segmenta u povratu
$m_{f,i}$	maseni protok ogrjevnog medija pri i -tom agregiranom potrošaču toplinske energije
c_v	specifični toplinski kapacitet ogrjevnog medija
$\vartheta_{R,i}$	temperatura ogrjevnog medija i -tog segmenta u povratu
J_i	ukupni broj ulazno/izlaznih masenih protoka iz nakon i -tog segmenta.

Analogno Osnovnom modelu, i u slučaju Realnog modela jedan od ključnih pokazatelja potencijala za korištenje sustava daljinskog grijanja jest akumulativnost. Akumulativnost, kao globalna dinamička karakteristika, u slučaju Realnog modela, definirana je sljedećom jednadžbom.

$$Q_{acu} = \int_t^{t+\Delta\tau} (\Phi_{TE-TO} - \sum_{i=1}^{10} \Phi_{P,i} - \Phi_{loss}) dt \quad (25)$$

Pritom je toplinski tok koji se predaje cjevovodnom sustavu daljinskog grijanja Realnog modela definiran jednadžbom (26).

$$\Phi_{TE-TO} = m_1 c_v (\vartheta_{TE-TO} - \vartheta_{R,1}) \quad (26)$$

4.4 Ulazni parametri Realnog modela

Razvijeni matematički model, tj. skup jednadžbi koje opisuju hidrauličke i termodinamičke pojave u sebi sadrže velik broj konstanti koje su ključne za dobivanje realnih i upotrebljivih odziva matematičkog modela. Stoga, kako bi se mogle provesti simulacije pogonskih režima Realnog modela, nužno je definirati iste.

U poglavlju 4.2. uvedena je veličina faktor udjela toplinskog opterećenja agregiranih potrošača δ_i . Tablicom 3. navedene su vrijednosti pripadnog faktora za svaki pojedini segment i , za različite režime rada sustava daljinskog grijanja Grada Osijeka, tj. za različite temperature okoliša. Na temelju prikazanih iznosa faktora udjela toplinskog opterećenja usvojene su

konstante vrijednosti navedenih faktora, korištene za provođenje simulacija Realnog modela. Usvojene vrijednosti faktora toplinskog opterećenja prikazane su tablicom 4.

Usvajanjem vrijednosti za faktore toplinskog opterećenje stvoreni su preduvjeti za određivanje preostalih konstanti Realnog modela koje se odnose na hidraulički i termodinamički model. Konstante koje se mogu izdvojiti kao one koje se odnose na hidraulički model su otvorenost ventila i konstante ventila. Kako bi se odredile navedene konstante bilo je potrebno za svaki pojedini segment odrediti veličine, kao što su Reynoldsov broj, koeficijent otpora strujanja, hrapavost cijevi, koeficijenti dinamičke viskoznosti ogrjevnog medija i sl.

Tablica 4. Usvojene vrijednosti faktora udjela toplinskog opterećenja agregiranih potrošača toplinske energije δ_i

Segment Realnog modela	Usvojena vrijednost faktora udjela toplinskog opterećenja δ_i , %
P1	10,00
P2	3,93
P3	5,55
P4	5,62
P5	6,38
P6	15,24
P7	8,10
P8	13,39
P9	15,31
P10	16,48

Uzimajući u obzir usvojene vrijednosti faktora udjela toplinskog opterećenja, otvorenost ventila (postavljena na iznos 0,8 iz razloga što se sustav vodi s konstantnim protokom), nazivno toplinsko opterećenje, Reynoldsove brojeve, koeficijente otpora strujanja, hrapavost cijevi, koeficijent dinamičke viskoznosti ogrjevnog medija, ukupni pad tlaka u sustavu i sl. te rješavanjem sustava od 25 jednadžbi za hidraulički model u stacionarnom stanju, određene su nepoznate veličine konstanti ključnih za uspostavu cjelovitog matematičkog modela. Navedenim sustavom jednadžbi određene su veličine kao što su konstante ventila, stacionarni maseni protoci te padovi tlakova na pojedinim segmentima cjevovodne mreže Realnog modela. Za daljnji razvoj matematičkog modela, može se ustvrditi kako je ključno bilo iznalaženje vrijednosti konstanti ventila. Navedene vrijednosti dane su tablicom 5.

Tablica 5. Konstante ventila krajnjih potrošača Realnog modela

Potrošač Realnog modela	Konstanta ventila K_i , %
P1	0,0800
P2	0,0416
P3	0,0416
P4	0,0590
P5	0,0708
P6	0,1467
P7	0,0676
P8	0,1884
P9	0,1768
P10	0,3271

Termodinamički model je također zahtijevao određivanje konstanti koje se pojavljuju u pripadnom skupu jednadžbi. Površina cijevnih stjenki za izmjenu topline određena je na temelju geometrije cjevovodnog sustava. Koeficijenti prijelaza topline s ogrjevnog medija na stjenke cijevi te koeficijenti prolaza topline od unutarnje stjenke cijevi do okoliša određeni su računski. Pritom je za koeficijent prolaza topline od unutarnje stjenke cijevi do okoliša i -tog segmenta cjevovoda korišten izraz dan sljedećom jednadžbom [99]:

$$k_{c,i} = \frac{1}{\frac{r_i}{\lambda_c} \ln \frac{r_{p,i}}{r_i} + \frac{r_i}{\lambda_i} \ln \frac{r_{i,i}}{r_{p,i}} + \frac{r_i}{\lambda_z} \ln \frac{2z}{r_{i,i}}} \quad (27)$$

gdje su λ_c , λ_i i λ_z redom, koeficijenti toplinske vodljivosti čelične cijevi, toplinske izolacije te tla (zemlje) u koju je položena cjevovodna mreža. Oznake r_i , $r_{p,i}$, $r_{i,i}$ odnose se, redom, na unutarnji polumjer cijevnog segmenta, vanjski polumjer cjevovodnog segmenta (unutarnji polumjer obloge izolacije), vanjski polumjer izolacije. Oznaka z odnosi se na dubinu polaganja cjevovodne mreže. Navedeni koeficijenti su korigirani, sukladno kalibraciji termodinamičkog modela kako bi se osigurali odzivi matematičkog modela, koji korespondiraju sa stvarnim odzivima Realnog modela.

Masa ogrjevnog medija (vode) također je jedan od ključnih parametara pri određivanju globalnih dinamičkih karakteristika akumulativnosti i tromosti. Ukupna masa ogrjevnog medija Realnog modela iznosi preko 2.160 tona, dok je detaljna razdioba mase ogrjevnog medija, po segmentima agregirane cjevovodne mreže, prikazana tablicom 6.

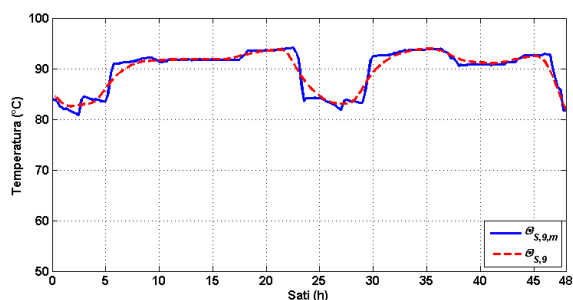
Tablica 6. Masa ogrjevnog medija u svim segmentima cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja Realnog modela

Segment Realnog modela	Masa ogrjevnog medija, kg
P1	1.541.833
P2	216.592
P3	1.899
P4	94.387
P5	20.477
P6	14.170
P7	185.357
P8	27.273
P9	15.077
P10	46.637

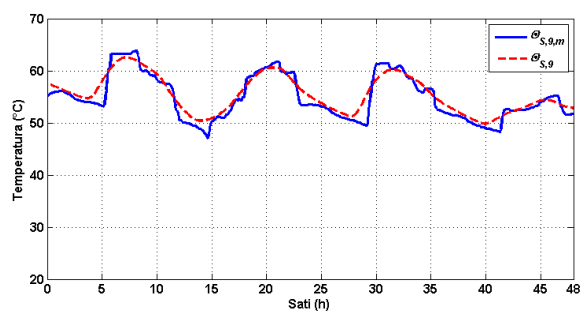
4.5 Metodologija validacije i validacija odziva Realnog modela

Uspostavljeni matematički model validiran je na temelju provedenih mjerenja za odabrane dane u hladnijem razdoblju te za odabrane dane u toplijem razdoblju. Mjerenja, eksperimentalni podaci, koja su se odnosila na temperaturu polaza ogrjevnog medija u čvorištima-šahrovima i čvorištima-TS uspoređivana su s odzivima matematičkog modela nakon provedbe simulacija. Kao osnovni ulazni podatak u matematičkom modelu nije korištena temperatura okoliša, već je temperatura ogrjevnog medija u polazu, na pragu proizvodnog postrojenja, korištena kao ulazni signal za model. Taj podatak je također bio dostupan kao rezultat mjerenja. U odnosu na taj ulazni podatak, koji se u slučaju provedbi simulacija može nazvati i nametnutim poremećajem, bilježeni su odzivi Realnog modela u svim karakterističnim točkama.

Slikama 22. i 23. prikazani su odzivi Realnog modela u odnosu na stvarna mjerenja temperature ogrjevnog medija u polazu za segment cjevovodne mreže P9 za dva odabrana dana u hladnijem i toplijem razdoblju. Vrijednosti mjerenja prikazane su punom plavom linijom, dok su rezultati simulacija Realnog modela prikazani crvenim isprekidanim linijama. U Prilogu A dani su analogni prikazi i za preostale segmente cjevovodne mreže Realnog modela.



Slika 22. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P9 – hladniji dani



Slika 23. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P9 – topliji dani

Validacija simuliranog modela provedena je usporedbom simuliranih i izmjerenih podataka temperature ogrjevnog medija na mjernim mjestima: T_1 , T_2 , T_4 , T_5 , T_7 , T_8 , T_9 i T_{10} . Analizirani su izmjereni i simulirani rezultati temperature u neprekinutom vremenskom razdoblju od 48 sati za vrijeme toplijih i hladnijih dana. Temperatura ogrjevnog medija na osjetnicima praćena je s vremenskim razmakom od 15 minuta. Analiza je provedena na osnovi 192 podatka za toplije i isto toliko podataka za hladnije dane.

Prije provođenja statističke analize provedeni su Grubbsov i Dixonov test za utvrđivanje i uklanjanje grubih pogrešaka u setu eksperimentalnih (izmjerenih) podataka te su primjerice podaci s osjetnika P6 u cijelosti odbačeni kao gruba greška mjerenja. Testiranje normalne distribuiranosti eksperimentalnih i simuliranih podataka provedeno je primjenom Anderson-Darling, Ryan-Joiner i Kolmogorov-Smirnov testa. Na osnovi utvrđenih tzv. p vrijednosti, koje moraju biti veće od 0,001 ($p < 0,001$) i razine značajnosti $\alpha = 0,05$ zaključeno je da podaci nisu distribuirani po normalnoj (Gaussovoj) raspodjeli [100].

Stoga, validacija rezultata po osjetnicima provedena je primjenom neparametarskog testa Mann-Whitney, koji je primjeren za podatke koji nisu distribuirani po normalnoj raspodjeli. Mann-Whitney testom testirana je razlika između medijana eksperimentalnih (izmjerenih) i simuliranih podataka. Rezultati Mann-Whitney testa za toplije dane prikazani su u tablici 7, a za hladnije dane u tablici 8.

Sve p vrijednosti veće su od razine značajnosti α te se može zaključiti da ne postoji statistički značajna razlika između medijana eksperimentalnih (izmjerenih) i simuliranih podataka na razini $\alpha = 0,05$.

Tablica 7. Rezultati Mann-Whitney testa – topliji dan

Osjetnik	Medijan, °C		p - vrijednost
P1	Izmjereno	54,4	0,517
	Simulirano	55,1	
P2	Izmjereno	54,3	0,249
	Simulirano	55,1	
P4	Izmjereno	54,7	0,634
	Simulirano	55,1	
P5	Izmjereno	54,3	0,998
	Simulirano	54,4	
P7	Izmjereno	54,6	0,715
	Simulirano	55	
P8	Izmjereno	55	0,204
	Simulirano	54,9	
P9	Izmjereno	53,9	0,053
	Simulirano	54,9	
P10	Izmjereno	54	0,865
	Simulirano	54,8	

Tablica 8. Rezultati Mann-Whitney testa – hladniji dan

Osjetnik	Medijan, °C		p - vrijednost
P1	Izmjereno	94,00	0,356
	Simulirano	94,19	
P2	Izmjereno	94,60	0,185
	Simulirano	94,90	
P4	Izmjereno	94,70	0,900
	Simulirano	94,70	
P5	Izmjereno	92,80	0,159
	Simulirano	92,50	
P7	Izmjereno	94,60	0,145
	Simulirano	94,50	
P8	Izmjereno	93,00	0,166
	Simulirano	92,50	
P9	Izmjereno	91,70	0,551
	Simulirano	91,50	
P10	Izmjereno	92,00	0,166
	Simulirano	91,58	

Validacija simuliranog modela za sva mjesta na kojima su ugrađeni osjetnici provedena je primjenom neparametarskog statističkog testa Kruskal-Wallis. Kruskal-Wallis testom uz razinu značajnosti $\alpha = 0,05$ utvrđeno je da nema statistički značajnih razlika između simuliranih i izmjerenih podataka na razini cijelog modela ($p > 0,05$).

U cilju validacije modela za sva senzorna mjesta, provedena je i korelacijska analiza. Dobiveni rezultati ($p < 0,001$) ukazuju da postoji dovoljno dokaza na razini $\alpha = 0,05$ da korelacija između simuliranih i izmjerenih podataka i kod toplijih i hladnijih dana nije nula [100]. Koeficijenti determinacije R^2 iznose $R^2 = 0,881$ za toplije dane, $R^2 = 0,922$ za hladnije dane što ukazuje na postojanje snažne korelacije između simuliranih i izmjerenih podataka.

Statistička analiza provedena je primjenom programskog paketa *Minitab 18-trial* verzija [101].

4.6 Rezultati simulacija Realnog modela

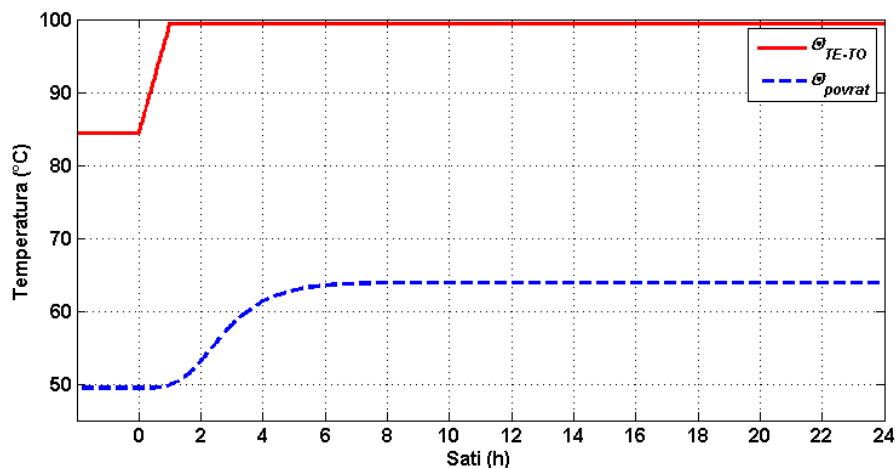
Kako bi se odredili ključni pokazatelji globalnih dinamičkih svojstava Realnog modela, istom su nametnuta dva oblika poremećaja. Prvi poremećaj vezan je uz skokovitu promjenu temperature polaza, dok je drugi vezan uz konstantno povećanje toplinskog toka koji se predaje u cjevovodnu mrežu sustava daljinskog grijanja Realnog modela. Ovdje je potrebno napomenuti kako je u svim slučajevima, tj. kod svakog oblika poremećaja i pripadnih analiza bio imperativ da toplinske potrebe krajnjih potrošača budu zadovoljene kako komfor ne bi bio ugrožen. U tom kontekstu, u svim daljnjim analizama podrazumijeva se kako su toplinske potrebe krajnjih kupaca, definirane na način opisan u poglavljima 4.1. i 4.2., zadovoljene.

4.6.1 Skokovita promjena temperature polaza ogrjevnog medija

Ovaj tip poremećaja odnosi se na skokovito povećanje ili smanjenje temperature polaza ogrjevnog medija, slično kao i u slučaju Osnovnog modela. Temperatura polaza ogrjevnog medija stacionarna je sve do određenog vremenskog trenutka kada nastupa poremećaj (tzv. početak poremećaja). Vrijednost temperature polaza ogrjevnog medija mijenja se s određenim gradijentom u pozitivnom ili negativnom smjeru te se zadržava na novoj vrijednosti kako bi se sve fizikalne veličine ustalile, tj. kako bi nastupilo stacionarno stanje. Na taj način se može ispitivati akumulativnost cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja, kao globalnog dinamičkog svojstva. Skokovita promjena temperature polaza ogrjevnog medija dakako ima

učinak i na distribuciju temperaturnog polja ogrjevnog medija u svim analiziranim točkama Realnog modela te također i na toplinske tokove koji se razmatraju u modelu.

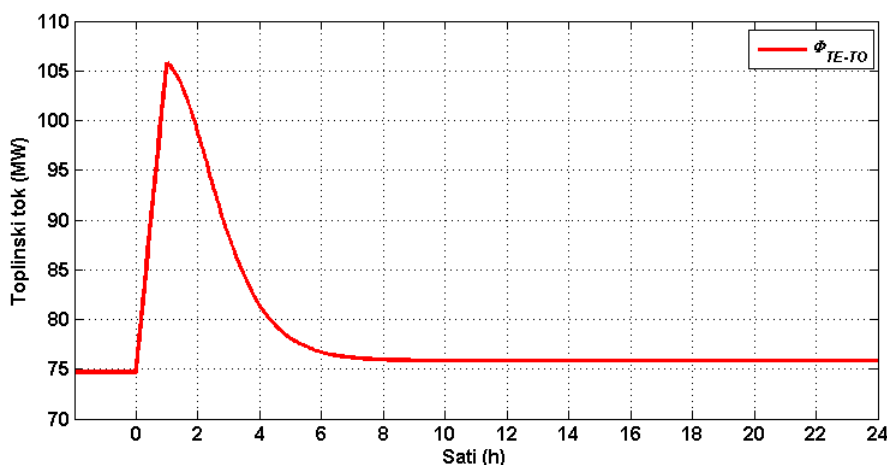
Slikom 24., crvenom linijom, dan je prikaz nametnutog poremećaja u obliku povećanja temperature polaza ϑ_s ogrjevnog medija u trenutku $t = 0$ na pragu toplinskog izvora (TE-TO). Plavom linijom dan je prikaz odziva temperature povrata ogrjevnog medija ϑ_R . Povećanje temperature polaza u iznosu od 15 °C izveden je s gradijentom $d\vartheta/dt$ u iznosu od 0,25 °C/min, tj. 15 °C/h. Poremećaj je izveden pri temperaturi okoliša od 0 °C. Kako bi se nametnuti poremećaj, s obzirom na tromost sustava, odrazio na preostale termodinamičke veličine u sustavu, bilo je potrebno određeno vrijeme. Novo stacionarno stanje, nakon nametnutog poremećaja, nastupilo je oko 6,5 sati nakon početka skokovitog povećanja temperature polaza ogrjevnog medija.



Slika 24. Skokovita promjena temperature polaza Realnog modela za +15 °C pri temperaturi okoliša od 0 °C te prikaz odziva temperature povrata

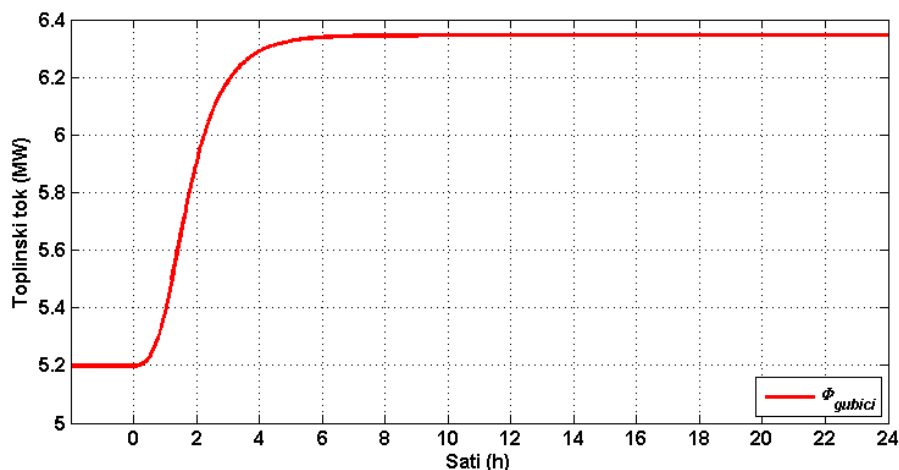
Utjecaj povećanja temperature polaza ogrjevnog medija na toplinski tok, kojim se toplinska energija predaje u cjevovodni sustav Realnog modela, prikazan je slikom 25. Razvidno je kako je skokovito povećanje temperature polaza imalo posljedicu u vidu povećanja toplinskog toka kojim se toplinska energija predaje u cjevovodni sustav. Ono što je bitno za uočiti jest činjenica kako je, do trenutka početka poremećaja, toplinski tok bio na razini od 75 MW_t, što odgovara toplinskom opterećenju za temperaturu okoliša od 0 °C. Nakon toga toplinski tok se povećava do razine cca. 105 MW_t te se potom počinje smanjivati ponovno prema iznosu nešto većem od 75 MW_t. Trenutak u kojim nastupa maksimalni toplinski tok predan cjevovodnom sustavu korelira s trenutkom u kojim završava poremećaj, tj. trenutkom u kojim se temperatura polaza prestaje povećavati. Također, potrebno je zamijetiti da toplinski tok počinje poprimati odlike

stacionarnosti u istom razdoblju kada se stacionira i temperatura povrata. Iz ove dvije činjenice može se izvesti jedan od ključnih zaključaka, vezanih uz akumulativnost sustava daljinskog grijanja. Naime, dodatni toplinski tok, tj. dodatna toplinska energija u sustav cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja, može se predati ukoliko je temperatura polaza u porastu te postoji povećanje razlike između temperature polaza i temperature povrata ogrjevnog medija. Usporedbom slika 24. i 25. razvidno je kako je u trenutku maksimalnog toplinskog toka ujedno i maksimalna razlika između temperature polaza i povrata ogrjevnog medija. U onom trenutku, kada se temperatura povrata povećala za isti iznos koliko iznosi skokovito povećanje temperature polaza (u ovom primjeru $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$) prestaje predaja dodatnog toplinskog toka, tj. dodatne toplinske energije u cjevovodnu mrežu te nastupa novo stacionarno stanje u kojem se predaje gotovo isti toplinski tok u cjevovodnu mrežu kao i prije nastanka poremećaja, ali na višoj temperaturnoj razini.



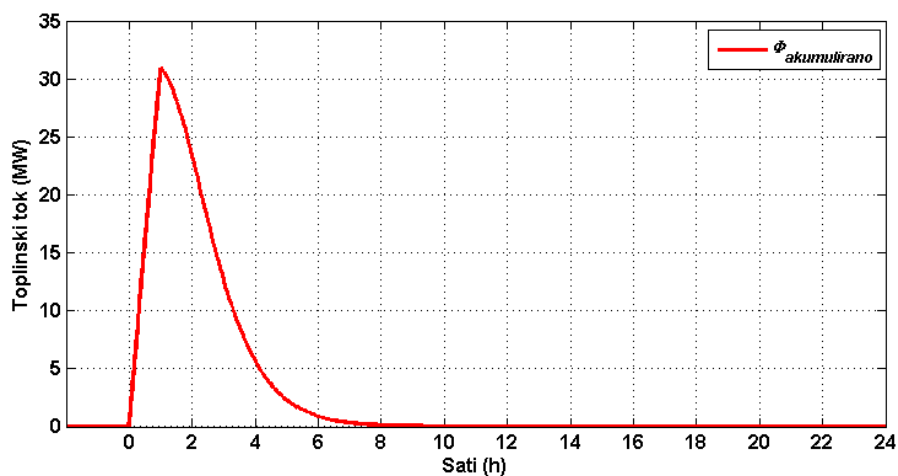
Slika 25. Predan toplinski tok s izvora toplinske energije (prag TE-TO) u cjevovodnu mrežu pri skokovitoj promjeni temperature polaza Realnog modela za $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$ pri temperaturi okoliša od $0\text{ }^{\circ}\text{C}$

Ukoliko se promotri predan toplinski tok (slika 25.) prije nastanka poremećaja (prije trenutka $t=0$) te nakon uspostave novog stacionarnog stanja (nakon $t=6,5\text{ h}$) može se zamijetiti kako je došlo do određenog povećanja toplinskog toka koji se predaje u cjevovodnu mrežu Realnog modela od cca. 1 MW_t . Ta razlika može se objasniti slikom 26. koja prikazuju utjecaj povećanja temperatura polaza i povrata na ukupne toplinske gubitke koji nastaju konvekcijom i kondukcijom topline s ogrjevnog medija preko stijenke čelične cijevi i izolacije prema okolišu. Zbog povećanja temperature ogrjevnog medija u polazu i povratu nastupila je veća temperaturna razlika između ogrjevnog medija i temperature okoliša što je impliciralo i veće gubitke prema okolišu. Povećanje gubitaka je na razini od cca. 1 MW_t , što odgovara povećanju toplinskog toka prije i nakon stacioniranja poremećaja.



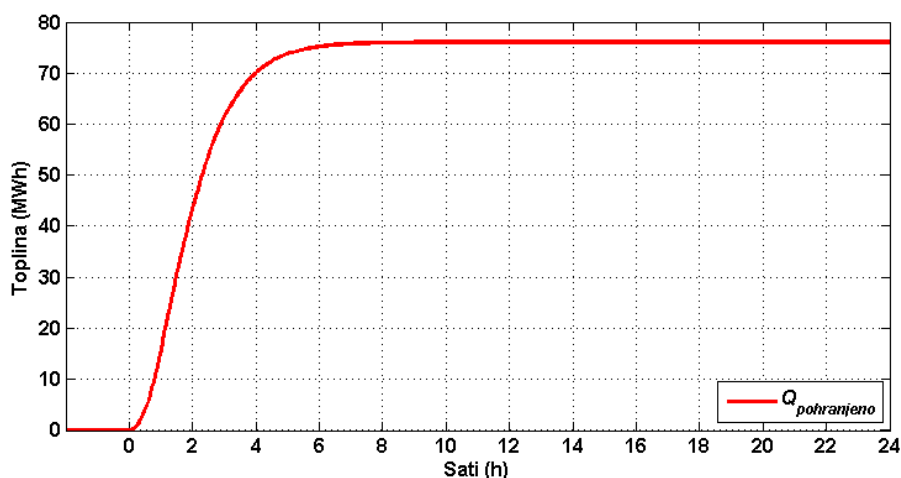
Slika 26. Ostvareni toplinski gubici sustava daljinskog grijanja prema okolišu pri skokovitoj promjeni temperature polaza Realnog modela za $+15^{\circ}\text{C}$ pri temperaturi okoliša od 0°C

Ukoliko se toplinskom toku predanom cjevovodnoj mreži Realnog modela, prikazanog slikom 25., oduzme nazivno toplinsko opterećenje (ono koje je definirano temperaturom okoliša i koje je bilo realizirano prije nastupanja poremećaja – 75 MW_t) te se također oduzme i povećanje toplinskog toka koji otpada na toplinske gubitke, dobiva se toplinski tok koji je predan cjevovodnoj mreži iz razloga nastupanja poremećaja. Navedeni toplinski tok se može smatrati dodatnim, akumulacijskim, toplinskim tokom koji doprinosi akumuliranju toplinske energije unutar cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja. Slikom 27. dan je prikaz dodatnog toplinskog toka za slučaj povećanja temperature polaza za $+15^{\circ}\text{C}$ unutar razdoblja od 1 h. Površina ispod te krivulje predstavlja toplinsku energiju koja je pohranjena unutar cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja.



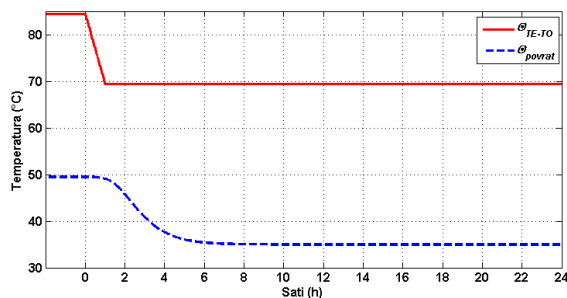
Slika 27. Toplinski tok za akumulaciju (pohranu) toplinske energije unutar sustava Realnog modela pri skokovitoj promjeni temperature polaza za $+15^{\circ}\text{C}$ pri temperaturi okoliša od 0°C

Površina ispod krivulje dodatnog toplinskog toka, što je u ovom slučaju pohranjena toplinska energija, može se odrediti integriranjem krivulje dodatnog toplinskog toka u vremenskoj domeni. Ukoliko se ta integralna funkcija prikaže grafom, dobiva se vremenska distribucija pohrane toplinske energije, kumulativno, unutar sustava cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja. Za slučaj povećanja temperature polaza od $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$ u razdoblju od 1 h pri temperaturi okoliša od $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ grafički prikaz vremenske distribucije pohrane toplinske energije u cjevovodnu mrežu prikazan je slikom 28. Nakon uspostave novog stacionarnog stanja, unutar cjevovodne mreže Realnog modela, pohranjeno je nešto više od 75 MWh_t toplinske energije.

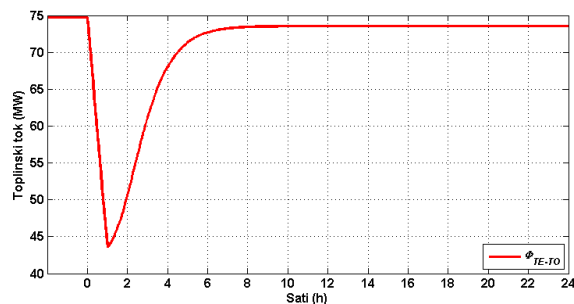


Slika 28. Kumulativni prikaz pohranjene toplinske energije u sustavu Realnog modela pri skokovitoj promjeni temperature polaza za $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$ pri temperaturi okoliša od $0\text{ }^{\circ}\text{C}$

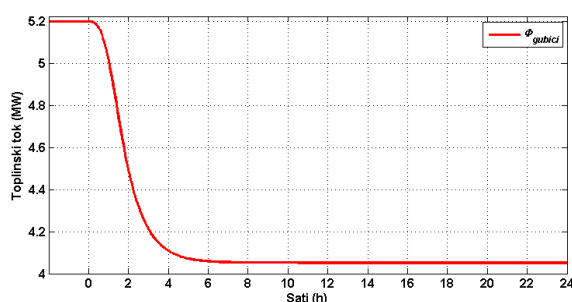
U nastavku su dani prikazi istih grafova, ali za slučaj skokovitog smanjenja temperature polaza od $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ unutar razdoblja od jednog sata pri temperaturi okoliša od $0\text{ }^{\circ}\text{C}$. Analize i zaključci su isti kao i u slučaju povećanja temperature polaza ogrjevnog medija, osim s razlikom što ovdje dolazi do preuzimanja toplinske energije iz cjevovodnog sustava, koja je prethodno bila akumulirana. Iz navedenog razloga neće se dati detaljnija analiza svakog pojedinog grafa.



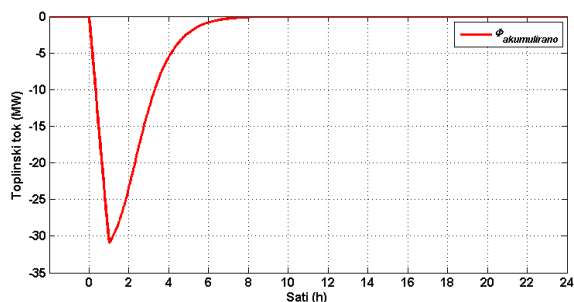
Slika 29. Skokovita promjena temperature polaza Realnog modela za $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ pri temperaturi okoliša od $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ te prikaz odziva temperature povrata



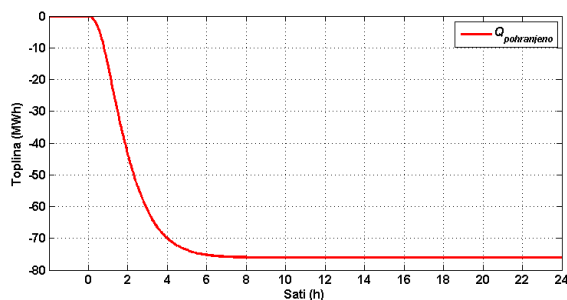
Slika 30. Predan toplinski tok s izvora toplinske energije (prag TE-TO) u sustav Realnog modela pri skokovitoj promjeni temperature polaza Realnog modela za $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ pri temperaturi okoliša od $0\text{ }^{\circ}\text{C}$



Slika 31. Ostvareni toplinski gubici sustava daljinskog grijanja prema okolišu pri skokovitoj promjeni temperature polaza Realnog modela za $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ pri temperaturi okoliša od $0\text{ }^{\circ}\text{C}$



Slika 32. Toplinska energija akumulirana (pohranjena) unutar sustava Realnog modela pri skokovitoj promjeni temperature polaza za $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ pri temperaturi okoliša od $0\text{ }^{\circ}\text{C}$



Slika 33. Kumulativni prikaz pohranjene toplinske energije u sustavu Realnog modela pri skokovitoj promjeni temperature polaza za $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ pri temperaturi okoliša od $0\text{ }^{\circ}\text{C}$

Kao sukus raznih kombinacija skokovite promjene temperature polaza u pozitivnom i negativnom smjeru za različite vanjske uvjete, tj. temperature okoliša i time pripadno toplinsko opterećenje, dana je tablica 9. Njome je prikazana mogućnost pohrane toplinske energije unutar cjevovodne mreže Realnog modela za različite temperature okoliša te za različite promjene temperature polaza ogrjevnog medija. Dodatno, tablicom 10. prikazano je trajanje poremećaja,

do uspostave novog stacionarnog stanja. U objema tablicama prikazana je analiza s rasponom promjena temperatura polaza od - 15 do + 15 °C s korakom od po 5 °C te za temperature okoliša u rasponu od - 18 °C do + 12 °C s korakom od 2 °C.

Iz navedenih tablica može se zamijetiti kako je akumulativnost sustava cjevovodne mreže Realnog modela konstantna za svaku pripadnu promjenu temperature polaza ogrjevnog medija. Mogućnost pohrane toplinske energije ne ovisi o temperaturi polaza ogrjevnog medija prije početka poremećaja, već isključivo o iznosu promjene temperature polaza. Dodatno uporište za to je u činjenici kako je trajanje poremećaja također indiferentno o temperaturi okoliša, tj. toplinskom opterećenju, već isključivo o promjeni temperature polaza ogrjevnog medija za pripadajući sustav daljinskog grijanja. Iz navedenog se može zaključiti kako su akumulativnost, a ujedno i tromost sustava daljinskog grijanja tzv. globalne karakteristike svakog pojedinog sustava.

Tablica 9. Pohranjena toplinska energija u cjevovodnoj mreži Realnog modela u slučaju skokovite promjene temperature polaza za različite temperature okoliša (MWh)

Temperatura okoliša, °C	Promjena temperature polaza $\Delta\vartheta_s$, °C					
	-15	-10	-5	5	10	15
-18	-75,93	-50,57	-25,21	25,50	50,86	75,41
-16	-76,01	-50,66	-25,30	25,42	50,77	75,78
-14	-76,06	-50,71	-25,35	25,37	50,72	76,08
-12	-76,09	-50,73	-25,38	25,34	50,70	76,05
-10	-76,10	-50,75	-25,39	25,32	50,68	76,04
-8	-76,11	-50,75	-25,40	25,32	50,68	76,03
-6	-76,11	-50,75	-25,40	25,32	50,68	76,03
-4	-76,11	-50,75	-25,39	25,32	50,68	76,03
-2	-76,11	-50,75	-25,39	25,32	50,68	76,04
0	-76,10	-50,75	-25,39	25,32	50,68	76,04
2	-76,10	-50,74	-25,39	25,33	50,68	76,04
4	-76,10	-50,74	-25,38	25,33	50,69	76,04
6	-76,10	-50,74	-25,38	25,33	50,69	76,05
8	-76,10	-50,74	-25,38	25,33	50,69	76,05
10	-76,10	-50,74	-25,38	25,33	50,69	76,05
12	-76,11	-50,75	-25,39	25,32	50,68	76,04

Tablica 10. Vrijeme potrebno za uspostavu novog stacionarnog stanja Realnog modela u ovisnosti o skokovitoj promjeni temperature polaza za različite temperature okoliša (h)

Temperatura okoliša, °C	Promjena temperature polaza $\Delta\vartheta_s$, °C					
	-15	-10	-5	5	10	15
-18	6,50	6,11	5,39	5,39	6,11	6,50
-16	6,50	6,11	5,39	5,39	6,11	6,50
-14	6,50	6,11	5,39	5,39	6,11	6,50
-12	6,50	6,11	5,39	5,39	6,11	6,50
-10	6,50	6,11	5,39	5,39	6,11	6,50
-8	6,50	6,11	5,39	5,39	6,11	6,50
-6	6,50	6,11	5,39	5,39	6,11	6,50
-4	6,50	6,11	5,39	5,39	6,11	6,50
-2	6,50	6,11	5,39	5,39	6,11	6,50
0	6,50	6,11	5,39	5,39	6,11	6,50
2	6,50	6,11	5,39	5,39	6,11	6,50
4	6,50	6,11	5,39	5,39	6,11	6,50
6	6,50	6,11	5,39	5,39	6,11	6,50
8	6,50	6,11	5,39	5,39	6,11	6,50
10	6,50	6,11	5,39	5,39	6,11	6,50
12	6,50	6,11	5,39	5,39	6,11	6,50

Na temelju zaključaka analize poremećaja skokovite promjene temperature polaza ogrjevnog medija, provedeno je dodatno istraživanje koje u fokusu ima konstantno trajno povećanje temperature polaza ogrjevnog medija, a time i konstantno povećanje toplinskog toka koji se predaje u cjevovodnu mrežu.

4.6.2 Konstantan dodatni toplinski tok predan u mrežu sustava daljinskog grijanja

Kako je prikazano, skokovita promjena temperature polaza ima kratkotrajan učinak na akumulaciju, tj. pohranu toplinske energije unutar cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja. Naime, s obzirom na to da se suvremeni energetska sustav susreće s izazovima integracije većih udjela intermitentnih izvora energije, kao što su vjetroelektrane i fotonaponski sustavi, postavljaju se zahtjevi na konvencionalne izvore da u određenom vremenskom razdoblju mogu raditi s kontinuiranim povećanjem ili smanjenjem snage pri proizvodnji električne energije. U tom kontekstu poželjno je da sustavi daljinskog grijanja mogu pružati kontinuirani izvor ili ponor toplinske energije za fleksibilna kogeneracijska postrojenja, kako bi se raskinula kruta veza između proizvodnje električne energije i toplinskih potreba krajnjih korisnika toplinske energije iz sustava daljinskih grijanja.

Stoga, drugi tip poremećaja odnosi se na kontinuirano povećanje ili smanjenje toplinskog toka koji se predaje cjevovodnom sustavu daljinskog grijanja Realnog modela. Navedeni tip poremećaja odnosi se na stalnu povećanu razliku između temperatura ogrjevnog medija u polazu i povratu. Navedeno ima za posljedicu stalno povećanje temperature polaza, sukladno povećanju temperature povrata, a sve s ciljem očuvanja kontinuiranog povećanja toplinskog toka predanog cjevovodnoj mreži sustava daljinskog grijanja Realnog modela. Navedeni poremećaj temperature polaza može se matematički opisati jednadžbom (28).

$$\vartheta_S^A = \vartheta_S + \Delta\vartheta_S|_{t=0} \quad (28)$$

Pritom se ϑ_S^A odnosi na temperaturu polaza ogrjevnog medija prilikom provedbe analiziranog poremećaja koja se dobiva kao zbroj temperature polaze ogrjevnog medija u stacionarnom stanju (ϑ_S) i dodatne temperature ($\Delta\vartheta_S$) koja u osnovi predstavlja povećanje temperature polaza, tj. nametnuti poremećaj. Poremećaj nastupa u trenutku $t=0$ i do tada je ϑ_S^A jednaka ϑ_S . U trenutku nastanka poremećaja, $\Delta\vartheta_S$ se mijenja u takvom iznosu da ostvari dodatni toplinski tok koji se želi predati cjevovodnoj mreži sustava daljinskog grijanja Realnog modela, a kojim se ostvaruje akumulacija, tj. pohrana toplinske energije unutar cjevovodne mreže. Navedena dodatna temperatura ogrjevnog medija u polazu može se izraziti preko dodatnog toplinskog toka $\Delta\Phi$, koji se želi predati u cjevovodnu mrežu te toplinskog kapaciteta i masenog protoka ogrjevnog medija. Temperatura ogrjevnog medija u polazu u stacionarnom stanju (ϑ_S), može se pak izraziti preko toplinskog opterećenja i temperature ogrjevnog medija u povratu (ϑ_R), sukladno jednadžbi (26). Na temelju svega iznesenog, može se odrediti konačni izraz za temperaturu ogrjevnog medija u polazu, u slučaju nametnutog poremećaja s konstantnim dodatnim toplinskim tokom, kako je prikazano jednadžbom (29).

$$\vartheta_S^A = \frac{\Phi}{m_1 c_v} + \vartheta_R + \frac{\Delta\Phi}{m_1 c_v} \quad (29)$$

U jednadžbi Φ predstavlja ukupno toplinsko opterećenje koje je određeno temperaturom okoliša.

Ovdje je potrebno dodatno napomenuti kako tijekom ovog tipa poremećaja, temperatura polaza nije određivana samo na temelju vanjske temperature, sukladno ovisnosti prikazanoj slikom 17.

Naime, temperatura polaza bila je u korelaciji s temperaturom okoliša samo do trenutka nastanka poremećaja. Nakon nastupanja poremećaja, u vidu promjene temperature polaza ogrjevnog medija, više nije postojala funkcijska ovisnost između navedenih veličina te je temperatura polaza uvećavana kako bi se ostvario dodatni toplinski tok kojim se toplinska energija predaje cjevovodnoj mreži. Međutim, tijekom cijelog razdoblja trajanja simulacije, tj. prije i nakon nastupanja poremećaja, toplinsko opterećenje krajnjih korisnika, tj. segmenata u mreži sustava daljinskog grijanja Realnog modela, bilo je determinirano temperaturom okoliša sukladno jednadžbama (20) i (22) te funkcijskom ovisnošću ukupnog toplinskog opterećenja o temperaturi okoliša, prikazano slikom 18.

Ovako definirani poremećaj osiguravao je da se ostvari trajno povećanje razlike između temperatura ogrjevnog medija u polazu i povratu što implicira plasman dodatne količine toplinske energije u sustav daljinskog grijanja pri konstantnom dodatnom toplinskom toku.

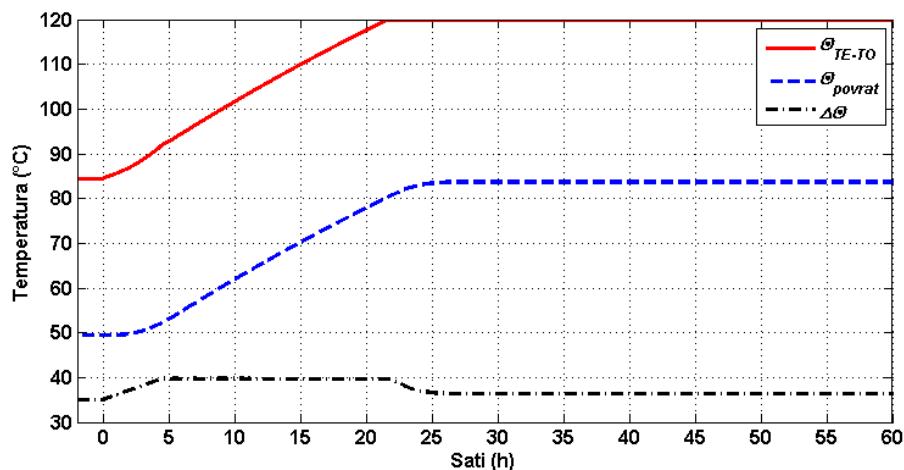
Navedeni poremećaj primarno je bio opisan u slučaju pozitivne promjene toplinskog toka koji se predaje cjevovodnoj mreži, tj. kao dodatni toplinski tok. Ista analiza i principi mogu se primijeniti ukoliko se razmatra kontinuirano smanjenje toplinskog toka koji se predaje cjevovodnoj mreži. Ukoliko se u danim relacijama dodatni toplinski tok ($\Delta\Phi$) uvrsti s negativnim predznakom dobiva se smanjenje temperature ogrjevnog medija u polazu i povratu s konstantno povećanom međusobnom temperaturnom razlikom što u konačnici implicira smanjeni toplinski tok koji se predaje u cjevovodnu mrežu.

Analizirani poremećaj implicira kontinuiranu promjenu temperature polaza ogrjevnog medija. Stoga, uvedeno je ograničenje kojim je dopušteno maksimalno povećanje temperature polaza ogrjevnog medija do razine od 120 °C, u slučaju pozitivnog dodatnog toplinskog toka. U trenutku kada temperatura polaza dostigne navedenu vrijednost prestaje daljnje povećanje temperature polaza te taj trenutak označava prestanak poremećaja. U tom trenutku prestaje akumulacija, pohrana, toplinske energije u cjevovodni sustav te se može ustvrditi kako je dostignuta razina zasićenja, saturacije, cjevovodnog sustava s dodatnom toplinskom energijom. Ako se cjevovodni sustav daljinskog grijanja razmatra kao dinamički spremnik toplinske energije, tada se dosezanje navedene temperature može označiti kao trenutak u kojem je kapacitet pohrane toplinske energije spremnika u potpunosti iskorišten. Nakon tog trenutka nastupa proces stacioniranja, slično kao i u slučaju poremećaja sa skokovitom promjenom temperature polaza.

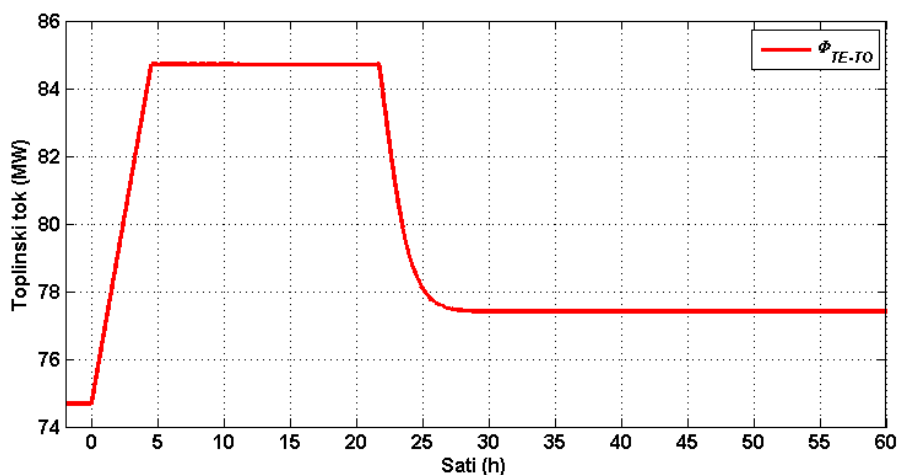
U slučaju da se razmatra kontinuirano smanjenje toplinskog toka kojim se toplinska energija predaje sustavu, tj. poremećaj u kojem se prethodno pohranjena toplinska energija koristi za zadovoljavanje toplinskog opterećenja, tada je temperatura povrata ogrjevnog medija relevantna prilikom određivanja trenutka završetka poremećaja. U sklopu ovog rada, kao najniža dopuštena i prihvatljiva temperatura povrata usvojena je vrijednost od 35 °C. Navedena vrijednost u određenim konstelacijama sustava daljinskih grijanja može se smatrati pretjerano niskom, ali za potrebe teoretskih analiza u sklopu ovog rada usvojena je kao prihvatljiva.

U nastavku su prikazani i analizirani rezultati za pojedine slučajeve nametnutih poremećaja s konstantnim dodatnim toplinskom tokom predanim cjevovodnoj mreži Realnog modela.

Slikom 34. crvenom linijom dan je prikaz nametnutog poremećaja u obliku povećanja temperature polaza ϑ_s ogrjevnog medija u trenutku $t=0$ na pragu toplinskog izvora. Plavom linijom dan je prikaz odziva temperature povrata ogrjevnog medija ϑ_R . Poremećaj je izveden pri temperaturi okoliša od 0 °C. Temperatura polaza povećavana je na takav način da je osiguran dodatni toplinski tok koji je predan cjevovodnoj mreži u iznosu od $\Delta\Phi=10 \text{ MW}_t$. Navedeno je bilo moguće ostvariti ukoliko je ostvarena adekvatna temperaturna razlika između temperatura polaza i povrata ogrjevnog medija. Navedena razlika temperatura prikazana je crnom linijom na slici. Razvidno je kako je bilo potrebno preko 21 h da bi temperatura polaza dosegla temperaturu zasićenja od 120 °C. U tom razdoblju se temperatura povrata također povećavala. Pritom, praktično je analizirati temperaturnu razliku između temperatura polaza i povrata ogrjevnog medija (crna linija). U trenutku nastanka poremećaja ($t=0$) temperatura polaza počinje se povećavati s većim gradijentom od temperature povrata, kako bi se ostvarila povećana temperaturna razlika između polaza i povrata. Navedeno se može zamijetiti kao porast crne linije s vrijednosti 35 °C na vrijednost od 39,7 °C, za što je bilo potrebno oko 4,25 h od trenutka uvođenja poremećaja. U tom razdoblju, kada se povećavala temperaturna razlika ogrjevnog medija između polaznog i povratnog voda, povećavao se i iznos dodatnog toplinskog toka koji je predan cjevovodnoj mreži Realnog modela. Dodatno uporište za navedeno može se potražiti na slici 35. kojom je prikazan toplinski tok koji se predaje Realnom modelu s toplinskog izvora. Vidi se kako se u $t=0$ toplinski tok počinje povećavati s razine od 74,7 MW_t (što je vrijednost definirana funkcijskom ovisnošću o temperaturi okoliša, kako je definirano u sklopu poglavlja 4.1., slikom 18.) do vrijednosti u iznosu od 84,7 MW_t , što implicira dodatni toplinski tok od 10 MW_t , tj. omogućava povećanu proizvodnju toplinske energije kogeneracijskim postrojenjem, tj. toplinskim izvorom.



Slika 34. Kontinuirano povećanje temperature polaza ogrjevnog medija Realnog modela s ostvarenim dodatnim toplinskom tokom od 10 MW_t pri temperaturi okoliša od 0°C te prikaz odziva temperature povrata te međusobne razlike temperatura polaza i povrata

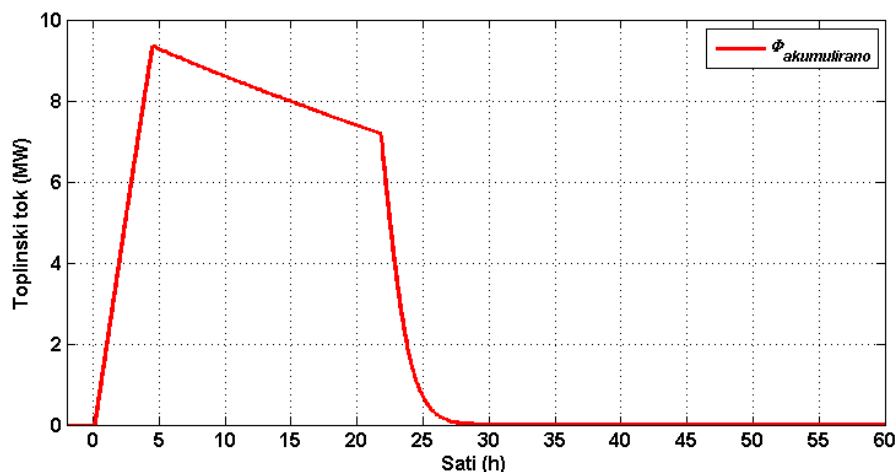


Slika 35. Predan toplinski tok s izvora toplinske energije (prag TE-TO) u sustav Realnog modela pri konstantom dodatnom toplinskom toku od 10 MW_t pri temperaturi okoliša od 0°C

Povećanje toplinskog toka za traženi iznos, u ovom slučaju $\Delta\Phi=10 \text{ MW}_t$, korelira s povećanjem temperaturne razlike između temperatura ogrjevnog medija u polazu i povratu. Nakon što se ostvari povećana temperaturna razlika između polaza i povrata ogrjevnog medija, nastupa predaja dodatne toplinske energije cjevovodnoj mreži Realnog modela s konstantnim dodatnim toplinskom tokom. Dodatni toplinski tok predaje se Realnom modelu sve do trenutka kada temperatura polaza dosegne graničnu temperaturu, temperaturu zasićenja. U tom trenutku počinje se smanjivati temperaturna razlika između temperature polaza i povrata ogrjevnog medija, tj. temperatura povrata uspijeva „sustići“ temperaturu polaza. Smanjivanjem razlike temperature polaza i povrata, smanjuje se i dodatni toplinski tok koji se predaje u mrežu te se sustav počinje stacionirati u novim uvjetima. Ti uvjeti podrazumijevaju temperaturu polaza od

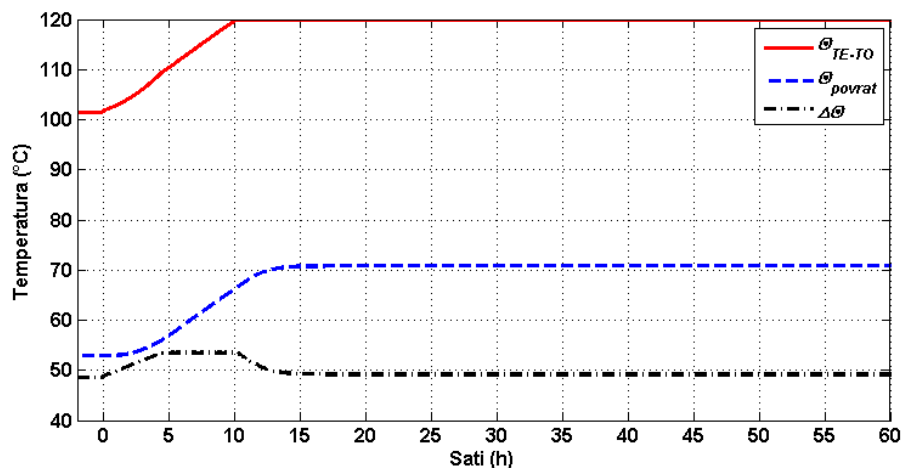
120 °C, dok temperatura povrata ovisi o temperaturi okoliša, tj. o toplinskom opterećenju. U slučaju temperature okoliša od 0 °C te poremećaja s dodatnim toplinskim tokom od 10 MW_t, temperatura povrata stacionira se na razini od 83,7 °C (prije početka poremećaja iznosila je 49,4 °C). Toplinski tok koji se predaje cjevovodnoj mreži, nakon stacioniranja, vraća se na približno isti iznos kao što je bio u trenutku $t=0$, međutim s određenom razlikom. Slično kao i u slučaju poremećaja skokovite promjene temperature polaza, navedena razlika može se pripisati ukupnim toplinskim gubitcima koji nastaju konvekcijom i kondukcijom topline s ogrjevnog medija preko stijenke čelične cijevi i izolacije prema okolišu. Zbog povećanja temperature ogrjevnog medija u polazu i povratu nastupila je i veća temperaturna razlika između ogrjevnog medija i temperature okoliša, što je također impliciralo i veće gubitke prema okolišu. Povećanje gubitaka je na razini od cca. 2,7 MW_t, što odgovara povećanju toplinskog toka prije i nakon stacioniranja poremećaja.

Ključni pokazatelj koji se na temelju ovog poremećaja želi odrediti, jest akumulativnost sustava, tj. određivanje količine toplinske energije koju je moguće pohraniti u sustav Realnog modela. Isto kao i u slučaju poremećaja sa skokovitom promjenom temperature polaza, ukoliko se toplinskom toku predanom cjevovodnoj mreži Realnog modela, prikazanog slikom 35., oduzme nazivno toplinsko opterećenje krajnjih korisnika toplinske energije (definirano temperaturom okoliša i koje je bilo realizirano prije nastupanja poremećaja – 74,7 MW_t) te se također oduzme i povećanje toplinskog toka koji otpada na toplinske gubitke dobiva se toplinski tok koji je predan cjevovodnoj mreži iz razloga nastupanja poremećaja. Navedeni toplinski tok može se smatrati dodatnim, akumulacijskim, toplinskim tokom koji doprinosi akumuliranju toplinske energije unutar cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja. Slikom 36. dan je prikaz dodatnog toplinskog toka kojim se toplinska energija pohranjuje u cjevovodni sustav Realnog modela u slučaju konstantnog dodatnog toplinskog toka u iznosu od 10 MW_t. Površina ispod te krivulje predstavlja toplinsku energiju koja je pohranjena unutar cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja. Konkretno, u slučaju nametnutog poremećaja konstantnog dodatnog toplinskog toka od 10 MW_t, pri temperaturi okoliša od 0 °C, moguće je pohraniti 180,21 MWh_t toplinske energije unutar cjevovodne mreže Realnog modela.

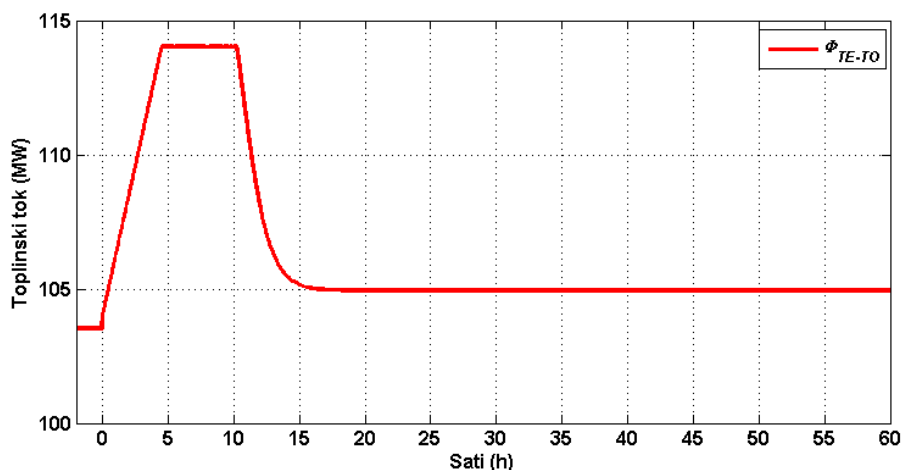


Slika 36. Toplinski tok za akumulaciju (pohranu) toplinske energije unutar sustava Realnog modela pri konstantnom dodatnom toplinskom toku od 10 MW_t pri temperaturi okoliša od 0°C

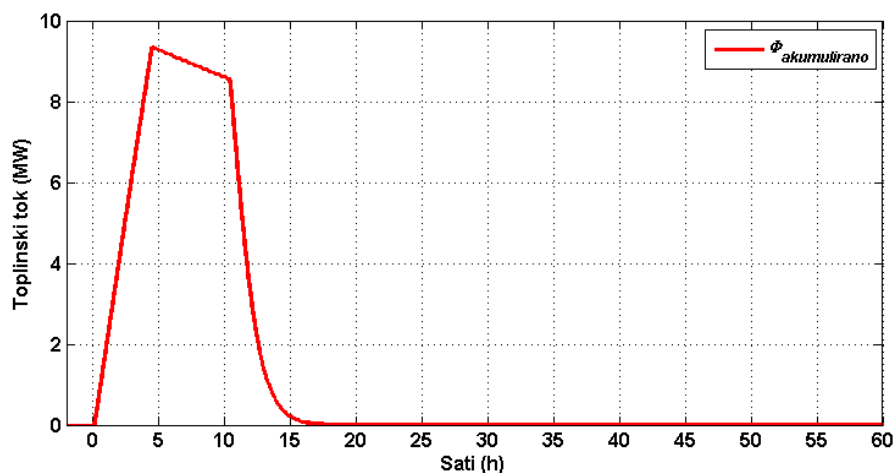
Slikama 37. do 39. dan je prikaz promjene temperature polaza i povrata ogrjevnog medija, toplinskog toka koji je predan kogeneracijskim postrojenjem te prikaz dodatnog toplinskog toka kojim se toplinska energija akumulira unutar cjevovodne mreže Realnog modela u slučaju nametnutog poremećaja konstantnog dodatnog toplinskog toka u iznosu od 10 MW_t , ali u ovom slučaju pri temperaturi okoliša od -10°C . Što se tiče dinamike poremećaja, te odnosa između pojedinih veličina, načelno se mogu primijeniti prethodno navedena razmatranja i zaključci izvedeni u slučaju poremećaja s istim dodatnim toplinskim tokom, ali pri temperaturi okoliša od 0°C . Međutim, u slučaju ovako definiranog poremećaja, zanimljivo je zamijetiti kako je trajanje istog kraće. Drugim riječima, temperatura polaznog voda ogrjevnog medija u kraćem vremenskom razdoblju dostigne vrijednost zasićenja, tj. graničnu vrijednost od 120°C . Konkretno, dostigne ju za 10,2 h. Razlog tomu je, kako se može zamijetiti sa slike 37, viša temperatura polaza ogrjevnog medija ϑ_s u trenutku $t = 0$. U slučaju poremećaja s ovakvim rubnim uvjetima, temperatura polaza u trenutku $t = 0$ iznosi $101,5^\circ\text{C}$, dok u slučaju temperature okoliša od 0°C iznosi $84,5^\circ\text{C}$. Sukladno navedenom, može se zaključiti kako je i količina toplinske energije koja se može pohraniti unutar cjevovodne mreže Realnog modela također manja, jer je kraće razdoblje unutar kojeg se s konstantnim dodatnim toplinskim tokom toplinska energija akumulira unutar cjevovodne mreže. Navedeno korelira s površinom ispod krivulje na slici 39, koja odražava pohranjenu toplinsku energiju. U slučaju temperature okoliša od -10°C te dodatnog konstantnog toplinskog toka od 10 MW_t moguće je pohraniti 94 MWh_t toplinske energije unutar cjevovodne mreže Realnog modela.



Slika 37. Kontinuirano povećanje temperatura polaza ogrjevnog medija Realnog modela s ostvarenim dodatnim toplinskom tokom od 10 MW_t pri temperaturi okoliša od -10 °C te prikaz odziva temperature povrata te međusobne razlike temperatura polaza i povrata



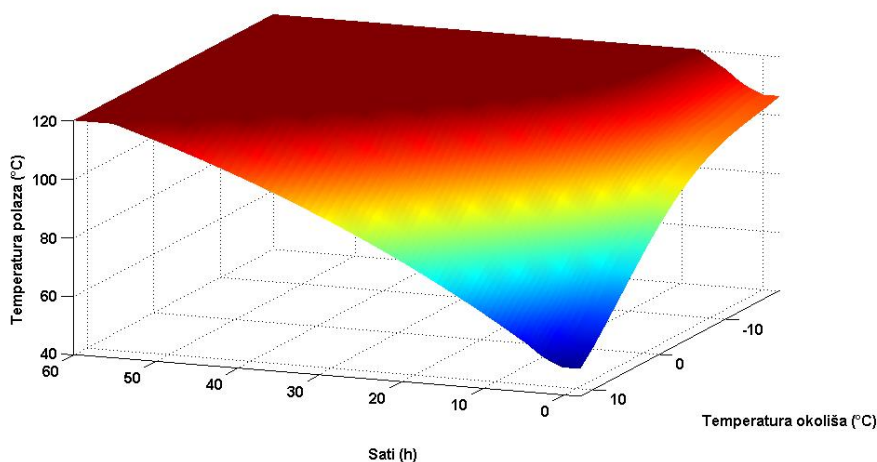
Slika 38. Predan toplinski tok s izvora toplinske energije (prag TE-TO) u sustav Realnog modela pri konstantom dodatnom toplinskom toku od 10 MW_t pri temperaturi okoliša od -10 °C



Slika 39. Toplinski tok za akumulaciju (pohranu) toplinske energije unutar sustava Realnog modela pri konstantom dodatnom toplinskom toku od 10 MW_t pri temperaturi okoliša od -10 °C

Uzimajući u obzir da smanjenjem temperature okoliša, temperatura polaza raste (elaborirano i definirano u sklopu poglavlja 4.1.) može se ustvrditi kako temperatura okoliša, tj. toplinsko opterećenje utječe kako na vremensko razdoblje do dostizanja temperature zasićenja, tako i na količinu toplinske energije koju je moguće pohraniti unutar cjevovodne mreže Realnog modela. Naime, ukoliko je u trenutku nastanka poremećaja temperatura polaza ogrjevnog medija na višoj temperaturnoj razini, bit će moguće pohraniti manju količinu toplinske energije te će cijeli proces trajati kraće. Sličan utjecaj ima i iznos dodatnog toplinskog toka $\Delta\Phi$ koji se predaje cjevovodnoj mreži Realnog modela. Povećanje iznosa konstantnog dodatnog toplinskog toka pozitivno utječe na smanjenje trajanja poremećaja, tj. na dostizanje temperature zasićenja, ali ne i na količinu pohranjene toplinske energije unutar cjevovodne mreže Realnog modela. Navedeno će biti detaljnije elaborirano u nastavku ovog poglavlja.

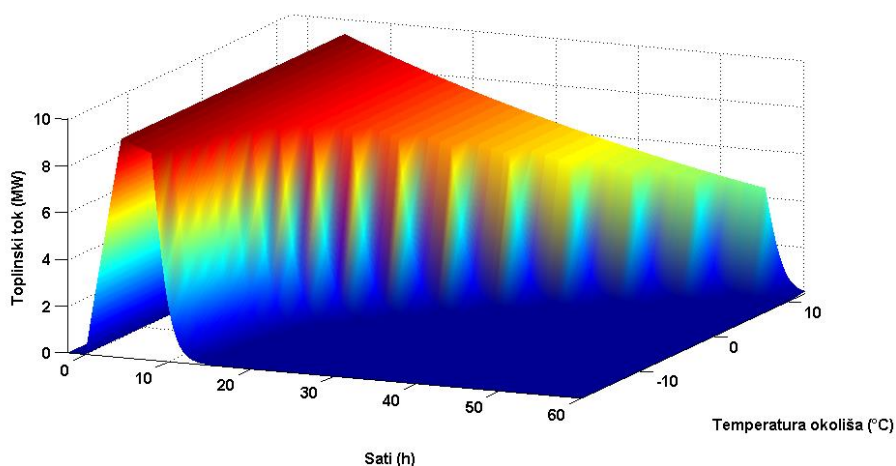
Detaljniji prikaz utjecaja temperature okoliša na temperaturu polaza ogrjevnog medija prije nastanka poremećaja te utjecaj nametanja konstantnog dodatnog toplinskog toka od 10 MW_t na kretanje temperature polaza ogrjevnog medija prikazano je slikom 40². Iz prikaza je razvidno kako se smanjenjem temperature okoliša povećava temperatura polaza ogrjevnog medija u stacionarnom stanju prije nametanja poremećaja (do trenutka $t = 0$) te da nakon početka poremećaja temperatura polaza brže dostiže vrijednost temperature zasićenja od 120°C .



Slika 40. Distribucija temperature polaza ogrjevnog medija Realnog modela za konstantni dodatni toplinski tok od 10 MW_t u ovisnosti o temperaturi okoliša i vremenu

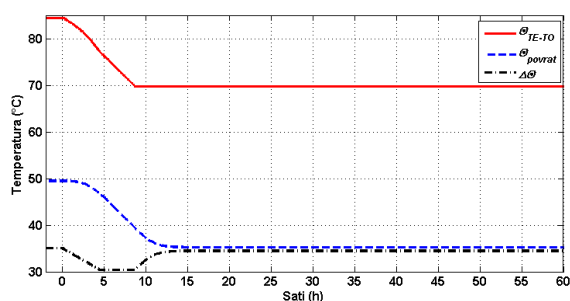
² Navedena slika prikazuje 3D graf pozicioniran tako da os koja se odnosi na vremensku domenu ima povećanje u lijevu stranu, što nije intuitivno. Međutim, zbog zornosti prikaza usvojena je navedena orijentacija grafa. Slična situacija je i u slučaju prikaza domene koja se odnosi na temperaturu okoliša.

Prikaz mogućnosti pohrane toplinske energije u cjevovodni sustav Realnog modela u ovisnosti o temperaturi okoliša dan je slikom 41. Kako je prethodno već bilo konstatirano, zbog više razine temperature polaza ogrjevnog medija pri nižim temperaturama okoliša manja je mogućnost pohrane toplinske energije unutar cjevovodne mreže Realnog modela.

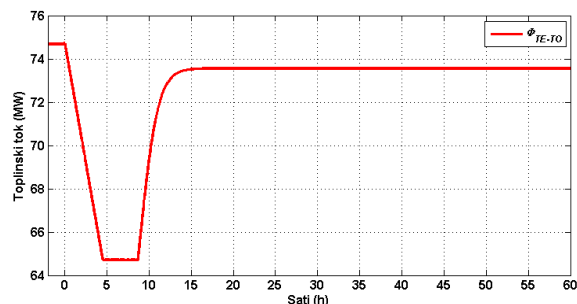


Slika 41. Prikaz toplinskog toka za akumulaciju (pohranu) toplinske energije u ovisnosti o temperaturi okoliša i nametnutom poremećaju u obliku konstantnog dodatnog toplinskog toka od 10 MW_t

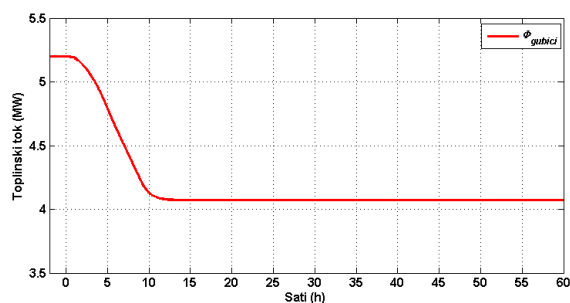
U nastavku su dani prikazi istih grafova, ali u slučaju konstantnog dodatnog toplinskog toka s negativnim predznakom u iznosu od -10 MW_t pri temperaturi okoliša od 0°C . Navedeni poremećaj može se tretirati i kao poremećaj s konstantnim smanjenjem toplinskog toka. Analize i zaključci su isti kao i u slučaju konstantnog dodatnog toplinskog toka s pozitivnim predznakom, osim s razlikom što ovdje dolazi do preuzimanja toplinske energije iz cjevovodnog sustava, koja je prethodno bila akumulirana. Iz navedenog razloga neće se dati detaljnija analiza svakog pojedinog grafa.



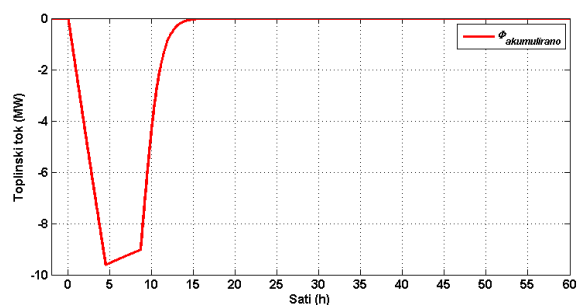
Slika 42. Kontinuirano smanjenje temperature polaza ogrjevnog medija Realnog modela s ostvarenim konstantnim smanjenjem toplinskog toka od -10 MW_t pri temperaturi okoliša od 0°C te prikaz odziva temperature povrata te međusobne razlike temperatura polaza i povrata



Slika 43. Predan toplinski tok s izvora toplinske energije (prag TE-TO) u sustav Realnog modela pri konstantnom smanjenju toplinskog toka od -10 MW_t pri temperaturi okoliša od 0°C

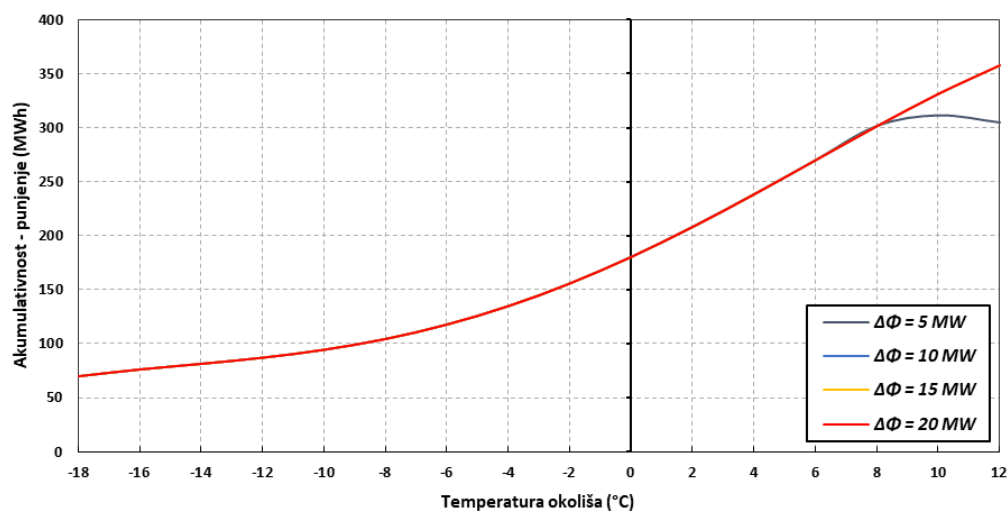


Slika 44. Ostvareni toplinski gubici sustava daljinskog grijanja Realnog modela prema okolišu pri konstantnom smanjenju toplinskog toka od -10 MW_t pri temperaturi okoliša od 0°C

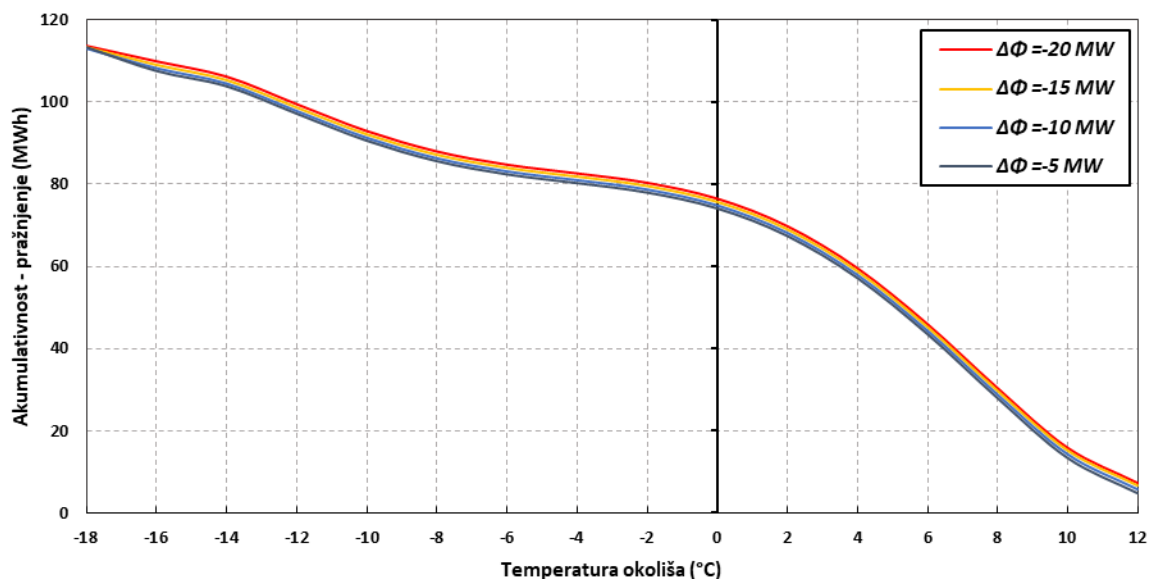


Slika 45. Toplinski tok za preuzimanje prethodno akumulirane (pohranjene) toplinske energije unutar sustava Realnog modela pri konstantnom smanjenju toplinskog toka od -10 MW_t pri temperaturi okoliša od 0°C

Kao ključan rezultat analiza vezanih uz Realni model mogućnost je pohrane toplinske energije unutar cjevovodne mreže. Slikama 46. prikazana je mogućnost pohrane toplinske energije unutar cjevovodne mreže Realnog modela u slučaju nametnutog poremećaja konstantnog dodatnog toplinskog toka, dok je slikom 47. prikazan slučaj s konstantnim smanjenjem toplinskog toka. Rezultati su dani za različite iznose promjene toplinskog toka (u pozitivnom i negativnom smjeru) te za različite temperature okoliša, tj. toplinskog opterećenja. Iz navedenih rezultata može se izvesti nekoliko bitnih zaključaka.



Slika 46. Ovisnost akumulativnosti dinamičkog spremnika topline Realnog modela o temperaturi okoliša pri pohrani toplinske energije



Slika 47. Ovisnost akumulativnosti dinamičkog spremnika topline Realnog modela o temperaturi okoliša pri preuzimanju (pražnjenju) toplinske energije

Može se zamijetiti kako količina toplinske energije, koja se može pohraniti unutar cjevovodne mreže, ne ovisi o toplinskom toku kojim se toplina privodi ili odvodi sustavu, već samo o opterećenju, tj. o termodinamičkim veličinama ogrjevnog medija – u prvom redu temperaturnim razinama. Navedeno potvrđuje činjenicu kako je akumulativnost cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja globalna dinamička karakteristika sustava te je invarijantna na toplinski tok kojim se toplina privodi ili odvodi od sustava.

Iznos toplinskog toka, kojim se toplinska energije privodi ili odvodi cjevovodnoj mreži, utječe samo na vrijeme koje je potrebno da se cjevovodna mreža, kao dinamički spremnik toplinske energije, napuni ili isprazni do graničnih vrijednosti (definirane temperaturama zasićenja, kako je prethodno bilo objašnjeno). Tablicom 11. dan je prikaz vremena potrebnog za dostizanje graničnih vrijednosti temperatura zasićenja ogrjevnog medija. Iz tablice je razvidno kako je s povećanjem dodatnog toplinskog toka vrijeme dostizanja temperature zasićenja kraće. U slučaju dodatnog toplinskog toka od 5 MW_t te pri temperatura okoliša od 10 °C i 12 °C, može se zamijetiti kako temperatura polaza ogrjevnog medija nije uspjela dostići graničnu vrijednost za vrijeme trajanje simulacije. Naime, toplinski tok od 5 MW_t nije bio dostatan da se temperatura ogrjevnog medija poveća s relativno niskih vrijednosti, savladaju povećani toplinski gubici koji nastaju te dostigne vrijednost ogrjevnog medija u polazu od 120 °C.

Tablica 11. Vrijeme potrebno za uspostavu novog stacionarnog stanja Realnog modela u ovisnosti o skokovitoj promjeni temperature polaza za različite temperature okoliša (h)

Temperatura okoliša, °C	Konstantni dodatni toplinski tok, MW _t							
	-20	-15	-10	-5	5	10	15	20
-18	5,72	7,86	12,03	25,56	16,67	8,08	5,28	3,69
-16	5,89	8,08	12,31	25,86	18,97	8,97	5,81	4,14
-14	5,75	7,92	12,11	25,92	19,56	9,36	6,11	4,39
-12	5,50	7,58	11,72	25,78	19,72	9,69	6,36	4,61
-10	5,22	7,22	11,25	25,33	20,50	10,22	6,78	4,94
-8	5,00	6,92	10,81	24,58	22,39	11,19	7,42	5,42
-6	4,81	6,67	10,39	23,42	25,86	12,72	8,39	6,14
-4	4,64	6,44	9,94	21,92	31,47	14,92	9,75	7,11
-2	4,44	6,14	9,42	20,06	40,00	17,89	11,50	8,36
0	4,14	5,75	8,72	17,89	52,56	21,69	13,72	9,89
2	3,67	5,17	7,75	15,42	70,69	26,31	16,28	11,67
4	2,83	4,33	6,56	12,64	96,89	31,50	19,11	13,61
6	-	3,00	5,08	9,58	136,81	37,06	22,08	15,64
8	-	-	2,78	6,39	221,11	42,69	25,06	17,67
10	-	-	-	2,08	-	48,50	27,97	19,61
12	-	-	-	-	-	55,19	31,03	21,58

Na temelju dobivenih rezultata može se ustvrditi kako mogućnost predaje toplinske energije (pražnjenja dinamičkog spremnika), ima veći potencijal sa smanjenjem temperature okoliša, u slučaju konstantnog smanjenja toplinskog toka. Razlog tomu je što je pri nižim temperaturama okoliša je temperatura polaza ogrjevnog medija viša pa je mogućnost smanjivanja temperaturnog režima ogrjevnog medija veća. Iz toga razloga kapacitet dinamičkog spremnika topline za pohranu i preuzimanje toplinske energije treba razmatrati zasebno, dok je temperatura okoliša, tj. toplinsko opterećenje ključna veličina za određivanje raspoloživog kapaciteta spremnika topline.

Na temelju dobivenih rezultata može se ustvrditi kako cjevovodna mreža sustava daljinskog grijanja ima promjenjivi kapacitet pohrane toplinske energije, ovisno o toplinskom opterećenju krajnjih korisnika, tj. ovisno o temperaturi okoliša.

Raspoloživi kapacitet za pohranu i/ili preuzimanje toplinske energije ima utjecaj na mogućnost pružanja fleksibilnosti proizvodnim postrojenjima za toplinsku energiju, kao što su kogeneracije, dizalice topline, električni kotlovi. Utjecaj raspoložive akumulativnosti dinamičkog spremnika topline na pogon i vođenje proizvodnih postrojenja analiziran je u sklopu poglavlja 5.

4.6.3 Osvrt na rezultate simulacija

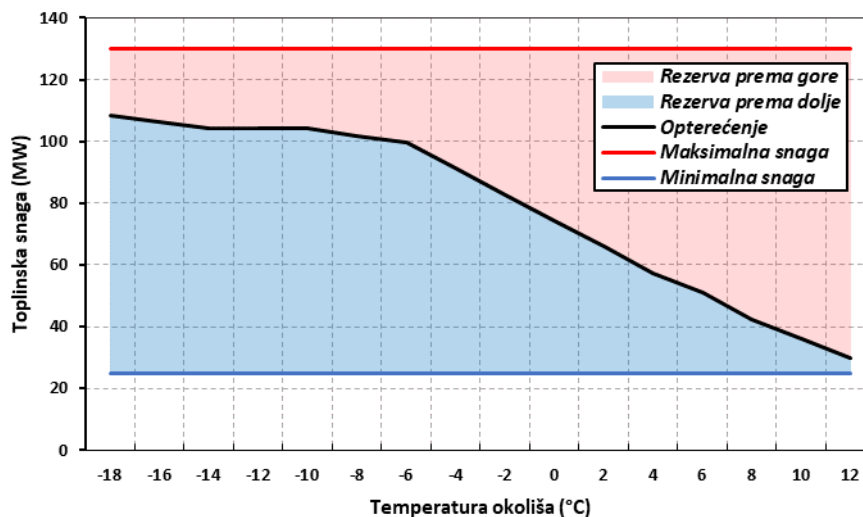
Simulacijama je ustanovljeno kako se cjevovodni sustav Realnog modela može koristiti kao dinamički spremnik toplinske energije, ali s određenim ograničenjima. Iako ne postoji temeljna razlika u dinamici procesa između pohranjivanja toplinske energije i preuzimanja toplinske energije iz dinamičkog spremnika, pojavljuje se razlika u apsolutnim iznosima koji se mogu pohraniti/preuzeti, ovisno o temperaturi okoliša. Također je potvrđena činjenica kako je akumulativnost sustava daljinskog grijanja globalna dinamička karakteristika sustava te kako je mogućnost pohrane invarijantna s obzirom na nametnuti toplinski tok, tj. s obzirom na gradijent promjene temperature polaza.

Međutim, ako se razmatraju rezultati provedenih simulacija, tada se može ustvrditi kako se utvrđena akumulativnost (prikazana slikama 46. i 47.) odnosi na cjevovodni sustav Realnog modela, koji je kalibriran s parametrima sustava daljinskog grijanja Grada Osijeka. Tako dobiveni rezultati ne mogu se smatrati općenitima i izravno primjenjivima za određivanje fleksibilnosti nekog drugog sustava daljinskog grijanja, niti mogu poslužiti za utvrđivanje potencijala fleksibilnosti koji određeni cjevovodni sustav ima i koji može biti korišten. Dobiveni rezultati odnose se na sustav daljinskog grijanja kojeg karakterizira ukupna duljina cjevovodne mreže u iznosu od cca. 44,5 km te vršno opterećenje na razini od 110 MW_t. Stoga, u nastavku je izvedena analiza kojom su definirani i utvrđeni općenitiji parametri za utvrđivanje akumulativnosti (fleksibilnosti) sustava daljinskog grijanja.

Slikom 48. prikazano je nekoliko ključnih podataka vezanih uz određivanje akumulativnosti cjevovodne mreže. Crnom linijom prikazano je toplinsko opterećenje Realnog modela u ovisnosti o temperaturi okoliša. Crvenom linijom prikazan je maksimalno mogući toplinski tok koji je predan cjevovodnoj mreži, dok je plavom linijom prikazan minimalni toplinski tok za koji je bila ispitivana akumulativnost cjevovodne mreže. Razlika između toplinskog opterećenja i maksimalnog toplinskog toka može se smatrati pozitivnom rezervom toplinske snage (rezerva prema gore), dok se razliku između toplinskog opterećenja i minimalnog toplinskog toka može smatrati negativnom rezervom toplinske snage (rezerva prema dolje)³. Drugim, riječima, toplinska snaga, tj. toplinski tok, koja se isporučuje cjevovodnom sustavu može se pri određenoj temperaturi okoliša povećavati za iznos između toplinskog opterećenja

³ Ovdje uvedeni pojmovi pozitivna i negativna rezerva toplinske snage nisu u izravnoj korelaciji s pozitivnom i negativnom rezervom snage električne energije pri pružanju pomoćnih usluga, iako se može primijetiti određena analogija. O mogućnostima pružanja pomoćnih usluga u sklopu elektroenergetskog sustava bit će više govora u sklopu poglavlja 5.8.

(crna linija) i maksimalne toplinske snage (crvena linija). Analogno, pri određenoj temperaturi okoliša, toplinski tok koji se predaje cjevovodnoj mreži može poprimiti vrijednost između toplinskog opterećenja i minimalne toplinske snage (plava linija).



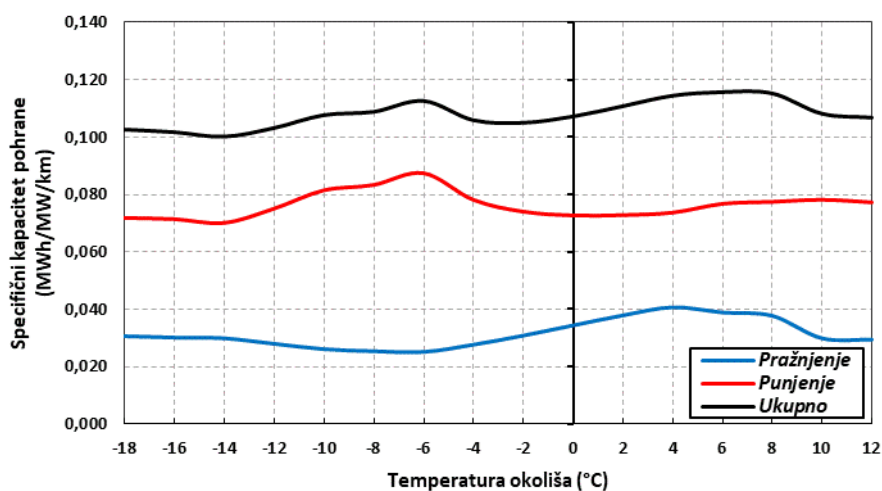
Slika 48. Moguće radne točke sustava daljinskog grijanja Realnog modela pri strategiji vođenja koja koristi raspoloživu fleksibilnost sustava

Navedenu rezervu snage (pozitivnu i negativnu) potrebno je staviti u korelaciju s raspoloživom akumulativnošću sustava daljinskog grijanja Realnog modela, koja je prikazana slikama 46. i 47. Navedena akumulativnost upravo se temelji na korištenju (aktivaciji) raspoložive rezerve toplinske snage. Ukoliko se akumulativnost cjevovodne mreže Realnog modela, tj. energija koju je moguće pohraniti unutar cjevovodne mreže, svede na jedinicu raspoložive rezerve snage, pri pripadnoj temperaturi okoliša, dobiva se specifični pokazatelj akumulativnosti. Drugim riječima, dobiva se informacija koliko je jedinica toplinske energije (MWh_t) moguće pohraniti za svaku jedinicu raspoložive rezerve snage (MW_t). Pritom, u slučaju cjevovodne mreže Realnog modela moguće je za svaki raspoloživi MW_t pozitivne rezerve snage pohraniti oko $3,4 MWh_t$ toplinske energije te preuzeti oko $1,4 MWh_t$ toplinske energije za svaku jedinicu raspoložive negativne rezerve snage. Ovakvo definiranom akumulativnošću izbjegava se ovisnost akumulativnosti o toplinskom opterećenju te se dobiva se informacija koliko je toplinske energije moguće pohraniti u cjevovodnu mrežu ukupne duljine cca. 44,5 km za slučaj kada je poznata raspoloživa rezerva snage.

Ovako određena akumulativnost odražava specifičnost pohrane toplinske energije, ali samo u određenoj mjeri. Navedenu mogućnost pohrane toplinske energije potrebno je svesti ne samo na raspoloživu rezervu snage, već i na ukupnu duljinu cjevovodne mreže. Na taj način dobiva

se informacija koliko je za svaki MW_t raspoložive rezerve toplinske snage i za svaki (kilo)metar cjevovodne mreže moguće pohraniti toplinske energije, tj. koliko cjevovodni sustav može pružati akumulativnosti, a time i fleksibilnosti.

Slikom 49. dan je prikaz specifične akumulativnosti sustava daljinskog grijanja za svaki MW raspoložive pozitivne i negativne rezerve snage po jedinici duljine cjevovodne mreže. Razvidno je kako se specifična akumulativnost za pohranu toplinske energije kreće u intervalu od 0,07 MWh/MW/km do 0,087 MWh/MW/km, dok u slučaju preuzimanja toplinske energije se kreće u intervalu od 0,025 MWh/MW/km do 0,041 MWh/MW/km. Crnom linijom je prikazana ukupna specifična akumulativnost cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja. Dakako, korištenje iste ne može biti u punom opsegu u samo jednom smjeru, već je određeno raspoloživim rezervama toplinske snage u pozitivnom i negativnom smjeru.



Slika 49. Specifični kapacitet pohrane toplinske energije unutar cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja – specifična akumulativnost

Ovime je pokazano kako sustavi daljinskog grijanja imaju ukupnu raspoloživu fleksibilnost na razini od 0,11 MWh za ukupnu rezervu snage (pozitivnu i negativnu) za svaki pripadni kilometar cjevovodne mreže. Ovako definiranom akumulativnošću ujedno je posredno određen i potencijal za korištenje sustava daljinskih grijanja kao izvora (pružatelja) fleksibilnosti proizvodnim jedinicama.

5 MODEL KOGENERACIJSKOG POSTROJENJA

Kogeneracija predstavlja tehnološki koncept kojim se energija goriva istovremeno transformira u mehaničku i toplinsku energije. U kogeneracijskim postrojenjima najčešće se kao gorivo koristi ili neki oblik fosilnog goriva (u današnje doba gotovo isključivo prirodni plin), ili biomasa i bioplin. Proizvedena mehanička energija redovito se koristi za pogon elektrogeneratora putem kojeg se transformira u električnu energiju i predaje se ili u elektroenergetski sustav ili se koristi za lokalne potrebe. Toplinska energija, koja se u određenoj mjeri može smatrati i nusproduktom, koristi se za zadovoljavanje srednje i nisko temperaturnih (do cca. 200 °C) toplinskih potreba. Kogeneracijsko postrojenje ima smisla instalirati samo ukoliko postoji potreba za toplinskom energijom nižih entalpijskih razina. Izgaranjem pogonskog goriva oslobađa se visokotemperaturna toplinska energija koju je poželjno koristiti za proizvodnju električne energije, dok se ostatna (neiskorištena) toplinska energija koristiti za zadovoljavanje toplinskih potreba. Ukoliko se toplinske potrebe zadovoljavaju zasebnim postrojenjem, tada se visokovrijedna toplinska energija, dobivena izgaranjem goriva, degradira na značajno niže temperaturne razine čime se ostvaruje značajan entropijski prirast. Slično, zasebnom proizvodnjom električne energije dolazi do otpuštanja značajne količine toplinske energije okolišu, što predstavlja degradaciju eksergije goriva.

Tehnologije kogeneracijskih postrojenja koje se koriste u energetsom sustavu mogu se podijeliti na sljedeće:

- parnoturbinski ciklus (*engl. Steam Turbine – ST*)
- plinska turbina (*engl. Gas Turbine – GT*)
- kombi-kogeneracijsko postrojenje plinske i parne turbine (*engl. Combined Cycle Gas Turbine – CCGT*)
- plinski motori (*engl. Gas Engines – GE*).

Pored navedenih tehnologija postoje još određene izvedbe koje se zbog svoje rijetke uporabe neće navoditi niti razmatrati u sklopu ovog rada. Postrojenja temeljena na parnoj turbini, osim što imaju lošiji stupanj djelovanja, karakteristična su po sporom odzivu na nametnuti poremećaj, što nije poželjna karakteristika postrojenja koje se uklapa u elektroenergetski sustav. Plinske turbine karakterizira izrazita fleksibilnost u pogonu, tj. brza promjena električne snage na pragu elektrane, što je izrazito povoljno u sustavu s povećanim udjelom intermitentnih, neupravljivih, izvora energije (vjetroelektrane, fotonaponski sustavi). Kombi-kogeneracijsko

postrojenje, s obzirom kako se radi o kombinaciji plinske i parne turbine, fleksibilno je u onoj mjeri koliko je fleksibilna plinska turbina. Navedeni tip kogeneracijskog postrojenja odlikuje visok stupanj djelovanja, električni preko 60 %, dok ukupni stupnja djelovanja (električni i toplinski) postiže vrijednosti od gotovo 90 %. Plinski motori predstavljaju relativno novu kogeneracijsku tehnologiju. Odlikuje ih izrazita fleksibilnost, kratki hladni start, visoki električni i ukupni stupanj djelovanja, dok s ekonomske strane, imaju nizak specifični trošak investicije, što je dodatno uporište za njihovo korištenje. Najveće jedinične nazivne snage kreću se do 20 MW_e, što u slučaju većih postrojenja zahtijeva modularni pristup pri izgradnji.

Neovisno o fleksibilnosti samih proizvodnih jedinica, pogonska strategija kogeneracijskih postrojenja primarno je definirana toplinskim potrebama. Iz toga razloga, vrlo često je proizvodnja električne energije u korelaciji s toplinskim potrebama, a ne s impulsima s tržišta električne energije. Spregom spremnika toplinske energije s kogeneracijskim postrojenjem dolazi do raskidanja krute veze između proizvodnje električne i zadovoljavanja potreba za toplinskom energijom. Time je omogućeno prilagođavanje strategije vođenja kogeneracijskog postrojenja impulsima s tržišta električne energije, a da se pritom ne narušava sigurnost opskrbe toplinskom energijom. U nastavku je detaljnije analizirano koje su mogućnosti u korištenju fleksibilnosti sustava daljinskog grijanja, kojeg se koristi kao spremnika toplinske energije s dinamičkim kapacitetom pohrane energije, a koji je ujedno spregnut s fleksibilnim kogeneracijskim postrojenjem.

5.1 Analiza raspoložive fleksibilnosti

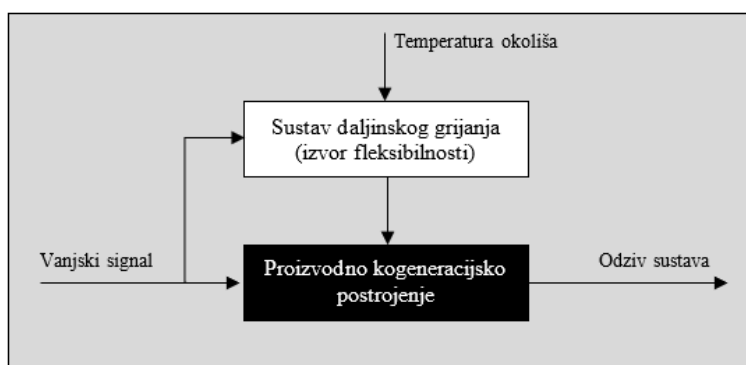
Modeliranjem i simuliranjem pogonskih režima rada sustava daljinskog grijanja ustanovljeno je kako sustavi daljinskog grijanja mogu biti spremnici toplinske energije. Isto tako, ustanovljena je razina fleksibilnosti koja se može ostvariti, u ovisnosti o rubnim uvjetima. Definirana fleksibilnost sustava daljinskog grijanja koristi se za određivanja pogonskih režima rada kogeneracijskih postrojenja. Navedeno implicira raskidanje krute veze između proizvodnje električne i toplinske energije te omogućava kogeneracijskim postrojenjima reagiranje na *vanjske signale*.

Aktivacija raspoložive fleksibilnosti kogeneracijskog postrojenja temelji se na određenom *vanjskom signalu*, kao što je primjerice promjena cijene električne energije ili zahtjev za aktivacijom pomoćnih usluga za potrebe uravnoteženja elektroenergetskog sustava. Kako je u uvodnim poglavljima napomenuto, takav *vanjski signal* se u literaturi zna nazivati i *penalty*

signal. Isto tako, moguće je ustvrditi kako je sustav koji pruža fleksibilnost napredan u onoj mjeri koliko je sposoban odazvati se na nametnuti *vanjski signal*. U slučaju kogeneracijskog postrojenja odziv na *vanjski signal* predstavljao bi promjenu u proizvodnji električne i toplinske energije. Navedeno bi za cilj imalo smanjenje neravnoteže između proizvodnje i potrošnje električne energije u vremenskoj i prostornoj domeni [102], tj. za cilj bi imalo otklanjanje tzv. regulacijskog odstupanja. Sinergijsko djelovanje sustava daljinskog grijanja, kao pružatelja fleksibilnosti, te proizvodnog kogeneracijskog postrojenja, kao korisnika fleksibilnosti, u slučaju nametanja tzv. *vanjskog signala* prikazano je slikom 50.

Uvođenje takvog pristupa s *vanjskim signalom*, te analizom fleksibilnosti na temelju spremnika toplinske energije s dinamičkim toplinskim kapacitetom, implicira mogućnost promjene isporučene toplinske energije sustavu daljinskog grijanja u određenom iznosu i trajanju. Drugim riječima, omogućava primjenu naprednih strategija vođenja kogeneracijskog postrojenja.

U sklopu ovog rada prikazano je kako je fleksibilnost, pružena od strane sustava daljinskog grijanja, dinamičkog tipa te se stoga nameće i potreba dinamičke analize utjecaja *vanjskog signala* na cjelokupan odziv sustava. Ako se pretpostavi da je odziv sustava daljinskog grijanja na *vanjski signal* linearan te invarijantan u vremenskoj domeni može se na temelju teorije linearnih sustava te analizom vremenskih serija uspostaviti korelacija između proizvodnje toplinske energije i *vanjskog signala* [103]. Pritom, proizvedena toplinska energija, tj. toplinska energija koja se predaje sustavu daljinskog grijanja, može se razdvojiti na dva dijela. Na onaj dio na koji se može utjecati *vanjskim signalom* te na drugi, stalni dio, koji je invarijantan (neovisan) na *vanjski signal*, kako je prikazano jednadžbom (30), izvedene na temelju [102, 103].

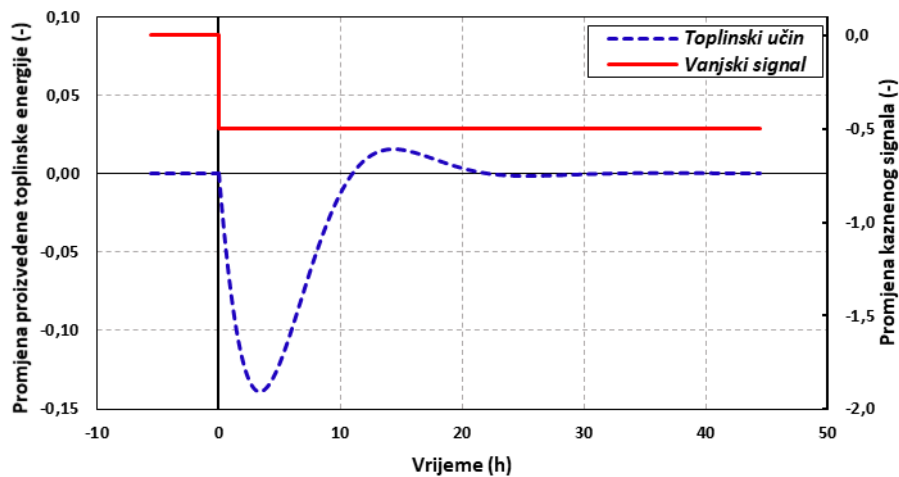


Slika 50. Shematski prikaz utjecaja vanjskog signala na spregnute sustave kogeneracijskog postrojenja i daljinskog grijanja

$$\Phi_{d,t} = \sum_{k=0}^{\infty} h_k \lambda_{t-k} + \Phi_{s,t} \quad (30)$$

Gdje je $\Phi_{s,t}$ stalni, neupravljivi dio potrošnje, a λ_t *vanjski signal* u vremenskom trenutku t . Veličina h_k je prijelazna funkcija koja odražava utjecaj poremećaja, tj. *vanjskog signala* na odziv sustava nakon k vremenskih koraka od trenutka poremećaja.

Slikom 51. prikazan je utjecaj promjene cijene električne energije na proizvedenu toplinsku energiju kogeneracijskim postrojenjem. Promjena cijene električne energije prikazana je relativno, u odnosu na vrijednost prije nastanka poremećaja te kao takva se može tumačiti kao *vanjski signal*. Smanjenje cijene električne energije doprinijelo je smanjenju proizvodnje toplinske energije te korištenju prethodno akumulirane toplinske energije unutar cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja. Nakon iscrpljivanja akumulirane, tj. raspoložive toplinske energije, ponovno je povećan angažman kogeneracijskog postrojenja.



Slika 51. Shematski prikaz odziva kogeneracijskog postrojenja u proizvodnji toplinske energije pri vanjskom signalu smanjenja cijene električne energije

Uvođenje dinamičkog spremnika toplinske energije, tj. dinamičkog izvora fleksibilnosti, doprinosi se povećanju kompleksnosti matematičkog modela prilikom određivanja optimalne strategije vođenja kogeneracijskog postrojenja. Punjenje i pražnjenje spremnika u određenom trenutku ne ovisi samo o rubnim uvjetima u tom trenutku (cijeni električne energije, cijeni pogonskog goriva, potrebi za toplinskom energijom i sl.), već ovisi i o rubnim uvjetima koji će nastupiti u predstojećem razdoblju provođenja simulacije. Iz toga razloga simulacijski algoritam mora sagledati cjelokupno razdoblje simulacije (jedna godina) i tek tada odrediti

strategiju vođenja u svakom pojedinom koraku simulacije (svaki sat). Posljedično, za izradu detaljnog matematičkog modela kogeneracijskog postrojenja, spregnutog sa sustavom daljinskog grijanja Realnog modela, odabran je računalni paket *PLEXOS® Integrated Energy Model*⁴ (u nastavku *PLEXOS*) koji je razvijen od strane Energy Exemplar-a.

Uspostavljenim modelom provela se simulacija rada kogeneracijskog postrojenja i pomoćnih kotlovskih (vršnih) jedinica spregnutih sa sustavom daljinskog grijanja Realnog modela, što je u konačnici rezultiralo iznalaženjem optimalne strategije vođenja. *PLEXOS*, kao optimizacijski alat, optimizira funkciju cilja koja objedinjuje sve operativne rashode i prihode pripadajućeg modela. Optimizacijski algoritam prvenstveno ima za cilj zadovoljiti konzum za ogrjevnom topline. Dakako, postavkama simulacije može se definirati određeni, tj. željeni stupanj detalja simulacije koji će doprinijeti kvaliteti i vjerodostojnosti samih rezultata. U sklopu analize razmatrani su različiti scenariji, kako će kasnije biti prikazano. Kako bi scenariji međusobno bili usporedivi nametnuti su jednaki početni i rubni uvjeti.

Ono što je potrebno napomenuti jest činjenica kako je *PLEXOS* prvenstveno namijenjen simuliranju tržišta električne energije, tj. optimiranju strategije vođenja elektroenergetskih jedinica za proizvodnju električne energije i maksimiziranju prihoda istih. Kako je u sklopu ove analize ključni naglasak na zadovoljavanju prvenstveno potreba za ogrjevnom topline, razvijen je dodatni model koji detaljno modelira pogonske režime rada kogeneracijskih jedinica. Spomenutim dodatnim modelom ogrjevna topline modelirana je kao električna energija, uz nametanje određenog broja ograničenja (tzv. *constraint*-a). Takvim pristupom bilo je moguće pokriti cijeli spektar pogonskih režima proizvodnje ogrjeвне topline i električne energije, uvesti u analizu dinamičke promjene, tj. ovisnost performansi proizvodnih jedinica o opterećenju. Dakako, takvim pristupom polučeni su i neželjeni efekti, prvenstveno u kontekstu trajanja simulacija jer svako dodatno ograničenje višestruko usložnjuje model te posljedično zahtijeva više računalnih kapaciteta, tj. vremena za izvođenje simulacija.

5.2 Analizirani scenariji

U sklopu analiza mogućnosti korištenja cjevovodnog sustava Realnog modela kao dinamičkog spremnika toplinske energije, spregnutih s kogeneracijskim postrojenjem, definirano je više različitih scenarija. Različiti scenariji omogućavaju valorizaciju tehničkih i ekonomskih

⁴<https://energyexemplar.com/software/plexos-desktop-edition/>

učinaka korištenja cjevovodne mreže kao dinamičkog spremnika toplinske energije. Simulacije su provedene za sljedeće grupe scenarija:

- **Bazni:** sprega kogeneracijskog postrojenja i vršnih kotlova sa sustavom daljinskog grijanja Realnog modela bez mogućnosti pohrane toplinske energije unutar cjevovodne mreže. Ova grupa scenarija može se smatrati BAU scenarijima (*engl. Business As Usual*) i služe za komparaciju s preostalim scenarijima.
- **Akumulacijski:** sprega kogeneracijskog postrojenja i vršnih kotlova sa sustavom daljinskog grijanja Realnog modela te s korištenjem spremnika toplinske energije. Ovom grupom scenarija obuhvaćeni su scenariji u kojima je cjevovodna mreža sustava daljinskog grijanja tretirana kao dinamički spremnik toplinske energije (dalje u tekstu koristit će se oznaka DS) te scenariji s konvencionalnim spremnikom toplinske energije (dalje u tekstu koristit će se i oznaka KS). Konvencionalni spremnik toplinske energije uključen je u analizu kako se bolje mogli analizirati učinci dinamičkog spremnika toplinske energije⁵.
- **Pomoćne usluge:** ova grupa scenarija podrazumijeva iste postavke kao *Akumulacijski* scenariji, ali s razlikom što se u ovim scenarijima analizira i mogućnost da kogeneracijsko postrojenje pruža pomoćne usluge, u različitim iznosima, operatoru prijenosnog sustava.

Bazni scenariji koriste se kao temeljni, referenti scenariji. U njima se neće koristiti cjevovodna mreža sustava daljinskog grijanja Realnog modela kao dinamički spremnik topline te se također neće razmatrati niti korištenje konvencionalnog spremnika toplinske energije. Rezultati dobiveni tim scenarijima koristit će se za usporedbu s preostalim scenarijima kako bi se mogle odrediti koristi korištenja cjevovodne mreže kao dinamičkog spremnika topline.

Akumulacijska grupa scenarija podrazumijeva korištenje cjevovodne mreže kao dinamičkog spremnika toplinske energije te su također ovom grupom obuhvaćeni i scenariji s konvencionalnim spremnikom toplinske energije. Uvođenje scenarija s konvencionalnim spremnikom doprinijet će boljoj usporedbi i valorizaciji korištenja cjevovodne mreže kao dinamičkog spremnika toplinske energije. Cilj ove grupe scenarija je odrediti koliko se koristi

⁵ Konvencionalni spremnici toplinske energije integrirani u sustave daljinskih grijanja predstavljaju veliku zapremninu vrela vode smještene unutar čelične, dobro izolirane, posude (rijeđe betonske ili kompozitne). U pravilu se podrazumijeva pohrana osjetne topline, iako nije isključena opcija pohrane i latentne toplinske energije [104]. U sklopu ovog rada konvencionalni spremnici toplinske energije služit će za pohranu osjetne toplinske energije.

ostvarilo s dinamičkim spremnikom topline (cjevovodna mreža) te koliko se koristi moglo ostvariti s konvencionalnim spremnikom topline. Korištenje spremnika toplinske energije doprinijet će razdvajanju povezanosti proizvodnje električne i toplinske energije, a sve u cilju zadovoljavanja toplinskih potreba te reagiranja na cjenovne impulse s tržišta električne energije. Ukoliko kogeneracijsko postrojenje nije spregnuto sa spremnikom toplinske energije, strategija vođenja ne može biti temeljena na impulsima s tržišta električne energije, već isključivo impulsima vezanim uz toplinske potrebe. Dodavanjem spremnika toplinske energije, postoji mogućnost određivanja strategije vođenja sukladno impulsima s tržišta električne energije što posljedično dovodi do povećanja prihoda od prodaje električne energije. Proizvodnja električne energije može biti maksimizirana tijekom razdoblja viših i visokih cijena električne energije, a spremnik toplinske energije omogućava pritom diskrepanciju (disbalans) između proizvodnje toplinske energije i trenutnih potreba krajnjih korisnika.

Scenariji *Pomoćne usluge* slični su grupi scenarija *Akumulacijski*. Međutim, ovim scenarijima se ne analizira samo mogućnost prilagođavanja strategije vođenja kogeneracijskog postrojenja tržišnim impulsima, već se analizira koliko kogeneracijske jedinice, kao aktivni elementi elektroenergetskog sustava mogu pružati pomoćnih usluga. Pružanjem pomoćnih usluga ostvaruju se dodatni prihodi kogeneracijskim jedinicama. Dakako, i u ovim scenarijima strategija vođenja kogeneracijskih jedinica temeljit će se na impulsima s tržišta električne energije. U sklopu ovih scenarija varirat će se iznosi zahtijevane rezerve snage. Detaljniji opis pretpostavki korištenih u ovom scenariju dan je u sklopu poglavlja 5.8.2.

Kako je iz prethodnog opisa moguće zaključiti, analizirani scenariji se međusobno preklapaju. Tablicom 12. dan je prikaz svih 7 analiziranih scenarija. U sklopu tablice navedeni su iznosi zahtijevane rezerve snage za svaki pripadajući scenarij. Što se tiče akumulativnosti, tj. pohrane toplinske energije, u scenarijima u kojim se koristi cjevovodna mreža Realnog modela kao spremnik topline stavljena je oznaka *Dinamički*, dok je za konvencionalna spremnik topline usvojen kapacitet pohrane u iznosu od 800 MWh_t.

Nomenklatura svakog pojedinog scenarija u sebi prikazuje ima li određeni scenarij mogućnost pohrane toplinske energije ili ne. Pritom oznaka nAKU ukazuje kako nema pohrane (akumulacije) toplinske energije, dok oznaka AKU ukazuje kako je predviđena pohrana (akumulacija) toplinske energije razmatranim scenarijem. Oznaka AS ukazuje da se scenarijem ispituje mogućnost pružanja pomoćnih usluga (*engl. Ancillary Services*). Pritom, sufiks „+“ ukazuje na višu razinu zahtijevane rezerve snage, dok sufiks „–“ na nižu razinu. Oznaka nAS

ukazuje kako se scenarijem ne istražuje mogućnost pružanja pomoćnih usluga. Distinkcija tipa spremnika toplinske energije omogućava se oznakama DS i KS. Oznaka DS ukazuje na dinamički spremnik, a KS na konvencionalni spremnik toplinske energije. Određene grupe scenarija također se mogu označiti samo jednom od navedenih oznaka. Primjerice scenariji s oznakom AKU podrazumijevaju sve scenarije koji sadržavaju spremnik toplinske energije, ali isto tako i scenarija s i bez pružanja pomoćnih usluga.

Tablica 12. Pregled analiziranih scenarija

Scenarij		Karakteristike scenarija	
		Rezerva snage	Kapacitet spremnika topline
		MW _e	MWh _t
nAKU		0	0
AKU	DS	AS+	+/- 20,2
		AS-	+/- 10,1
		nAS	0
	KS	AS+	+/- 20,2
		AS-	+/- 10,1
		nAS	0

O konkretnim iznosima navedenim u tablici više riječi bit će u nastavku.

Svi navedeni scenariji imaju iste rubne uvjete, kao što je toplinsko opterećenje, cijena električne energije, prirodnog plina, karakteristike proizvodnih jedinica i sl. Više o rubnim uvjetima, tj. pretpostavka korištenim u simulaciji bit će riječi u narednim poglavljima.

5.3 Tehničke performanse razmatranih tehnologija

Kako bi se zadovoljile potrebe krajnjih korisnika toplinske energije Realnog modela potrebno je osigurati dostatne kapacitete za proizvodnju toplinske energije. U sklopu ovog rada, gdje je cilj analizirati utjecaj mogućnosti korištenja sustava daljinskog grijanja kao dinamičkog spremnika toplinske energije, razmatrano je kogeneracijsko postrojenje plinskih motora te vršnih plinskih kotlova. Pored kogeneracijskog postrojenja potrebno je predvidjeti i ugradnju vršnih plinskih kotlova iz više razloga. Primjerice, ukoliko je toplinsko opterećenje više od nazivne toplinske snage kogeneracijskog postrojenja ili ukoliko je toplinsko opterećenje manje od tehničkog minimuma kogeneracijskog postrojenja, potreban je angažman vršnih kotlovskih jedinica. Također, moguće je u slučaju lošeg odnosa cijene električne energije i prirodnog plina

(niska cijena električne energije te visoka cijena prirodnog plina) dati prednost angažmanu kotlovskim jedinicama.

Nazivna snaga kogeneracijskog postrojenja, zajedno s vršnim kotlovskim jedinicama ovisi o vršnom opterećenju koje se može pojaviti u sustavu daljinskog grijanja. Sukladno ovisnosti vanjske temperature okoliša i toplinskog opterećenja (definirano ovisnošću na slici 18) može se ustanoviti kako je za Realni model vršno potencijalno opterećenje na razini od 110 MW_t. Uzimajući u obzir dobru inženjersku praksu kako se toplinska snaga kogeneracijskog postrojenja određuje na način da bude na razini od 70 % vršnog opterećenja [105], u sklopu ove analize usvojeno je kako je potrebna toplinska snaga kogeneracijskog postrojenja na razini od 80 MW_t. U sklopu analiza provedenih u ovom doktorskom radu neće se razmatrati mogućnost ispada kogeneracijskih ili vršnih kotlovskih jedinica iz pogona, kao niti planirani godišnji remont jer to nije u fokusu istraživanja. Njihovo razmatranje doprinijelo bi kompleksnosti modela, ali ne bi imalo relevantnost u pogledu mogućnosti koje sustav daljinskog grijanja može pružiti proizvodnim jedinicama. S obzirom na navedeno, potrebna toplinska snaga vršnih kotlovskih jedinica procijenjena je na razini od 40 MW_t. Kako će kasnije biti prikazano, potrebna toplinska snaga vrelovodnih kotlova može se zadovoljiti s dvije kotlovske jedinice.

Za kogeneracijsku tehnologiju odabrani su plinski motori. Tehnologija plinskih motora većih snaga za energetske potrebe dostigla je zadovoljavajući stupanj tehnološkog razvoja te se učestalo pojavljuju i u kogeneracijskim izvedbama gdje se otpadna toplina ispušnih plinova i toplina dobivena hlađenjem ulja koristi za zadovoljavanje toplinskih potreba. Odnos proizvodnje električne i toplinske energije u nazivnoj radnoj točki približno je 1:1. Nazivne snage plinskih motora kreću se do razine 20 MW_e, tj. 20 MW_t. Upravo takve kogeneracijske jedinice plinskih motora razmatrat će se u sklopu ovog rada u cilju zadovoljavanja toplinskih potreba Realnog modela.

Tablicom 13. dani su podaci o proizvodnim jedinicama korištenim u simulacijama Realnog modela.

Tablica 13. Tehničke performanse proizvodnih tehnologija (na temelju [106, 107, 108])

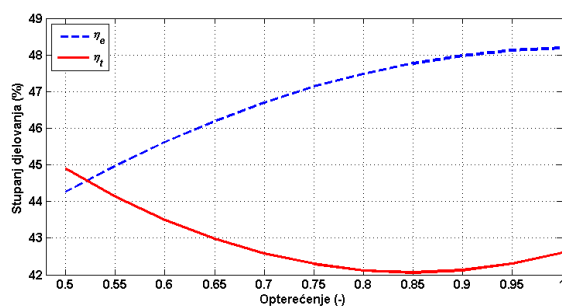
Karakteristika	Jed. mj.	Plinski motor	Vrelovodni kotao
Broj jedinica	-	4	2
Jedinična nazivna električna snaga	MW _e	20,2	-
Jedinična nazivna toplinska snaga	MW _t	17,9	23,3
Nazivni električni stupanj djelovanja	%	48,2	-
Nazivni toplinski stupanj djelovanja	%	42,6	92
Specifični utrošak topline goriva	kJ/kWh	7.473	3.913
Tehnički minimum	%	50	20
Vrijeme pokretanja - hladni start	min	5	-
Gradijent promjene snage (<i>ramp rate</i>)	MW/min	10	-
Minimalno vrijeme u pogonu	h	2	3

Na temelju odabrane tehnologije i broja proizvodnih jedinica ukupna toplinska snaga korištena u simulacijama rada Realnog modela spregnutog s proizvodnim jedinicama iznosi 118,2 MW_t, dok ukupna raspoloživa električna snaga iznosi preko 80 MW_e, kako je prikazano tablicom 14.

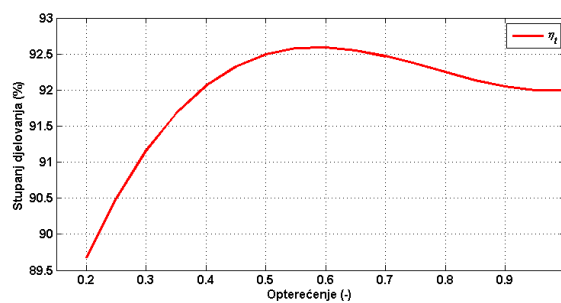
Tablica 14. Raspoloživa toplinska i električna snaga

Proizvodna tehnologija	Ukupna električna snaga, MW _e	Ukupna toplinska snaga, MW _t
Plinski motori	80,8	71,6
Vrelovodni kotlovi	-	46,6
UKUPNO	80,8	118,2

Odgovarajuća pozornost posvećena je kako modeliranju učinkovitosti, tako i ostalih pogonskih parametara svake proizvodne jedinice, ovisno u stupnju opterećenja iz razloga što pogonske karakteristike nisu linearne. Slikom 52. prikazana je ovisnosti stupnja djelovanja kogeneracijske jedinice o opterećenju. Stupanj djelovanja vrelovodnog kotla prikazan je slikom 53.



Slika 52. Prikaz ovisnosti stupnja djelovanja kogeneracijske jedinice plinskog motora o relativnom opterećenju

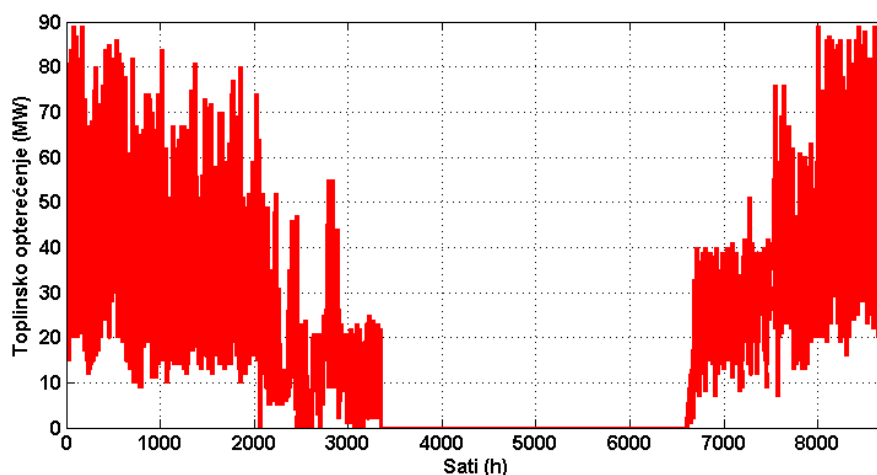


Slika 53. Prikaz ovisnosti stupnja djelovanja jedinice vrelovodnog kotla o relativnom opterećenju

5.4 Energetske potrebe

Toplinski konzum jednak je u svim scenarijima i zadan je na satnoj razini. Toplinski konzum modeliran je prema krivuljama satnog toplinskog opterećenja ostvarenog u 2016. godini.

Ukupni toplinski konzum Realnog modela u 2016. godini, koji je ujedno korišten kao ulazni podatak u simulaciji iznosi 181,3 GWh. Prikaz satne distribucije toplinskih potreba Realnog modela dan je slikom 54.



Slika 54. Satna distribucija konzuma toplinske energije Realnog modela

Potrebe za električnom energijom nisu modelirane, tj. nisu bile definirane, već je električna energija bila tretirana kao sporedni proizvod za koji se ostvarivao prihod na tržištu električne energije. Cijena električne energije bila je ključni čimbenik za davanje signala kogeneracijskim jedinicama za proizvodnju električne i toplinske energije, u razdobljima visokih cijena električne energije. Također, moguće je očekivati kako je proizvodnja toplinske energije iz vršnih vrelovodnih jedinica konkurentnija u razdobljima niskih cijena električne energije.

5.5 Cijene električne i toplinske energije te pogonskog goriva

Cijena električne energije zadana je u svakom satu tijekom simulacijskog razdoblja i jednaka je u svim razmatranim scenarijima.

Za potrebe ove analize uzet je satni niz cijena za 2016. godinu s burzi električne energije BSP⁶ i HUPX⁷. Određen je njihov satni prosjek za svih 8.784 sati (prijestupna godina). Na taj način dobivena je karakteristična krivulja kretanja cijene električne energije koja u sebi odražava ekstremne vrijednosti električne energije. Razlog zašto je 2016. godina izabrana kao godina za određivanje satne krivulje kretanja cijene električne energije jest činjenica kako je satno kretanja toplinskog konzuma također određeno na temelju ostvarenja iz 2016. godine. Na taj način očuvana je korelacija između kretanja toplinskih potreba tijekom radnih dana i vikenda s kretanjima cijene električne energije tijekom godine.

Prosječan iznos cijene električne energije u 2016. godine, temeljen na prosjeku cijena dviju regionalnih burzi električne energije iznosi 35,52 EUR/MWh. Maksimalan iznos ostvarene cijene iznosi 101,19 EUR/MWh, dok minimalna vrijednost iznosi -2,75 EUR/MWh.

Satni niz cijena električne energije za 2016. godinu, razvijen na prethodno opisan način, korišten je kao ulazni podatak za određivanje strategije vođenja kogeneracijskih postrojenja, tj. za modeliranje prihoda proizvodnih jedinica za proizvodnju električne i toplinske energije.

Cijena električne energije, kao varijabla u matematičkom modelu, tretirana je kao egzogena varijabla, tj. pretpostavljeno je kako utjecaj proizvodnje električne energije kogeneracijskim postrojenjem ne utječe na formiranje iznosa cijene električne energije na pripadajućim tržištima.

Cijena toplinske energije nije uzimana u obzir prilikom izrade matematičkog modela u PLEXOS-u iz razloga što je zadovoljavanje toplinskih potreba imperativ, i u svakom slučaju toplinske potrebe moraju biti zadovoljene. Cijena toplinske energije nema utjecaj na određivanje strategije vođenja kogeneracijskih i kotlovskih jedinica. Cijena toplinske energije je konstantna i bit će uzeta u obzir u sklopu financijsko-ekonomske analize.

⁶BSP SouthPool Regional Energy Exchange, www.bsp-southpool.com

⁷Hungarian Power Exchange, www.hupx.hu

Za cijenu prirodnog plina usvojena je konstanta vrijednost na godišnjoj razini u iznosu od 22 EUR/MWh [109].

Ovdje je potrebno ustvrditi kako cijena prirodnog plina, a niti električne energije nije presudan čimbenik za provođenje simulacija u cilju određivanja mogućnosti, tj. koristi koju cjevovodna mreža Realnog modela može pružiti kao dinamički spremnik toplinske energije. Odnos cijena električne energije i prirodnog plina imao bi značajno veći utjecaj kada bi se analizirale različite proizvodne tehnologije, sa značajno većim instaliranim proizvodnim kapacitetom, nego što je toplinski konzum.

5.6 Postavke simulacija

Rezultati samih simulacija u određenoj mjeri dakako ovise o postavkama simulacijsko-optimizacijskog algoritma. Naime, kao bitan čimbenik rezultata simulacija je tzv. korak optimizacije, tj. vremenski interval u kojemu se traži optimalna konfiguracija pogonskih parametara svih razmatranih tehnologija. U svakom koraku simulacije pogonski parametri proizvodnih jedinica moraju biti odabrani tako da konzum ogrjevnog toplina bude zadovoljen, a da se pritom minimiziraju rashodi, tj. maksimizira dobit na tržištu električne energije. Dakako, sva nametnuta ograničenja u simulaciji pritom ne smiju biti narušena. Uzimajući u obzir razdoblje za koje se provode simulacije pogona proizvodnih jedinica spregnutih s Realnim modelom (jedna godina) te činjenice kako su podaci o konzumu ogrjevnog toplina dostavljeni na satnoj bazi, cjelokupna simulacija provedena je s vremenskim korakom od jednog sata.

Simulacija rada proizvodnih jedinica svih scenarija provedena je za razdoblje 2016. godine.

U cilju provedbe što kvalitetnije analize, tj. kako bi rezultati u najvećoj mogućoj mjeri reflektirali stvarne pogonske režime, simulacijskom algoritmu nametnuti su određeni dodatni zahtjevi koji nisu strogo definirani tehničkim performansama, već su stvar iskustva modeliranja i eksploatacije analiziranih tehnologija. Kao osnovne dodatne odrednice, koje su nametnute svakoj analiziranoj tehnologiji, tj. proizvodnoj jedinici za proizvodnju električne i/ili toplinske energije, može se izdvojiti trošak pokretanja proizvodne jedinice i minimalno vrijeme u pogonu.

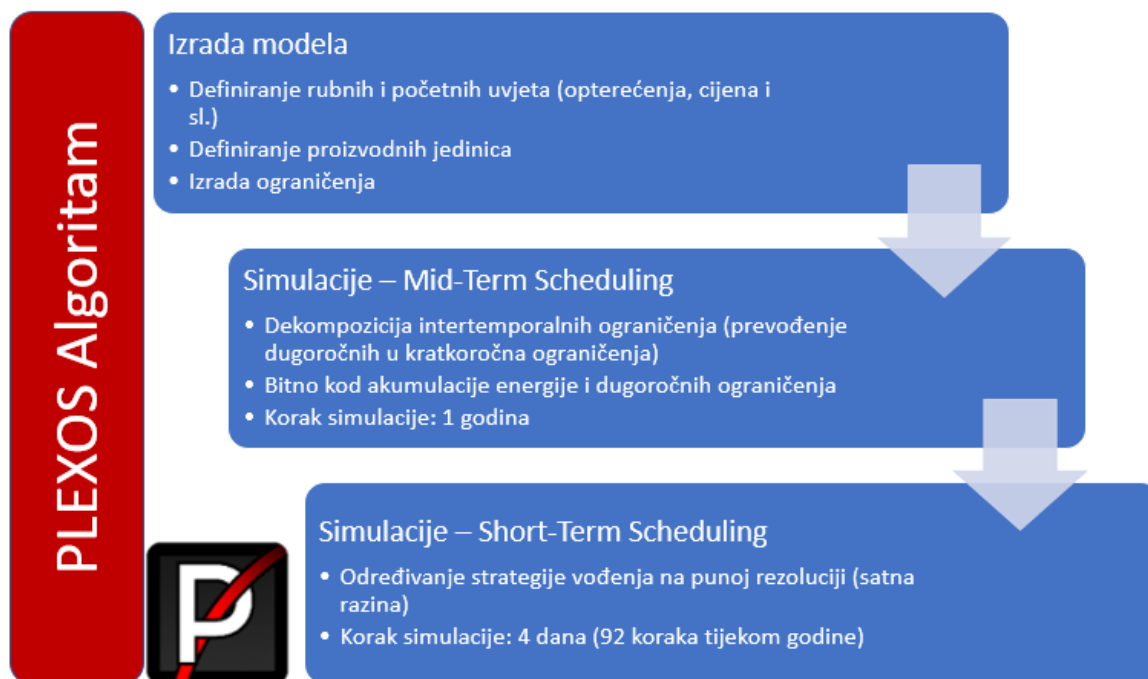
Trošak pokretanja je mehanizam u simulacijsko-optimizacijskom algoritmu koji doprinosi realnijim rezultatima kako s tehničke, tako i ekonomske perspektive. Naime, trošak pokretanja iz ekonomske perspektive doprinosi smanjenom broju pokretanja jer funkcija cilja pokušava zadovoljiti minimalni mogući operativni trošak postrojenja. S druge strane, tehnički nije

oportuno prekomjerno pokretati i zaustavljati proizvodne jedinice jer se time stvaraju neželjena termička naprezanja koja dovode do zamora materijala. Navedeno za posljedicu može imati skraćivanja životnog vijeka te povećanja rizika od nepredviđenih ispada. Svako analiziranoj proizvodnoj jedinici pridodan je trošak pokretanja, koji se kreće od 60 EUR za plinske motore do 160 EUR za vršne kotlove [107].

Minimalno vrijeme u pogonu simulira realne okolnosti na sličan način kao gore spomenuti trošak pokretanja, ali bez ekonomske dimenzije. Ovim kriterijem izbjegavaju se pogonski režimi u kojima se simulacijskim algoritmom odredi strategija vođenja sustava koju karakteriziraju učestalo puštanje i obustavljanje iz pogona proizvodnih jedinica, neovisno o trošku pokretanja, a sve zbog velikih fluktuacija cijena energenata i proizvodnih oblika energije (primjerice impulsi s tržišta električne energije). U tom kontekstu je nametnuto minimalno vrijeme u pogonu od 2 sata u slučaju plinskih motora te 3 sata u slučaju vrelovodnih kotlova [107].

Kao dodano nametnuto ograničenje nemogućnost je ispuštanja/predaje viškova toplinske energije okolišu. Naime, kogeneracijskom postrojenju nije omogućeno da proizvodi električnu energiju, a da pritom toplinsku energiju, koja bi se mogla korisno upotrijebiti, predaje okolišu. Na taj način smanjen je angažman kogeneracijskog postrojenja, ali ujedno i osiguran status visokoučinkovite kogeneracije, sukladno direktivi 2012/27/EU Europskog parlamenta i vijeća o energetske učinkovitosti [110], koja nalaže uštedu primarne energije od minimalno 10 %.

Provođenje simulacija u *PLEXOS*-u provodi se u nekoliko koraka. Shema hijerarhijskog procesa optimizacije prikazano je slikom 55.



Slika 55. Shema procesa optimizacije u PLEXOS-u

5.7 Dinamički spremnik toplinske energije – akumulator topline

U sklopu poglavlja 4.6.2. prikazana je akumulativnost cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja u ovisnosti o temperaturi okoliša. S obzirom na činjenicu kako je temperatura okoliša glavna varijabla za definiranje temperature polaza ogrjevnog medija, a ujedno i toplinskog opterećenja Realnog modela, kako je definirano u sklopu poglavlja 4.1., akumulativnost sustava daljinskog grijanja Realnog modela mogla bi se definirati i u ovisnosti o toplinskom opterećenju. Međutim, u sklopu ove analize provedeno je modeliranje spremnika toplinske energije u ovisnosti o temperaturi okoliši. Na temelju rezultata provedenih simulacija za akumulativnost cjevovodnog sustava Realnog modela određen je maksimalno mogući kapacitet za pohranu toplinske energije u svakom satu tijekom razdoblja simuliranja proizvodnih postrojenja za proizvodnju toplinske i električne energije. Akumulativnost je određena na temelju poznatog satnog niza temperature okoliša za svaki sat u 2016. godini.

Raspoloživi kapacitet za pohranu, tj. preuzimanje toplinske energije iz cjevovodnog sustava Realnog modela, korišten je kao ulazni podatak za matematički model razvijen u PLEXOS-u (scenariji s oznakom DS). Na temelju istog određena je optimalna strategija vođenja proizvodnih jedinica u cilju zadovoljavanja toplinskog konzuma te maksimiziranja prihoda od prodaje električne energije na tržištu.

Kako je prethodno bilo navedeno, u sklopu provedenih analiza, dio scenarija se provodio sa konvencionalnim spremnikom toplinske energije. Takvi spremnici toplinske energije, kako je i prethodno navedeno, predstavljaju dobro izoliranu veliku posudu vrele vode. U sklopu ovdje provedenih analiza, usvojena je pretpostavka da konvencionalni spremnik (oznaka KS) ima kapacitet pohrane toplinske energije u iznosu 800 MWh_t.

5.8 Pomoćne usluge

5.8.1 Uvodno o pomoćnim uslugama

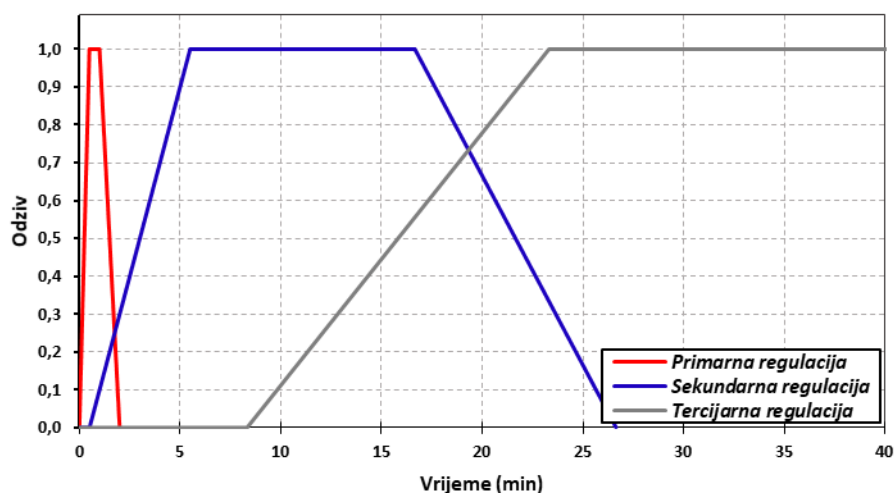
Integracija većih udjela intermitentnih obnovljivih izvora, prvenstveno vjetroelektrana i fotonaponskih elektrana, doprinosi sve većim zahtjevima za uravnoteženjem elektroenergetskog sustava. Pritom, operator prijenosnog sustava, koji je zadužen za pouzdano i nesmetano funkcioniranje elektroenergetskog sustava, osigurava stabilnost sustava raznim mehanizmima. Jedan od njih je i aktivacija pomoćnih usluga. Važnost pomoćnih usluga i njihova dobava prepoznata je, između ostaloga, i novim zakonodavnim okvirom Europske Komisije, vezan uz energetiku, tzv. Zimski paket [4].

Sukladno Mrežnim pravilima prijenosnog sustava [111], a koja se između ostaloga temelje na ENTSO-e smjernicama [112], pomoćne usluge definirane su kao: *dobavljive pojedinačne usluge koje radi ostvarenja usluga elektroenergetskog sustava operator prijenosnog sustava dobavlja od korisnika mreže koji te usluge pružaju prema posebnim ugovorima*. U kontekstu integracije postrojenja za proizvodnju toplinske energije (kogeneracijska postrojenja, ali se također analiza može primijeniti i na postrojenja dizalica topline i električnih kotlova) u elektroenergetski sustav, poželjno je analizirati doprinos istih u pružanju pomoćnih usluga kao što su primarna, sekundarna i tercijarna regulacija frekvencije i snage razmjene. Navedene usluge podrazumijevaju rezervu snage pri proizvodnim jedinicama koje sudjeluju u pružanju istih, a sve u cilju održavanja frekvencije elektroenergetskog sustava u zadanim granicama. Načelno, ukoliko dođe do pada frekvencije angažira se dodatna snaga proizvodnih jedinica kako bi frekvencija opet postigla nazivnu vrijednost. U suprotnom, ukoliko dođe do povećanja frekvencije, što znači da je trenutna potrošnja manja nego proizvodnja električne energije, mora se smanjiti proizvodnja, tj. snaga proizvodnih jedinica na pragu elektrana.

Primarnu regulaciju frekvencije i snage odlikuje sekundni odziv na nastali poremećaj u elektroenergetskom sustavu (primjerice odstupanje frekvencije od nazivne vrijednosti za više

od ± 20 mHz [113]). Rezerva primarne regulacije mora se u potpunosti aktivirati u razdoblju od 30 sekundi od nastanka poremećaja u elektroenergetskom sustavu kako bi se spriječilo daljnje odstupanje frekvencije od nazivne vrijednosti. Djelovanje sekundarne regulacije frekvencije i snage razmjene ima za cilj osloboditi rezervu primarne regulacije te izvršiti regulaciju frekvencije na nazivnu vrijednost. Sekundarna regulacija mora preuzeti djelovanje od primarne regulacije najkasnije 30 sekundi od nastanka poremećaja, dok cjelokupni opseg sekundarne rezerve snage mora biti raspoloživ unutar razdoblja od 5 minuta. Pored primarne i sekundarne regulacije frekvencije i snage razmjene, postoji i tercijarna regulacija, koja mora biti aktivirana u punom iznosu u razdoblju od 15 minuta od trenutka naloga operatora prijenosnog sustava. Slično kao i u slučaju sekundarne i primarne regulacije, tercijarna regulacija mora preuzeti djelovanje sekundarne regulacije, kako bi se oslobodio aktivirani opseg sekundarne regulacije.

Na slici 56. shematski je prikazana aktivacija pojedine pomoćne usluge za regulaciju frekvencije i snage razmjene.



Slika 56. Princip djelovanja pojedinog oblika regulacije (na temelju [114])

Kada se analiziraju pomoćne usluge valja napomenuti kako se mogućnost pružanja pomoćnih usluga usko veže uz fleksibilnost proizvodnih jedinica integriranih u elektroenergetski sustav. Kogeneracije nisu jedina tehnologija koje povezuje elektroenergetski i toplinarski sustav. Dizalice topline i električni kotlovi, koji se mogu svrstati u tzv. *Power-to-Heat* tehnologije, fleksibilnim vođenjem također mogu pružati pomoćne usluge. Dakako, jedan od preduvjeta je njihova sprega sa spremnicima toplinske energije. Navedeno implicira činjenicu kako pružanje pomoćnih usluga više nije isključivo vezano uz proizvodne jedinice za električnu energiju, već i na strani potrošača električne energije. Stoga, za budući razvoj pomoćnih usluga i tržišta

pomoćnih usluga, poželjno je primijeniti tržišne mehanizme gdje god je to moguće. Na taj način osigurat će se na ekonomski učinkoviti i tehnički izvediv način korištenje svih raspoloživih izvora fleksibilnosti.

5.8.2 Mogućnost pružanja pomoćnih usluga

U sklopu analiza vezanih uz spregu kogeneracijskih proizvodnih jedinica sa spremnicima toplinske energije, jedna grupa scenarija usmjerena je na istraživanje mogućnosti pružanja pomoćnih usluga. Scenarijima *Pomoćne usluge*, analizira se koliki opseg pomoćnih usluga je moguće dobiti kogeneracijskim jedinicama plinskih motora spregnutih s cjevovodnom mrežom Realnog modela, a da se pritom ili cjevovodna mreža koristi kao dinamički spremnik ili korištenjem konvencionalnog spremnika toplinske energije.

Plinski motori predstavljaju pouzdane i kvalitetne izvore fleksibilnosti. Pritom, može se ustvrditi kako su plinski motori ipak nešto novija tehnologija, koja se temelji na modularnoj izgradnji većeg broja jedinica manjih snaga, ali s izrazito povoljnim performansama u kontekstu dinamike vođenja sustava. Ukoliko se takve tehnologije razmatraju u kontekstu kogeneracijskih postrojenja spregnutih sa spremnikom toplinske energije može se ustanoviti kako takva kogeneracijska postrojenja mogu parirati konvencionalnim termoenergetskim postrojenjima koja pružaju pomoćne usluge sustavu (plinske turbine u otvorenom ciklusu, kombinirani ciklus plinske i parne turbine). Naime, spremnik toplinske energije doprinosi raskidanju krute veze između proizvodnje električne i toplinske energije, što kogeneracijskim postrojenjima omogućava pružanje fleksibilnosti, tj. sudjelovanje u pružanju pomoćnih usluga operatoru sustava, a time i ostvarivanje potencijalnih dodatnih prihoda.

U sklopu ovog rada razmatra se mogućnost pružanja pomoćnih usluga od kogeneracijskih proizvodnih jedinica. Pritom, usvojena je pretpostavka kako se neće razmatrati mogućnost pružanja primarne i sekundarne regulacije frekvencije i snage. Naime, sukladno mrežnim pravilima [111], pružanje primarne regulacije obvezno je za sva termoenergetska proizvodna postrojenja nazivne električne snage od minimalno 30 MW_e te također za pružanje iste regulacijske rezerve snage operator sustava ne isplaćuje naknadu pružateljima primarne regulacije. Pružanje sekundarne regulacije, za razliku od primarne, donosi određeni profit pružatelju. Međutim mogućnost pružanja sekundarne regulacije, isto kao i primarne, neće se razmatrati u okviru ove analize iz razloga što je, između ostaloga, vremenska rezolucija simulacije 1 sat, što je relativno grubi korak s obzirom na vrijeme aktivacije sekundarne, a

posebice primarne regulacije. Iz toga razloga razmatrat će se mogućnost pružanja isključivo tercijarne regulacije frekvencije i snage razmjene, tj. mogućnost pružanja rezerve snage.

Mogućnost pružanja tercijarne regulacije analizirana je na način da se dio proizvodnog kapaciteta, djelatne snage, za proizvodnju električne energije rezervira, odnosno ne koristi. Na taj način u određenom vremenskom razdoblju proizvodna kogeneracijska jedinica ima mogućnost aktivacije rezerve snage za pozitivno regulacijsko djelovanje (pozitivna tercijarna regulacija) povećavajući proizvodnju električne energije, a da pritom isporuka toplinske energije krajnjim korisnicima bude jednaka trenutnim toplinskim potrebama. Naime, isporučena toplinska energija krajnjim korisnicima osigurana je punjenjem i pražnjenjem spremnika toplinske energije te proizvodnjom toplinske energije iz vršnih kotlovskih i kogeneracijskih jedinica. Analogno, usvojena je pretpostavka kako proizvodne elektroenergetske jedinice mogu osigurati i negativno regulacijsko djelovanje, tj. mogu smanjiti proizvodnju električne energije (negativna tercijarna regulacija) u određenom razdoblju, a da pritom zadovoljavanje toplinskog konzuma ne bude narušeno.

Za kogeneracijske jedinice plinskih motora usvojen je pristup da se odredi tehnički maksimalni mogući iznos pružanja regulacijske rezerve snage. Spomenuti iznos određen je kao polovica razlike između instaliranog kapaciteta i tehničkog minimuma, kako je prikazano jednadžbom (31):

$$RS = \frac{Max_Cap - Min_Cap}{2} \quad (31)$$

gdje je:

RS– rezerva snage za tercijarnu regulaciju

Max_Cap– instalirana električna snaga

Min_Cap– tehnički minimum.

Na taj način matematički algoritam tijekom simulacije i iznalaženja optimalnog rada cijelog postrojenja, određuje takvu strategiju vođenja proizvodnih elektroenergetskih jedinica koja će u svakom vremenskom trenutku pokušati ostvariti takvu radnu točku koja će pružati zahtijevani iznos rezerve snage za pružanje pozitivne i negativne tercijarne regulacije. Dakako, primijenjenim pristupom očekuje se da toplinske potrebe budu zadovoljene zahvaljujući

djelovanju spremnika toplinske energije koji omogućava fleksibilan pogon kogeneracijskih postrojenja.

Za kogeneracijske jedinice plinskih motora, na temelju jednadžbe (31), određen je maksimalni iznos rezerve snage. Rezultati su dani tablicom 15.

Tablica 15. Maksimalna rezerva snage za pružanje pomoćnih usluga kogeneracijskih jedinica

Veličina	Jed. mj.	Iznos
Instalirana električna snaga	MW _e	80,8
Tehnički minimum	MW _e	40,4
Maksimalna rezerva snage	MW _e	20,2

U sklopu provedenih analiza razmatrane su dvije grupe scenarija s pomoćnim uslugama, a koje se razlikuju po zahtijevanoj rezervi snage, kako slijedi:

- scenariji s oznakom AS+: zahtijevana rezerva snage 20,2 MW_e
- scenariji s oznakom AS-: zahtijevana rezerva snage 10,1 MW_e.

Navedeni zahtijevani iznosi rezerve snage odnose se za pozitivno i negativno regulacijsko djelovanje. Isto tako, bilo je moguće razmatrati i druge odnose između pružanja pozitivne i negativne rezerve snage, umjesto jednakih iznosa zahtijevane rezerve snage za pozitivnu i negativnu tercijarnu regulaciju. Međutim, kako bi se ispitale mogućnosti pružanja pomoćnih usluga pozitivne i negativne regulacije frekvencije i snage razmjene na jednak način usvojen je navedeni pristup.

Modelom razvijenim u PLEXOS-u predviđena su dva tipa regulacijskih rezervi za pružanje pomoćne usluge tercijarne regulacije, kako slijedi:

- tercijarna regulacija prema gore – pozitivna regulacija
- tercijarna regulacija prema dolje – negativna regulacija.

Tercijarna rezerva snage modelirana je na način da se dio proizvodnih kapaciteta ne koristi, tj. da bude u stanju pripravnosti za pružanje pozitivne i negativne energije uravnoteženja. Međutim, kako je strategija vođenja kogeneracijskih postrojenja dominantno određena toplinskim potrebama, pretpostavljena je mogućnost kako zahtijevana rezerva snage za tercijarnu regulaciju neće biti ispunjena tijekom svakog sata u godini. U suprotnom, postoji mogućnost kako optimizacijski problem u pojedinim razdobljima u razmatranoj referentnoj

godini ne bi matematički bio rješiv. Ta mogućnost usvojena je modeliranjem tercijarne rezerve snage kao tzv. *soft constraint* (*meko ograničenje*), što znači da je moguće ne ostvariti zahtijevanu rezervu snage. Mogućnost ne ostvarivanja zahtijevane rezerve snage je minimizirana u modelu nametanjem fiktivnog troška manjku rezerve snage koja nije osigurana. Zaključno, prilikom modeliranja mogućnosti pružanja tercijarne rezerve snage optimizacijski algoritam odredio je optimum između tehničke mogućnosti pružanja rezerve snage i troška ne pružanja rezerve snage.

Prihodi od pružanja tercijarne regulacije sastoje se od dvije komponente. Prva komponenta odnosi se na satnu pripravnost za pružanje rezerve snage tercijarne regulacije te se za istu ostvaruje određeni prihod. Drugi dio prihoda sastoji se od isporučene regulacijske energije uravnoteženja na temelju aktivirane rezerve snage tercijarne regulacije.

Sukladno [115] za cijenu satne pripravnosti za pružanje rezerve snage tercijarne regulacije usvojen je iznos od 6,46 EUR/MW/h. Navedeni iznos primjenjuju se za rezervu snage za tercijarnu regulaciju za oba aktivacijska smjera – pozitivni i negativni. Dio prihoda tercijarne regulacije koji se odnosi na isporučenu energiju uravnoteženja određen je na način da je cijena energije tercijarne regulacije definirana kao tržišna cijena električne energije pomnožena s koeficijentom 1,3 za pozitivnu aktivaciju te 0,7 za negativnu aktivaciju [116]. Za iznos prosječne tržišne cijene električne energije usvojena je vrijednost od 50 EUR/MWh⁸. Na temelju tog iznosa te pretpostavljene aktivirane regulacijske energije (energije uravnoteženja) za povećanje i smanjenje proizvodnje utvrđen je prihod od aktivacije rezerve snage tercijarne regulacije frekvencije i snage razmjene.

Uzimajući sve navedeno, za potrebe ovog rada određene su i usvojene sljedeće vrijednosti za pružanje pomoćne usluge tercijarne regulacije za uravnoteženje sustava:

- cijena satne pripravnosti za tercijarnu regulaciju: 6,46 EUR/MW
- cijena energije uravnoteženja za pozitivnu tercijarnu regulaciju (tercijarna regulacija prema gore): 65 EUR/MWh
- cijena energije uravnoteženja za negativnu tercijarnu regulaciju (tercijarna regulacija prema dolje): 35 EUR/MWh.

Količina aktivirane regulacijske energije za povećanje i smanjenje proizvodnje određena je na temelju dostupnih podataka na internet stranicama HEP Proizvodnje d.o.o. Može se ustvrditi

⁸ Navedeni iznos usvojen na temelju kretanja prosječnih cijene električne energije na hrvatskoj burzi električne energije (CROPEX) te regionalnim burzama (BSP, HUPX) u posljednje tri godine.

kako je na godišnjoj razini postotak aktivirane regulacijske energije za povećanje i smanjenje proizvodnje angažirane kroz tercijarnu regulaciju 13 %. Na temelju prethodno navedenog te provedenih simulacija za određivanje optimalne strategije vođenja kogeneracijskih postrojenja određen je potencijalni prihod koji kogeneracijske jedinice mogu ostvariti na temelju pružanja tercijarne regulacije za uravnoteženje sustava. Rezultati su dani u sklopu poglavlja koji se bavi financijskom analizom.

5.9 Rezultati simulacija kogeneracijskih jedinica spregnutih s Realnim modelom

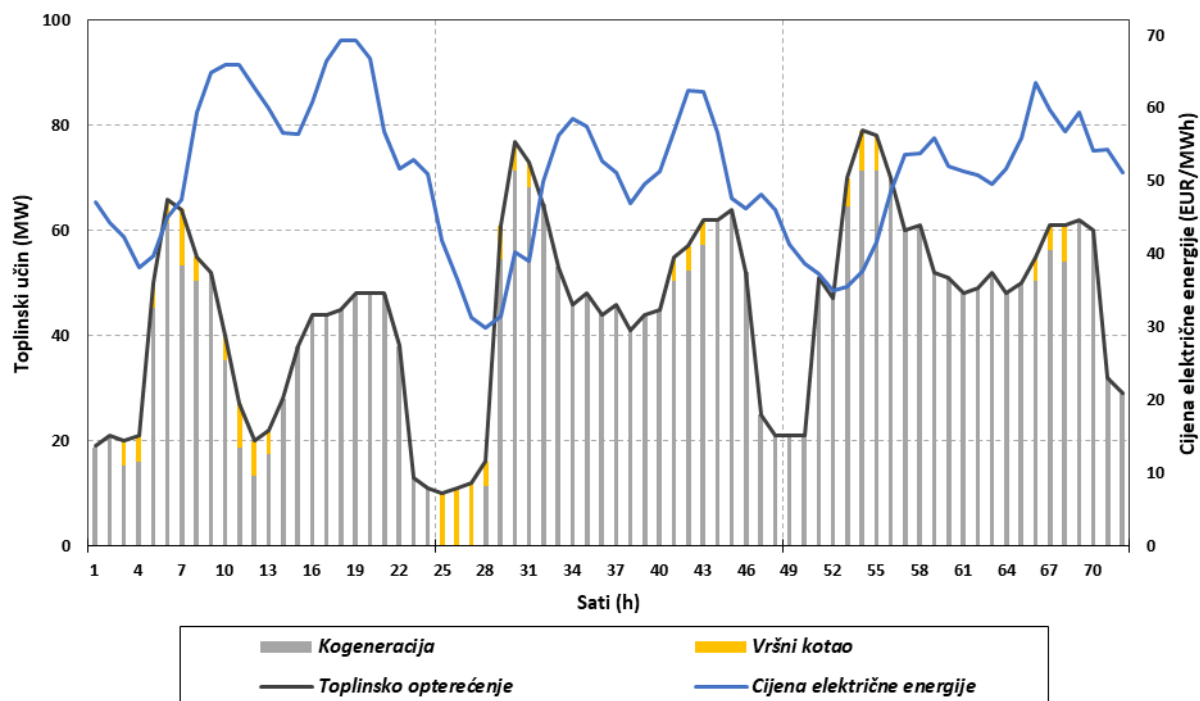
Na temelju definiranih ulaznih podataka te pretpostavljenom kapacitetu proizvodnih jedinica provedene su simulacije za razne scenarije. Kako je bilo rečeno, za *bazne* scenarije simuliran je rad kogeneracijskih i kotlovskih jedinica bez predviđenog spremnika toplinske energije (scenariji s oznakom nAKU). Rezultati tih scenarija poslužit će kao referenta točka, odnosno kao referenti scenariji (*engl. benchmark*), za usporedbu s preostalim scenarijima. *Akumulacijski* scenariji (scenariji s oznakom AKU) odnose se na ispitivanje koristi od korištenja cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja kao dinamičkog spremnika topline (scenariji s oznakom DS) u cilju povećanja prihoda od prodaje električne energije na tržištu. Navedenim analizama pridružiti će se i rezultati scenarija s predviđenim konvencionalnim spremnikom topline (scenariji s oznakom KS). Scenariji s konvencionalnim spremnikom toplinske energije poslužit će za potpuniju usporedbu s dinamičkim spremnikom topline, kod kojih se izbjegava investicija u izgradnju samog spremnika.

Rezultati koji se odnose na mogućnost pružanja pomoćnih usluga (scenariji *Pomoćne usluge*) u sebi objedinjuju svojevrsnu analizu osjetljivosti. Naime, u sklopu poglavlja 5.8.2. navedena je maksimalna moguća rezerva snage za pružanje tercijarne regulacije frekvencije i snage (scenariji s oznakom AS+), ali je također navedena i smanjena rezerva snage (scenariji s oznakom AS-). Provođenjem simulacija za scenarije s različitim zahtijevanim razinama rezerve snage dobit će se uvid u isplativost i mogućnost pružanja pomoćnih usluga.

U nastavku su dani rezultati simulacija na satnoj razini za tri odabrana uzastopna dana te za tri različita scenarija.

Slikom 57. prikazani su rezultati za bazni scenarij (scenarij nAKU), tj. za slučaj u kojem se simulirao pogon kogeneracijskih jedinica i vršnih kotlova za zadovoljavanje toplinskih potreba, ali bez mogućnosti pohrane toplinske energije, tj. bez izvora fleksibilnosti. Pored navedenog,

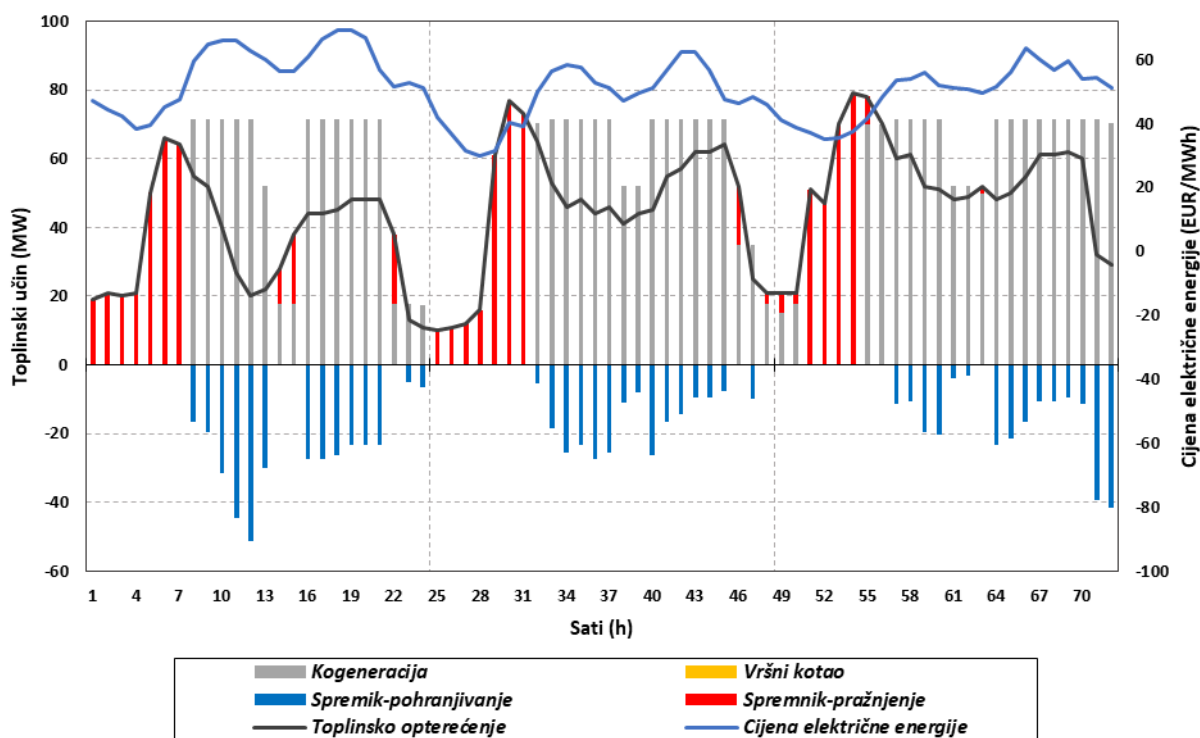
slikom je prikazano i kretanje cijene električne energije. Razvidno je kako kretanje cijene električne energije ima vrlo mali utjecaj na režim rada kogeneracijskog postrojenja. Vršni kotlovi su angažirani u satima kada je toplinsko opterećenje ili izrazito nisko (ispod tehničkog minimuma kogeneracijske jedinice) ili je cijena električne energije niža. Pri analizi rezultata simulacija potrebno je imati na umu ograničenje nametnuto simulacijskom algoritmu o minimalnom broju sati pogona vršnih kotlova (3 sata).



Slika 57. Strategija vođenje proizvodnih postrojenja za tri odabrana uzastopna dana – scenarij nAKU

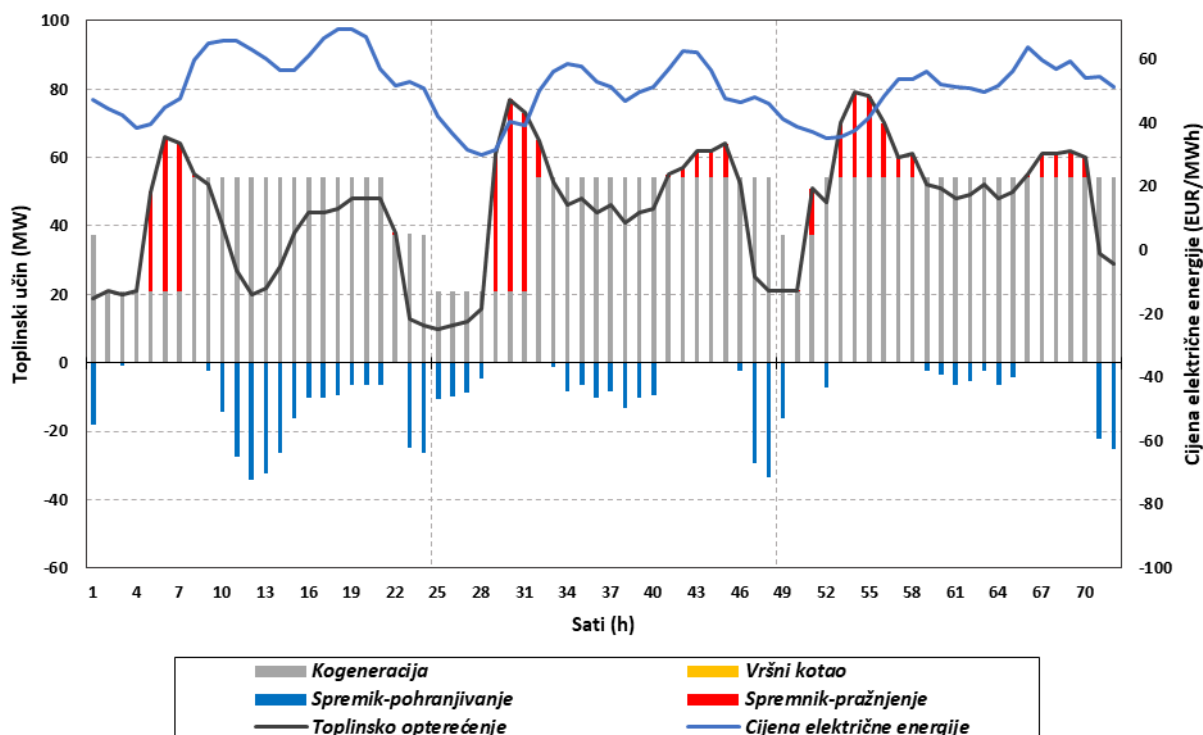
Ukoliko se proizvodnim jedinicama pridoda izvor fleksibilnosti, tada impulsi s tržišta električne energije utječu na njihov angažman. Slikom 58. prikazani su rezultati simulacija za scenarij u kojem je omogućeno korištenje cjevovodne mreže kao dinamičkog spremnika toplinske energije (scenarij AKU_DS_nAS). Pridodavanjem izvora fleksibilnosti uočljivo je kako angažman proizvodnih jedinica je u određenoj mjeri određen impulsima s tržišta električne energije. Pri višim razinama cijene električne energije kogeneracijsko postrojenje u pogonu je pri maksimalnoj snazi te se višak proizvedene toplinske energije pohranjuje u spremnik toplinske energije (cjevovodni sustav daljinskog grijanja). U razdobljima nižih cijena električne energije, kogeneracijske jedinice su izvan pogona ili rade s minimalnim opterećenjem, a toplinske potrebe zadovoljavaju se pražnjenjem spremnika toplinske energije. Zanimljivo, u odabranim danima, angažman vršnih kotlovskih jedinica ne postoji. Slična strategija vođenja je

i u slučaju korištenje konvencionalnog spremnika toplinske energije, ali zbog sažetosti prikaza grafički prikaz je izostavljen.



Slika 58. Strategija vođenje proizvodnih postrojenja za tri odabrana uzastopna dana – scenarij AKU_DS_nAS

Zanimljivi su rezultati simulacija ako se kogeneracijskim jedinicama nametna obveza čuvanja rezerve snage za potrebe pružanja tercijarne regulacije frekvencije i snage razmjene. Slikom 59. prikazani su rezultati simulacija za takav slučaj, u kojemu je također cjevovodna mreža sustava daljinskog grijanja korištena kao dinamički spremnik topline, dok je razina zahtijevane rezerve snage iznosila je $\pm 20,2$ MWe (scenarij AKU_DS_AS+). Razvidno je kako je strategija vođenja kogeneracijskog postrojenja osjetno manje pod utjecajem impulsa s tržišta električne energije. Angažman kogeneracijskih jedinica uvjetovan je obvezom pružanja pozitivne i negativne rezerve snage. Stoga, strategija vođenja je osigurati što veći broj radnih sati u radnoj točki koja se između tehničkog minimuma i nazivne snage. Razlika između proizvedene toplinske energije te toplinskog opterećenja pokrivena je korištenjem spremnika toplinske energije. Isto kao i u analizi prethodnog scenarija, angažman vršnih kotlovskih jedinica ne postoji u odabranim satima. Spremnik toplinske energije pruža dostatnu razinu fleksibilnosti kako bi sve toplinske potrebe bile zadovoljene kogeneracijskim postrojenjem.



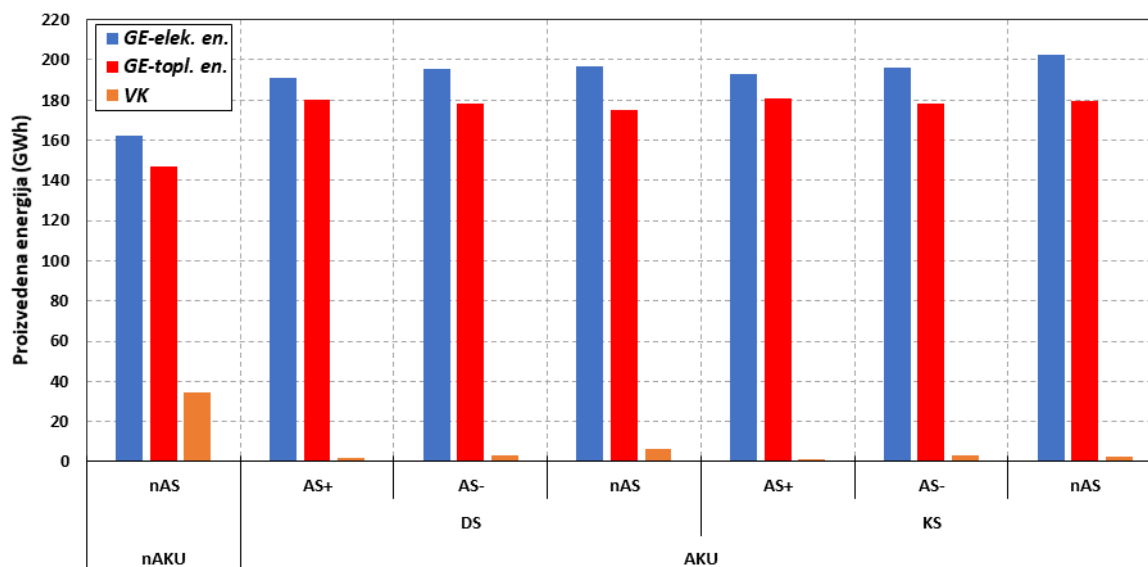
Slika 59. Strategija vođenje proizvodnih postrojenja za tri odabrana uzastopna dana – scenarij AKU_DS_AS+

Pored rezultata na satnoj osnovi, gdje je analiziran utjecaj optimizacijskog algoritma na određivanje strategije vođenja cjelokupnog postrojenja, u nastavku su dani kumulativni rezultati, za cijelo razdoblje koje se simuliralo – jedna godina.

Količina proizvedene energije kogeneracijskim i vrelovodnim kotlovskim jedinicama, za svaki od 7 razmatranih scenarija, na godišnjoj osnovi, dana je slikom 60. Ono što je razvidno sa slike je činjenica kako u slučaju scenarija bez korištenja spremnika toplinske energije (nAKU scenariji) količina proizvedene električne energije kogeneracijskim postrojenjem je manja, nego u usporedbi sa scenarijima u kojima je bio korišten neki od spremnika toplinske energije (AKU scenariji). Dakako, povećanjem proizvodnje električne energije povećana je i proizvodnja toplinske energije kogeneracijskim postrojenjem. Navedeno je u korelaciji s činjenicom da matematičkim modelom nije omogućena predaja topline okolišu pri proizvodnji električne energije, već da sva proizvedena korisna toplinska energija mora biti iskorištena za zadovoljavanje toplinskih potreba.

Zahtijevani opseg pomoćnih usluga u većoj mjeri utječe na pogonske pokazatelje. U slučaju scenarija s većom razinom zahtijevane regulacijske rezerve snage (AS+ scenariji) proizvodnja električne, a time i toplinske energije, smanjena je na kogeneracijskim jedinicama. Razlog tomu

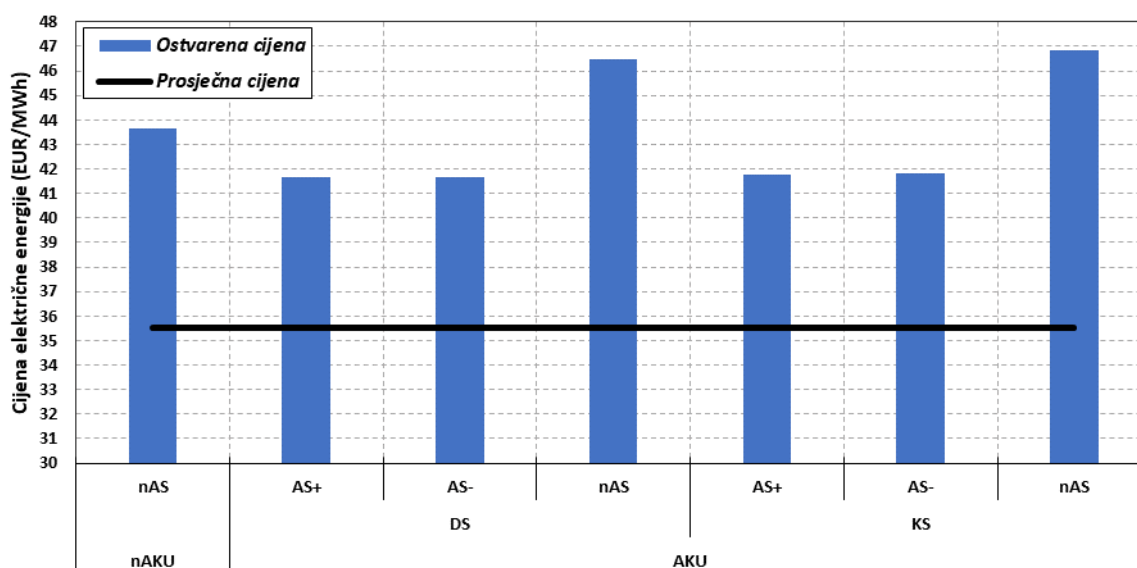
je rezervacija dijela proizvodnih kapaciteta za potrebe aktivacije pomoćnih usluga. Smanjenjem zahtijevane regulacijske rezerve snage (AS- scenariji) povećana je proizvodnja energije kogeneracijskim jedinicama, što je posljedica većeg raspoloživog kapaciteta za proizvodnju energije.



Slika 60. Proizvedena električna i toplinska energija

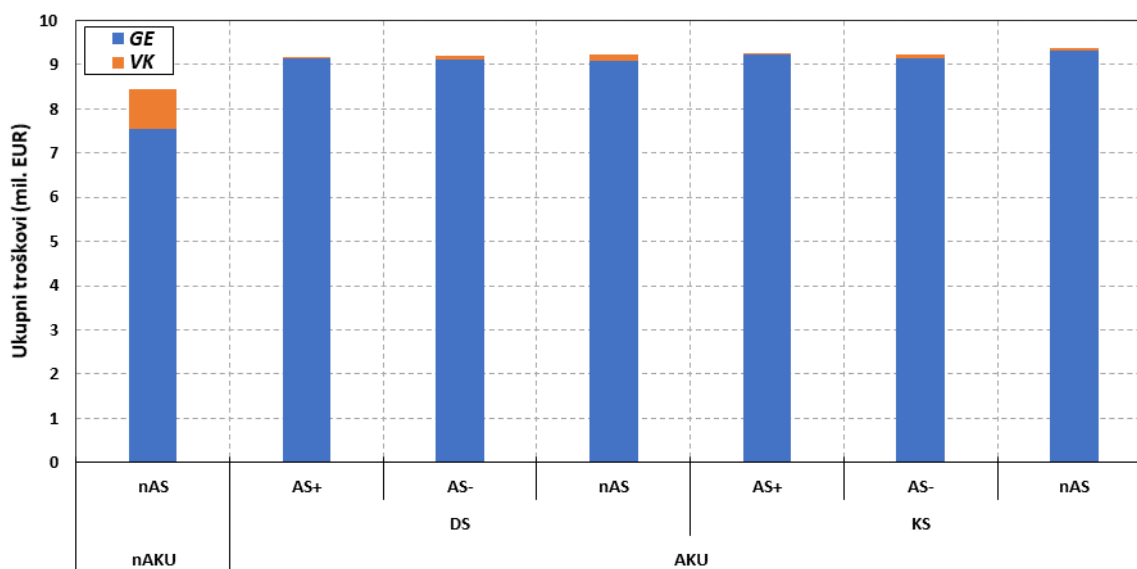
Količinu proizvedene električne energije kogeneracijskim postrojenjem treba razmatrati ne samo u kontekstu proizvodnje toplinske energije i zadovoljavanja toplinskih potreba, već i u kontekstu određivanja optimalne strategije vođenja, tj. maksimiziranja profita. Naime, kako je već nekoliko puta napomenuto, spremnici toplinske energije omogućavaju reagiranje kogeneracijskog postrojenja na impulse s tržišta električne energije. Cilj je što veću količinu električne energije proizvesti tijekom razdoblja viših cijena električne energije, dok tijekom razdoblja nižih cijena minimizirati angažman kogeneracijskog postrojenja i toplinske potrebe zadovoljavati vrelvodnim jedinica, toplinskom energijom pohranjenom u spremniku topline, ili njihovom kombinacijom. Ako se promotri slika 61. može se zamijetiti kako u scenarijima s korištenjem spremnika toplinske energije i bez pružanja pomoćnih usluga (AKU_nAS scenariji) dolazi do povećanja ostvarene cijene električne energije. Ostvarena cijena električne energije određuje se kao kvocijent ukupnih prihoda (ostvarenih od prodaje električne energije) i količine proizvedene električne energije. U grupi scenariju AKU, razina zahtijevane rezerve snage ne igra značajnu ulogu u ostvarenim cijenama električne energije, što se može pripisati utjecaju spremnika toplinske energije koji je doprinio povećanju fleksibilnosti proizvodnih jedinica. Međutim, korištenje samog spremnika toplinske energije doprinijelo je povećanju

ostvarenih cijena električne energije, dok tip spremnika toplinske energije ne doprinosi značajnijoj razlici u ostvarenim cijenama. To je dodatna potvrda kako se dinamičkim spremnikom toplinske energije mogu ostvariti podjednaki ekonomski učinci kao i konvencionalnim spremnikom. Uspoređujući scenarije AKU_DS_AS+, AKU_DS_AS-, AKU_KS_AS+ te AKU_KS_AS- razvidno je kako zahtijevana regulacijska rezerva snaga te vrsta spremnika toplinske energije ne utječu bitnije na ostvarenu cijenu električne energije. Iznosi se kreću u rasponu od 41,65 EUR/MWh (scenarij AKU_DS_AS+) do 41,83 EUR/MWh (scenarij AKU_KS_AS-). Međutim, ako se navedeni scenariji usporede s nAKU scenarijima, može se zamijetiti kako se u tim scenarijima ostvarena cijena električne energije smanjila za preko 2 EUR/MWh. Razlog tomu je smanjena fleksibilnost reagiranja kogeneracijskih jedinica na cjenovne impulse s tržišta električne energije. Međutim, kako će biti prikazano u sklopu poglavlja 6.2. ukupni prihodi scenarija s pružanjem pomoćnih usluga su veći, zahvaljujući naknadi od pružanja tercijarne regulacije. Značajnije razlike u ostvarenim cijenama nastupaju u scenarijima u kojima se ne pružaju pomoćne usluge (AKU_nAS scenariji). Ostvarene cijene električne energije penju se do iznosa od 46,47 EUR/MWh (AKU_DS_nAS) i 46,82 EUR/MWh (AKU_KS_nAS), što je gotovo za 3 EUR/MWh viša ostvarena cijena električne energije u usporedbi sa scenarijima nAKU. Slikom je također dana i prosječna godišnja cijena električne energije (crna linija). U svim scenarijima, ostvarena cijena električne energije viša je od prosječne godišnje cijene (35,52 EUR/MWh), što je zasluga kako angažmana vrelovodnih kotlova, tako i spremnika toplinske energije.



Slika 61. Ostvarena prosječna cijena električne energije

Ukupni troškovi pogona kogeneracijskih jedinica i vrelovodnih kotlova dani su slikom 62., gdje se oznaka GE odnosi na kogeneracijsko postrojenje, a VK na vrelovodne kotlove. S obzirom kako je konzum toplinske energije isti u svakom scenariju te kako predaja topline okolišu matematičkim modelom nije omogućena, ukupni troškovi proizvodnje podjednaki su u gotovo svim scenarijima. Razlike nastupaju u scenarijima u kojima vrelovodni kotlovi imaju povećanu proizvodnju toplinske energije. Naime, s obzirom kako vrelovodni kotlovi proizvode toplinsku energiju s većim stupnjem djelovanja, nego kogeneracijske jedinice, potrebna je manja količina prirodnog plina za njihov pogon, što u konačnici smanjuje pogonske troškove.



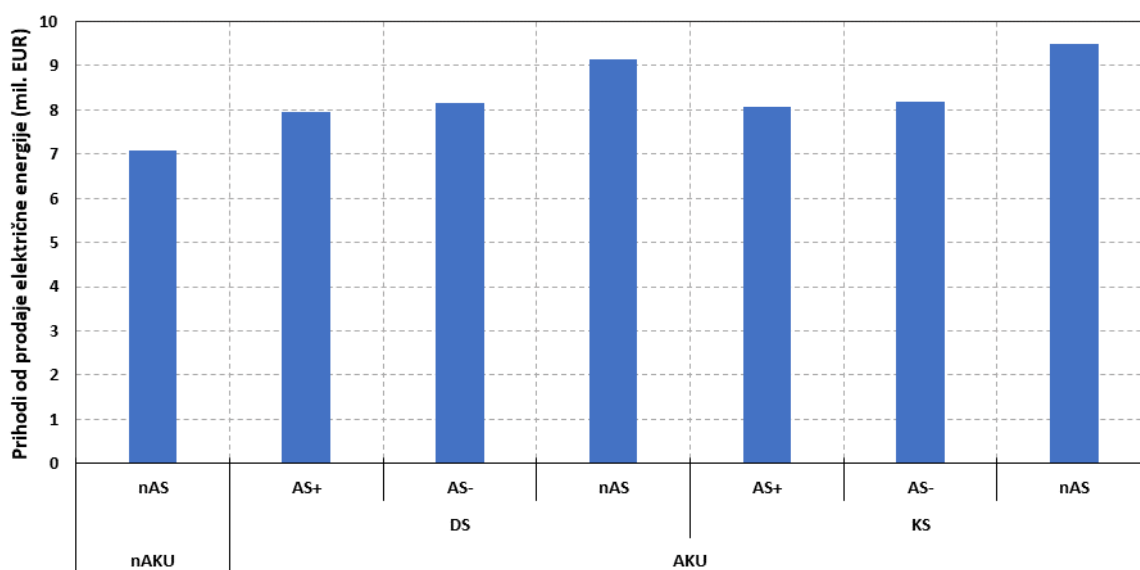
Slika 62. Ukupni troškovi proizvodnje

Povećani angažman vrelovodnih kotlova u scenariju nAKU također nastaje i zbog toga što se vrelovodni kotlovi koriste za zadovoljavanje kako vršnih toplinskih potreba, tako i za toplinske potrebe koje su manje od tehničkog minimuma kogeneracijskih jedinica. Vrelovodni kotlovi koriste se i prilikom razdoblja kada je cijena električne energije izrazito niska, tj. kada je povoljnije njihovim angažmanom proizvoditi toplinsku energiju.

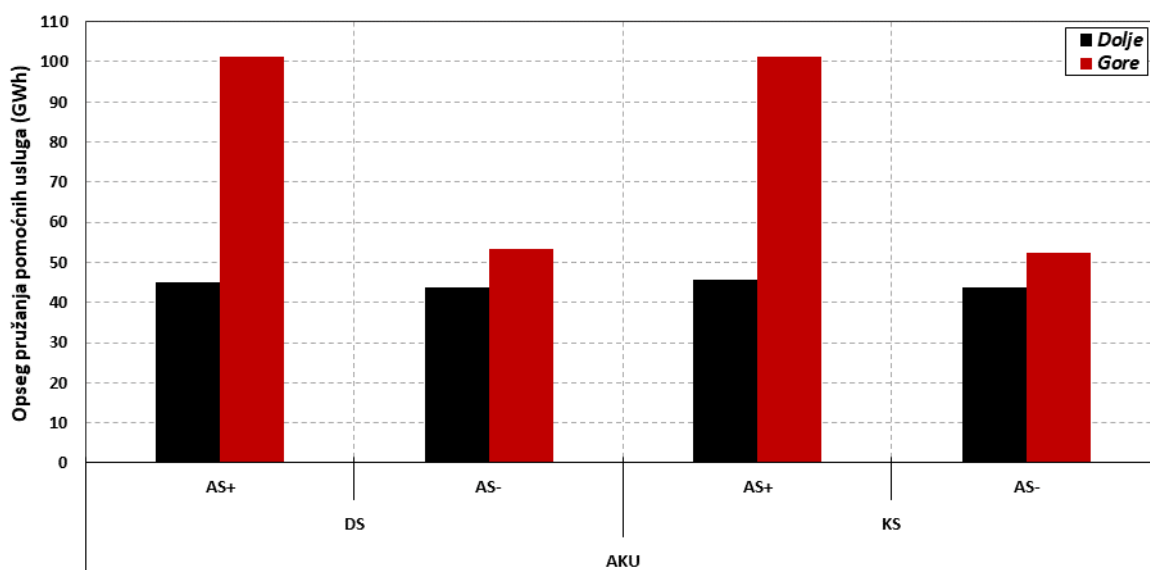
Međutim, ako se promotri slika 63., kojom su prikazani prihodi ostvareni na tržištu električne energije, može se zamijetiti kako je u scenarij bez spremnika topline (nAKU scenariji) ostvareni najmanji prihodi od prodaje električne energije. U scenarijima sa spremnicima toplinske energije, ukupni prihodi su povećani, što je očekivano s obzirom na povećani angažman kogeneracijskih jedinica u satima povišenih cijene električne energije.

Detaljnija analiza rashoda i prihoda, koja obuhvaća i prihod od pružanja pomoćnih usluga i proizvedene toplinske energije, dana je u sklopu poglavlja 6. kojim su obrađeni ekonomsko-financijski indikatori.

Rezultati analize mogućnosti pružanja pomoćnih usluga tercijarne rezerve za svaki od razmatranih scenarija prikazani su slikom 64., na razni referentne godine. Generalno se može ustvrditi kako proizvodne kogeneracijske jedinice u većoj mjeri mogu zadovoljiti pružanje pozitivne regulacijske rezerve snage (rezerva prema gore), nego negativne regulacijske rezerve (rezerva prema dolje).



Slika 63. Prihodi od prodaje električne energije



Slika 64. Opseg pružanja regulacijskih rezervi snage – pozitivne (gore) i negativne (dolje)

Tablicama 16. i 17. dani su prikazi mogućnosti pružanja negativne i pozitivne rezerve snage za razmatrane scenarije. Tablice objedinjuju podatke kao što je zahtijevani opseg pružanja regulacijske rezerve snage, ostvareni opseg pružanja, neostvareni opseg pružanja (manjak rezerve) te također i broj sati tijekom kojih je nastupio manjak rezerve snage. Potrebno je napomenuti kako su rezultati dani za jednu, simuliranu godinu te kako je matematičkim modelom zahtjev za rezervom snage bio tijekom svakog sata simulirane godine.

U slučaju pružanja pomoćne usluge negativne tercijarne regulacije frekvencije i snage razmjene daleko najveći manjak rezerve snage, u smislu pruženog opsega, ali također i vremena neraspoloživosti za pružanjem, nastupa u scenarijima s povišenom zahtijevanom razinom rezerve snage (AS+ scenariji). U slučaju scenarija AKU_DS_AS+ i AKU_KS_AS+ podjednaki je broj sati u kojima nastupa manjak rezerve snage, pri čemu je u slučaju scenarija sa konvencionalnim spremnikom broj sati manjka manji nego u slučaju s dinamičkog spremnika. Što se tiče pruženog opsega rezerve snage, može se također ustvrditi kako je scenarijem s konvencionalnim spremnikom (AKU_KS_AS+) pružen neznatno veći volumen u usporedbi s pripadajućim scenarijem s dinamičkim spremnikom (AKU_DS_AS+). U slučaju scenarija sa smanjenim zahtijevanim opsegom pružanja rezerve snage (AS- scenariji) može se ustvrditi kako je broj sati manjka za više od 2.000 sati manji, nego u slučaju povećanog zahtjeva rezerve snage.

Tablica 16. Prikaz mogućnosti pružanja negativne regulacijske rezerve snage za razmatrane scenarije

Scenarij			Zahtijevani opseg	Pruženi opseg	Manjak rezerve	Broj sati manjka
			GWh	GWh	GWh	h
AKU	DS	AS+	177,44	44,93	132,50	6.882,00
		AS-	88,72	43,64	45,08	4.579,00
	KS	AS+	177,44	45,73	131,70	6.777,00
		AS-	88,72	43,73	44,99	4.549,00

Slična situacija je i u slučaju pozitivne regulacijske rezerve snage (tablica 17.). Smanjivanjem zahtijevanog iznosa rezerve snage dolazi do smanjenja broja sati manjka, ali i samog manjka opsega rezerve snage.

Tablica 17. Prikaz mogućnosti pružanja pozitivne regulacijske rezerve snage za razmatrane scenarije

Scenarij			Zahtijevani opseg	Pruženi opseg	Manjak rezerve	Broj sati manjka
			GWh	GWh	GWh	h
AKU	DS	AS+	177,44	101,17	76,26	3.851,00
		AS-	88,72	53,21	35,51	3.638,00
	KS	AS+	177,44	101,42	76,02	3.814,00
		AS-	88,72	52,47	36,25	3.703,00

Detaljniji prikaz rezultata za svaki pojedini scenarij, u obliku proizvodnje toplinske i električne energije po proizvodnim jedinicama, količine utrošenog goriva, broja pokretanja jedinica, broja sati u pogonu, faktora opterećenja, ostvarenih troškova, prihoda i sl. dan je u Prilogu B.

5.10 Osvrt na rezultate simulacija

Simulacije provedene u *PLEXOS*-u ukazuju na mogućnosti koje donosi sprezanje proizvodnih elektroenergetskih i toplinarskih jedinica sa sustavom daljinskog grijanja i spremnikom toplinske energije. Pokazano je kako dinamički spremnik toplinske energije, tj. cjevovodna mreža sustava daljinskog grijanja Realnog modela, može polučiti podjednake, ako ne i iste, učinke kao i konvencionalni spremnik topline. Korištenjem spremnika topline povećan je broj sati rada kogeneracijskih jedinica, isto kao i prihod od prodaje električne energije te je ostvarena cijena električne energije na tržištu također porasla. Broj ulazaka u pogon proizvodnih jedinica je smanjen, što je dakako smanjilo operativne troškove, ali doprinijelo i smanjenu toplinskih naprezanja te posljedično produljenju životnoga vijeka postrojenja. Uzimajući u obzir činjenicu kako su dinamičkim spremnikom topline polučeni podjednaki učinci kao i konvencionalnim spremnikom topline, nameće se zaključak kako se korištenjem cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja kao spremnika topline ostvaruju dodatni prihodi na tržištu električne energije, a da je pritom izbjegnuto ulaganje u dodatnu infrastrukturu.

Analiza mogućnosti pružanja pomoćnih usluga ukazuje kako spremnik toplinske energije doprinosi povećanju mogućnosti pružanja pomoćnih usluga. U prethodno prikazanim rezultatima za pružanje pozitivne i negativne regulacijske rezerve snage nije prikazana istovremenost pružanja pozitivne i negativne rezerve. Za takvu analizu bilo bi potrebno razmatrati kronološki niz satnih vrijednosti. Generalno gledano, kogeneracijske jedinice u većoj mjeri su zadovoljile zahtjev za pružanjem pozitivne regulacijske rezerve snage, nego u usporedbi s pripadajućim scenarijima za negativnu regulacijsku rezervu, što je posljedica instalirane električne snage, toplinskih potreba te tehničkog minimuma proizvodnih jedinica.

Što se tiče manjka rezerve snage koji nastupa tijekom godine, potrebno je napomenuti kako se navedeni manjak ostvaruje i tijekom ljetnih mjeseci, kada ne postoji toplinski konzum te kada kogeneracijske jedinice nisu u pogonu. U tom razdoblju tehnički niti nije moguće osigurati pružanje regulacijske rezerve snage, bez da se pritom korisna toplinska energija predaje okolišu.

6 EKONOMSKO-FINANCIJSKI UČINCI

Dobiveni rezultati simulacija spregnutih modela proizvodnih kogeneracijskih jedinica s cjevovodnom mrežom Realnog modela, daju osnovu za određivanje ekonomsko-financijskih pokazatelja isplativosti. Na temelju operativnih prihoda i rashoda svakog pojedinog scenarija moguće je odrediti koristi koje se ostvaruju korištenjem cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja kao dinamičkog spremnika toplinske energije.

6.1 Pretpostavke ekonomsko-financijske analize

Za usporedbu učinaka, koje je moguće polučiti korištenjem sustava cjevovodne mreže kao dinamičkog spremnika toplinske energije, analizirana je izgradnja kogeneracijskog postrojenja s vršnim kotlovima te, opcionalno, konvencionalnog spremnika toplinske energije. Sustav daljinskog grijanja nije uzet kao dio investicije, već se tretirao kao postojeći sustav, izgrađen i spreman za upotrebu. Investicija u kogeneracijsko postrojenje, vršne kotlove, pripadajuću infrastrukturu, elektrostrojarske i građevinske radove određena je za svaki analizirani scenarij. Trošak izgradnje konvencionalnog spremnika toplinske energije pridružen je samo KS grupi scenarija. Ovakvim pristupom može se pretpostaviti rekonstrukcija, tj. revitalizacija proizvodnog postrojenja za proizvodnju električne i toplinske energije spregnutog sa sustavom daljinskog grijanja.

Za usporedbu različitih scenarija koristili su se ekonomsko-financijski pokazatelji kao što je neto sadašnja vrijednost projekta, unutarnja stopa povrata na uloženi kapital, vrijeme povrata te indeks profitabilnosti.

Temeljne pretpostavke na kojima počiva ekonomsko-financijska analiza su:

- analiza je provedena uzimajući u obzir rezultate svakog od razmatranih scenarija
- vrijeme od početka izgradnje postrojenja do početka komercijalnog rada iznosi 3 godine
- analiza je provedena za referentnu (2016.) godinu
- razdoblje vrednovanja projekta je 20 godina
- investicijski trošak i sve cijene iskazane su bez poreza
- dinamika ulaganja je tijekom 3 godine s jednakim udjelima svake godine

- u proračunu ekonomskog toka korištena je diskontna stopa od 6 %⁹
- korišten je devizni tečaj koji iznosi 1 EUR=7,5 HRK
- sve vrijednosti iskazane su u stalnim cijenama, bez inflacije.

6.2 Analiza prihoda

Analiza prihoda obuhvaća sve prihode koje kogeneracijsko postrojenje, zajedno s vrelovodnim kotlovima, može ostvariti. Navedeni prihodi povećavaju financijski potencijal projekta te će se vrednovati prilikom određivanja ključnih ekonomsko-financijskih pokazatelja.

Prihodi, ovisno o scenariju ostvaruju se od:

- prodaje električne energije na tržištu,
- prodaje toplinske energije, što uključuje prihod od energije i zakupa toplinske snage,
- pružanja pomoćnih usluga.

Prihod od prodaje električne energije dobiva se kao umnožak proizvedene energije i pripadne cijene električne energije na tržištu u svakom satu, za koji je provedena simulacija. Tablicom 18. dan je pregled prihoda od prodaje električne energije po scenarijima.

Tablica 18. Prihod od prodaje električne energije po scenarijima

Scenarij			Jed. mj.	Prihod
nAKU		nAS	EUR/god	7.072.248
AKU	DS	AS+	EUR/god	7.962.376
		AS-	EUR/god	8.148.896
		nAS	EUR/god	9.157.092
	KS	AS+	EUR/god	8.062.529
		AS-	EUR/god	8.191.814
		nAS	EUR/god	9.480.301

Svakim scenarijem potrebno je isporučiti istu godišnju količinu toplinske energije krajnjim kupcima. Stoga, prihod od toplinske energije isti je u svim scenarijima i iznosi ukupno cca. 7,6 milijuna EUR, kako je prikazano tablicom 19.

⁹ Diskontna stopa koja se koristi u ekonomskoj analizi treba odražavati oportunitetni trošak kapitala iz perspektive društva. Prema Dodatku 3 Provedbene uredbe Komisije br. 1011/2014, Europska komisija za razdoblje 2014. - 2020. za kohezijske zemlje (među kojima je i Hrvatska) predlaže diskontnu stopu od 5 % kao referentnu vrijednost. Međutim, iz razloga konzervativne procjene vrijednosti kapitala usvojena vrijednost za diskontnu stopu, u sklopu ovog rada, je 6 %.

Tablica 19. Prihod od prodaje toplinske energije

Stavka	Jed. mj.	Iznos
Jedinična cijena toplinske energije	EUR/MWh	34,00
Ukupna količina toplinske energije	GWh/god	181,30
Prihod od toplinske energije	EUR/god	6.164.200,00
Prihod od zakupa toplinske snage	EUR/god	1.429.079,91
Ukupni prihod	EUR/god	7.593.279,91

Određivanje prihoda od pružanja pomoćnih usluga detaljnije je objašnjeno u sklopu poglavlja 5.8.2. Ključne odrednice za definiranje prihoda od pružanja pomoćnih usluga dane su tablicom 20.

Tablica 20. Stavke za određivanje prihoda od pomoćnih usluga

Stavka	Jed. mj.	Iznos
Cijena satne pripravnosti za tercijarnu regulaciju	EUR/MW	6,46
Cijena energije uravnoteženja za pozitivnu tercijarnu regulaciju	EUR/MWh	65,00
Cijena energije uravnoteženja za negativnu tercijarnu regulaciju	EUR/MWh	35,00
Postotak aktivirane regulacijske energije za povećanje i smanjenje proizvodnje	%	13

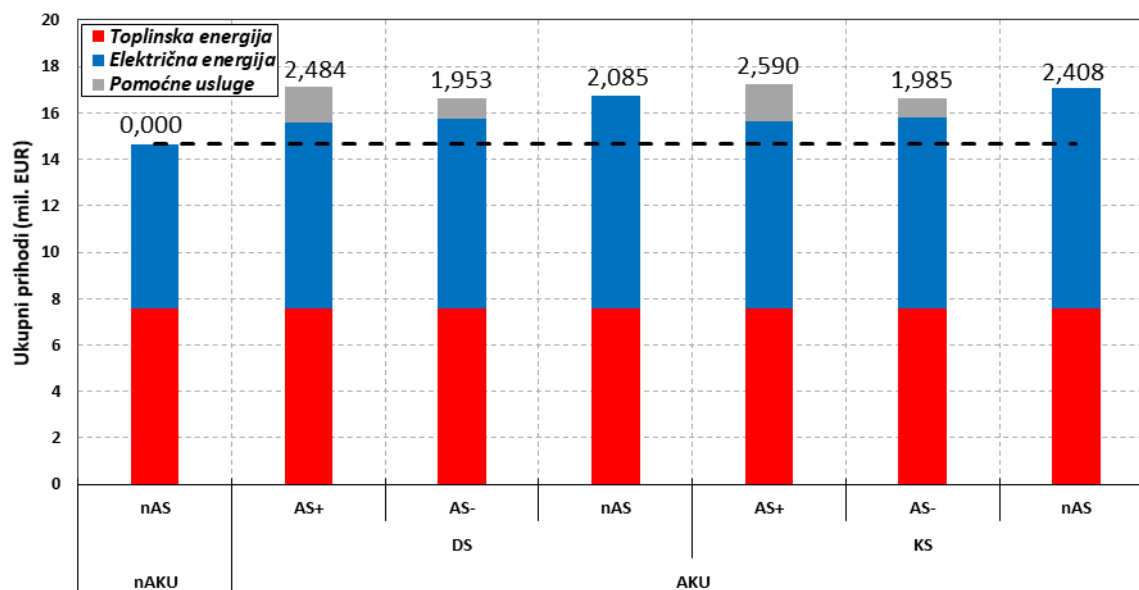
Prikaz prihoda za zakup rezerve snage te prihoda od aktivacije rezerve snage, tj. prihoda od energije uravnoteženja za pozitivnu i negativnu tercijarnu regulaciju dani su tablicom 21. Prihod od zakupa snage određuje se kao umnožak pružene rezerve snage i pripadajuće cijene za svaki sat u kojem je pružena određena rezerva snage. Prihodi od aktivirane rezerve snage, tj. energije uravnoteženja određeni su kao umnožak ukupne potencijalne energije uravnoteženja i postotka aktivacije rezerve snage. Pritom, potrebno je naglasiti kako prihod od aktivacije negativne rezerve snage je u osnovi negativan, tj. umanjuje ukupni prihod od pružanja pomoćnih usluga. Razlog tomu je organizacija tržišta električne energije i voznog reda elektrana. Za određeni sat, određena elektrana najavila je proizvodnju određene količine električne energije po određenoj cijeni. Za tu energiju, sukladno cijeni električne energije u tom satu će ostvariti prihod, neovisno o tome je li došlo do aktivacije pozitivne ili negativne regulacijske rezerve snage. Ukoliko je aktivirana pozitivna regulacijska rezerva snage, za dodatnu proizvedenu električnu energiju ostvarit će dodatni prihod, sukladno cijeni energije uravnoteženja za pozitivnu tercijarnu regulaciju. U slučaju aktivacije negativne regulacijske rezerve snage, elektrana će smanjiti proizvodnju, ali će ostvariti prihod s tržišta električne

energije, kao da nije došlo do aktivacije negativne regulacijske rezerve. Drugim riječima, elektrana nije proizvela i isporučila električnu energiju, nije imala trošak proizvodnje, a primila je naknadu za planiranu proizvodnju električne energije. Kako bi se takav neopravdani prihod umanjio, elektrana plaća naknadu za aktivaciju negativne regulacijske rezerve snage.

Tablica 21. Prihod od pružanja pomoćnih usluga

Scenarij			Mj. jed.	Prihod od zakupa snage	Prihod od aktivacije negativne rezerve snage	Prihod od aktivacije pozitivne rezerve snage	Ukupni prihod pomoćnih usluga
AKU	DS	AS+	EUR	943.847	-204.447	854.910	1.594.310
		AS-	EUR	625.638	-198.551	449.628	876.714
	KS	AS+	EUR	950.585	-208.088	856.962	1.599.459
		AS-	EUR	621.453	-198.959	443.397	865.892

Uzimajući u obzir sve tri grupe prihoda, koji se ostvaruju pojedinim scenarijem, dolazi se do ukupnih prihoda. Slikom 65. dan je prikaz prihoda za svaki analizirani scenarij. Crvenom bojom prikazani su prihodi od prodaje toplinske energije i zakupa toplinske snage, plavom bojom prihodi od prodaje električne energije, dok je sivom bojom prikazan prihod od pružanja pomoćnih usluga. Očekivano, minimalni prihodi ostvaruju se scenarijem nAKU_nAS, tj. scenarijem koji se može smatrati referentnim, baznim. U odnosu na taj scenarij u svim preostalim scenarijima ostvaren je veći prihod. Na grafu je prihod referentnog scenarija također prikazan i crnom isprekidanom linijom radi bolje usporedbe s preostalim scenarijima. Iznad svakog pojedinog scenarija prikazana je razlika u prihodima, u usporedbi s referentnim scenarijem. Razvidno je kako je najveća razlika, povećanje u prihodu, ostvareno scenarijem AKU_KS_AS+, točnije 2,59 mil. EUR.

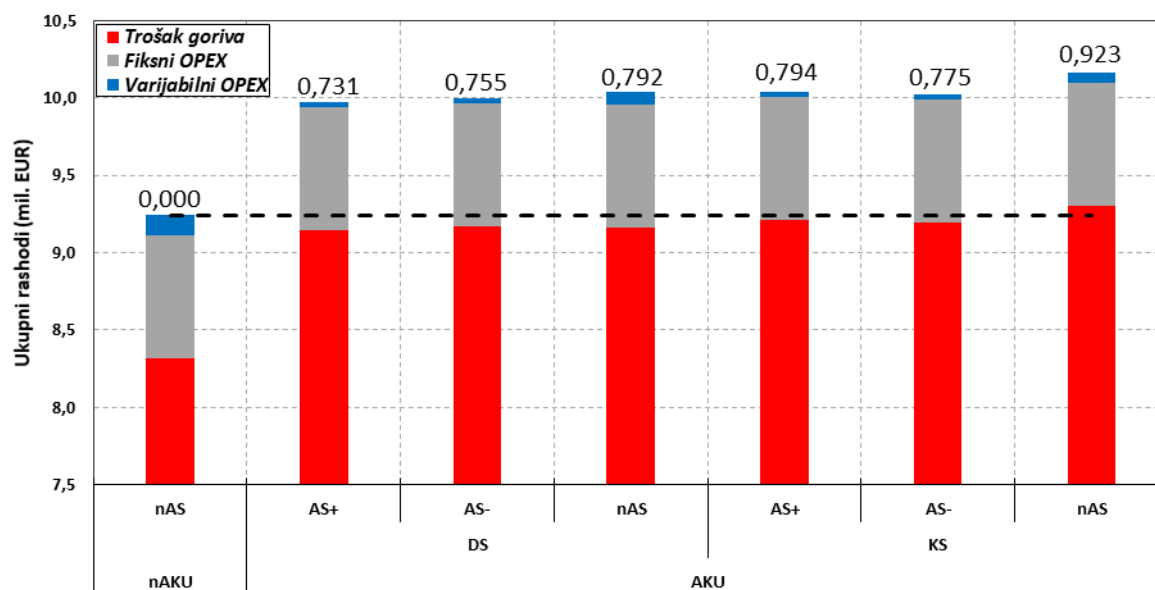


Slika 65. Ukupni prihodi po scenarijima

Najmanja razlika u ostvarenom prihodu je u slučaju scenarija AKU_DS_AS-, svega 1,95 mil. EUR. Generalno, može se zaključiti kako se u slučaju scenarija sa smanjenom razinom zahtijevane rezerve snage ujedno ostvaruju i manji ukupni prihodi, nego u usporedbi sa scenarijima s višom razinom zahtijevane rezerve snage ili scenarijima koji su u potpunosti tržišno orijentirani.

6.3 Analiza rashoda

Rashodi za svaki pojedini scenarij, na godišnjoj razini sastoje se od troška goriva, koji predstavlja dominantan trošak te od varijabilnih i fiksnih operativnih troškova, tzv. OPEX-a (*engl. Operational Expenditures*). Pod varijabilne operativne troškove spada trošak pokretanja svih proizvodnih kogeneracijskih i kotlovskih jedinica, dok fiksni varijabilni troškovi podrazumijevaju rashode za potrebe održavanja portfelja proizvodnih jedinica. Za kogeneracijske jedinice previđeni fiksni operativni trošak, na godišnjoj razini, iznosi gotovo 695.200 EUR, dok za kotlovske jedinice iznosi 100.200 EUR [107, 117]. Distribucija rashoda po scenarijima i kategorijama troškova dana je slikom 66.



Slika 66. Ukupni rashodi po scenarijima

Slično kao i kod analize ukupnih prihoda, isprekidanom crnom linijom dana je vrijednost ukupnih godišnjih rashoda za referentni scenarij (nAKU_nAS), koji su ujedno i najmanji. Iznad prikaza ukupnih rashoda, za svaki pojedini scenarij, dana je numerička vrijednost razlike ukupnih rashoda pojedinog scenarija s obzirom na ukupne rashode referentnog scenarija. Najveći rashodi ostvareni su u slučaju AKU_KS_nAS scenarija, s razlikom od 0,92 mil. EUR u odnosu na referentni scenarij, dok su najmanji rashodi (na uzimajući u obzir referentni scenarij) ostvareni u AKU_DS_AS+ scenariju.

Ono što je zanimljivo za ustanoviti jest činjenica kako su u svim scenarijima sa spremnikom topline (AKU scenariji) varijabilni operativni troškovi manji, nego u slučaju izostanka spremnika toplinske energije (nAKU scenarij). Razlog tomu je, dakako, povećanje broja pokretanja proizvodnih jedinica zbog manjka fleksibilnosti. Slična situacija je i u slučaju scenarija kojima se pružaju pomoćne usluge (AS scenariji), jer se u tim scenarijima preferira što veći broj sati rada kogeneracijskih postrojenja kako bi bilo u mogućnosti pružati pomoćne usluge. Posljedično, broj ulazaka u pogon je smanjen, a time i varijabilni operativni troškovi.

6.4 Kapitalna ulaganja

Kako je uvodno bilo definirano, kapitalna ulaganja, tzv. CAPEX (*engl. Capital Expenditures*), odnose se na ugradnju kogeneracijskih jedinica (plinskih motora), vrelovodnih kotlova, konvencionalnog spremnika toplinske energije (samo u KS scenarijima), prateću infrastrukturu,

elektrostrojarske i građevinske radove te na ostale troškove, tzv. BoP troškove (*engl. Balance of Plant*).

Iznos investicije u jedan plinski motor, tj. u jednu kogeneracijsku jedinicu procijenjeno je na iznos od 8.690.000 EUR, dok isti trošak za vrelovodni kotao iznosi 3.340.000 EUR. S obzirom na broj ugrađenih proizvodnih jedinica (četiri kogeneracijske jedinice te dva plinska vrelovodna kotla) te ostale prateće troškove, tablicom 22. dan je pregled ukupnih investicijskih troškova korištenih za određivanje pokazatelja isplativosti.

Tablica 22. Pregled kapitalnih ulaganja po scenarijima (na temelju [107, 117])

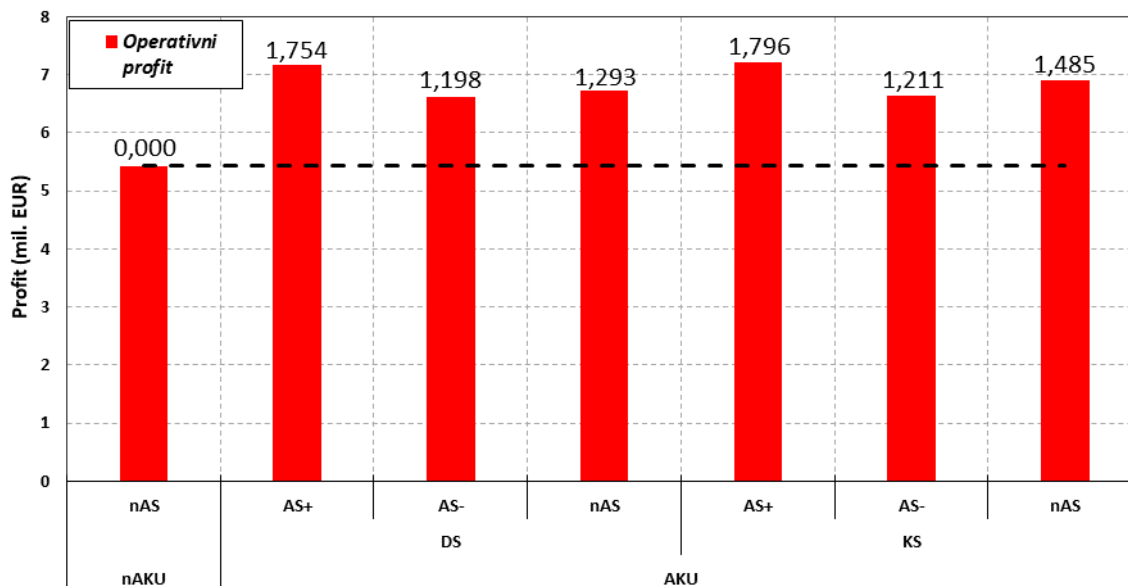
Stavka	Mj. jed.	Scenariji	
		nAKU AKU_DS	AKU_KS
Kogeneracijsko postrojenje	EUR	34.760.000	34.760.000
Vrelovodni kotlovi	EUR	6.680.000	6.680.000
Toplinska stanica	EUR	2.205.000	2.205.000
Konvencionalni spremnik topline	EUR	0	2.695.000
Elektrostrojarski radovi	EUR	5.790.000	5.790.000
Građevinski radovi	EUR	10.180.000	10.180.000
Ostali troškovi (BoP)	EUR	9.694.000	9.694.000
UKUPNO	EUR	69.554.000	72.004.000

6.5 Proračun isplativosti

Na temelju prethodno određenih fiksnih i varijabilnih prihoda i rashoda moguće je odrediti indikatore isplativosti korištenja cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja Realnog modela kao dinamičkog spremnika toplinske energije.

Ukoliko se gledaju isključivo operativni pokazatelji, tj. prihodi i rashodi za referentnu godinu, tada se može ustanoviti koliko spremnik toplinske energije doprinosi povećanju ukupnog profita (operativne dobiti) kogeneracijskog postrojenja. Slikom 67. dan je prikaz operativnog profita za razmatrane scenarije. Može se vidjeti kako je ukupni profit za bazni scenarij (nAKU_nAS) na razini od 5,4 mil. EUR, koji je dodatno prikazan i isprekidanom crnom linijom. U odnosu na taj scenarij, korištenjem spremnika toplinske energije ukupni profit raste, kako je navedeno iznad svakog pojedinog scenarija. Najveći profit ostvaruje se scenarijima s korištenjem spremnika toplinske energije i pružanjem većeg volumena pomoćnih usluga (AKU_DS_AS+ i AKU_KS_AS+), pritom je nešto veći profit u slučaju korištenja

konvencionalnog spremnika toplinske energije – 1,8 mil. EUR veći profit u odnosu na bazni scenarij. Neznatno manja razlika u ostvarenom profitu je u slučaju scenarija s dinamičkim spremnikom topline – 1,75 mil. EUR.



Slika 67. Operativni profit po scenarijima

Usporedbom ostvarenih profita može se ustvrditi kako korištenje spremnika toplinske energije i vođenje kogeneracijskog postrojenja sukladno impulsima s tržišta električne energije (bez pružanja pomoćnih usluga) može dovesti do povećanja profita. Profit u slučaju dinamičkog spremnika topline iznosi oko 1,3 mil. EUR, dok u slučaju konvencionalnog spremnika topline iznosi oko 1,5 mil. EUR. Dakako, ako se želi strategiju vođenja kogeneracijskog postrojenja temeljiti na tržišnim principima, sukladno signalima s tržišta električne energije, korištenje spremnika topline je neizbježno. Izgradnja konvencionalnog spremnika topline implicira angažman financijskih sredstava, na razini od 2,7 mil. EUR, kako je prikazano poglavljem 6.4. Korištenje postojeće infrastrukture cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja ne zahtijeva dodatnu investiciju.

Kako bi se valorizirale koristi od korištenja cjevovodne mreže sustava daljinskog grijanja u odnosu na izgradnju konvencionalnog spremnika određeni su ekonomsko-financijski pokazatelji – neto sadašnja vrijednost, unutarnja stopa povrata na uložena sredstva, vrijeme povrata te indeks profitabilnosti. Kako je u uvodnom poglavlju ekonomsko-financijske analize navedeno, ekonomsko-financijski pokazatelji određeni su za slučaj investicije u cjelokupno kogeneracijsko postrojenje, vrelovodne kotlove, prateće radove i infrastrukturu te u konvencionalni spremnik toplinske energije (AKU_SC scenariji). Usporedbom ekonomsko-

financijskih pokazatelja za scenarije sa spremnikom toplinske energije (AKU_KS i AKU_DS scenariji) i baznog, referentnog scenarija (nAKU_nAS), dobit će se pregled koristi od korištenja spremnika toplinske energije.

Stoga, analizom ekonomskog toka utvrđena je isplativost svakog pojedinog scenarija kao razlika prihoda i rashoda te investicijskog ulaganja. Isplativost je utvrđena na način da je:

- utvrđen ukupni prihod za svaku godinu
- utvrđen ukupni rashod za svaku godinu
- utvrđena neto korist za svaku godinu
- neto korist stavljena je u odnos prema troškovima ulaganja te je kao rezultat dobivena:
 - neto sadašnja vrijednost (NPV)
 - interna stopa povrata (IRR) uložених sredstava
 - razdoblje povrata (PBP)
 - indeks profitabilnosti.

Tablicom 23. prikazani su rezultati ekonomskog toka koji pokazuju vrijednosti pojedinih pokazatelja isplativosti, za svaki od promatranih scenarija.

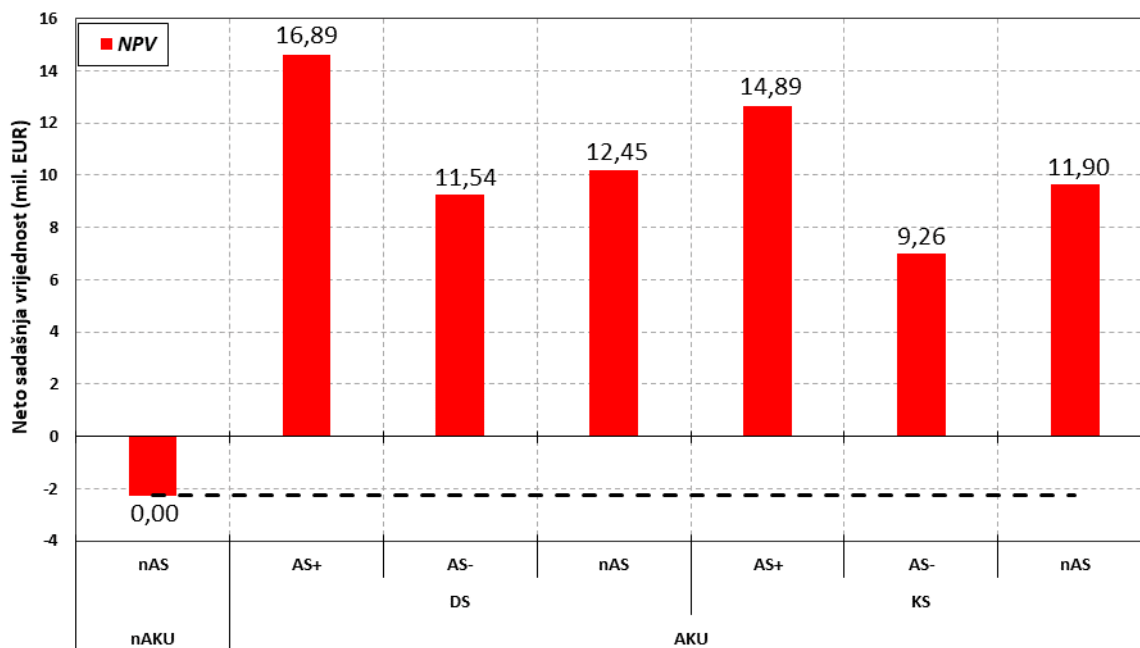
Tablica 23. Prikaz ekonomsko-financijskih pokazatelja isplativosti

Scenarij			NPV	IRR	PBP	Indeks profitabilnosti
			EUR	%	god	-
nAKU		nAS	-2.257.407	5,59 %	11,00	0,963
AKU	DS	AS+	14.631.265	8,45 %	8,00	1,237
		AS-	9.280.379	7,59 %	9,00	1,150
		nAS	10.195.284	7,74 %	9,00	1,165
	KS	AS+	12.634.268	8,06 %	9,00	1,197
		AS-	7.000.762	7,16 %	9,00	1,109
		nAS	9.642.144	7,59 %	9,00	1,150

Kako se može zamijetiti, ekonomsko-financijski pokazatelji isplativosti očekivano su najnepovoljniji za bazni scenarij (nAKU_nAS). Neto sadašnja vrijednost je negativna i na razini je od preko - 2,2 mil. EUR s internom stopom povrata od 5,6 %. Svi preostali razmatrani scenariji imaju pozitivne pokazatelje neto sadašnje vrijednosti, a time i internu stopu povrata na uložena sredstva veću od diskontne stope, tj. veću od 6 %. Najveća interna stopa povrata na uložena sredstva je u slučaju scenarija s dinamičkim spremnikom topline i pružanjem veće razine regulacijske rezerve snage (AKU_DS_AS+), kojega slijedi scenarij sa statičkim

kapacitetom za pohranu topline (AKU_KS_AS+). Dakako, u potonjem je IRR manji iz razloga što je investicija opterećena izgradnjom konvencionalnog spremnika toplinske energije.

Usporedba neto sadašnjih vrijednosti po scenarijima dana je slikom 68., gdje svaki crveni stupić predstavlja pripadajući scenarij. Isprekidanom crnom linijom dan je prikaz neto sadašnje vrijednosti za bazni scenarija (nAKU_nAS), dok je numeričkom oznakom iznad svakog scenarija dana razlika neto sadašnje vrijednosti u odnosu na bazni scenarij.



Slika 68. Usporedba neto sadašnje vrijednosti po scenarijima

Najveća razlika u neto sadašnjoj vrijednosti, u odnosu na bazni scenarij, je u slučaju AKU_DS_AS+ scenarija – razlika iznosi gotovo 17 mil. EUR. Također velika razlika u neto sadašnjoj vrijednosti je i u slučaju AKU_KS_AS+ scenarija – gotovo 15 mil. EUR. Nešto manje razine neto sadašnjih vrijednosti mogu se zamijetiti u slučaju scenarija sa smanjenom razinom pružanja regulacijske rezerve snage (AS- scenariji) te u scenarijima bez pružanja pomoćnih usluga (nAS scenariji). Ono što je bitno za zamijetiti jest činjenica kako u slučaju scenarija bez pružanja pomoćnih usluga (nAS scenariji) neto sadašnja vrijednost je veća nego u slučaju AS- scenarija. nAS scenariji podrazumijevaju potpuno vođenje kogeneracijskih postrojenja sukladno signalima s tržišta električne energije, bez ikakvih ograničenja na mogućnosti i potrebe za pružanjem pomoćnih usluga, koje dakako ovise o potrebama samog operatora prijenosnog sustava.

7 ZAKLJUČAK

Istraživanjima provedenim u sklopu ovog doktorskog rada potvrđena je postavljena hipoteza. Sustavi daljinskog grijanja mogu se koristiti kao spremnici toplinske energije, uz utvrđena ograničenja koja se prvenstveno odnose na temperaturne režime i trenutno toplinsko opterećenje, tj. na aktualno pogonsko stanje. S obzirom da je mogućnost korištenja sustava daljinskog grijanja, kao spremnika energije, određeno promjenjivim pogonskim stanjima, takav spremnik toplinske energije, u sklopu ovog rada, definiran je kao dinamički spremnik toplinske energije. Korištenje sustava daljinskog grijanja kao dinamičkog spremnika toplinske energije omogućava proizvodnim jedinicama (najčešće, ali ne i nužno, kogeneracijama) povećanje fleksibilnosti te reagiranje na cjenovne impulse s tržišta električne, ali također i tržišta toplinske energije. S druge strane, fleksibilna proizvodna postrojenja imaju mogućnost sudjelovati u pružanju pomoćnih usluga operatoru elektroenergetskog sustava, što zajedno s činjenicom kako mogu reagirati na cjenovne impulse s tržišta električne energije, neminovno dovodi do povećanja prihoda, ali i dobiti proizvodnih, kogeneracijskih, postrojenja.

U sklopu ovog doktorskog rada izrađen je matematički model sustava daljinskog grijanja koji je kalibriran i potom validiran postojećim i funkcionalnim sustavom daljinskog grijanja u kontinentalnom dijelu Republike Hrvatske. Na taj način omogućeno je utvrđivanje korelacije između veličine i konfiguracije proizvodnih postrojenja spregnutih sa sustavom daljinskog grijanja i fleksibilnosti energetske sustava koja je potrebna za integraciju intermitentnih izvora energije. Konkretno, provedenim istraživanjem utvrđeno je kako je akumulativnost sustava daljinskog grijanja globalna dinamička karakteristika invarijantna na toplinski tok kojim se toplinska energija pohranjuje/preuzima, dok je kapacitet pohrane toplinske energije promjenjiv, u ovisnosti o toplinskom opterećenju.

Utvrđeno je kako je kapacitet pohrane toplinske energije ograničen toplinskim opterećenjem krajnjih korisnika, koji ujedno definira i stanje napunjenosti samog spremnika. Pri većem toplinskom opterećenju napunjenost dinamičkog spremnika je veća, dok je pri nižem opterećenju obrnuta situacija. Na temelju tih zaključaka određen je specifični kapacitet pohrane toplinske energije za sustave daljinskog grijanja u ovisnosti o raspoloživom toplinskom toku koji, pri određenom toplinskom opterećenju, može dodatno biti predan cjevovodnoj mreži ili oduzet od cjevovodne mreže, a da komfor krajnjih potrošača ne bude narušen. Takav toplinski tok može se definirati kao pozitivna i negativna rezerva toplinske snage. Utvrđeno je kako je

za svaki kilometar cjevovodne mreže te za svaki megavat raspoložive rezerve toplinske snage moguće pohraniti oko 0,11 MWh toplinske energije. Pritom, specifični kapacitet pohrane toplinske energije iznosi oko 0,08 MWh_t/MW_t/km, za slučaj pozitivne rezerve toplinske snage. Ako se razmatra negativna rezerva toplinske snage, tj. mogućnost preuzimanja akumulirane toplinske energije, tada je kapacitet preuzimanja oko 0,03 MWh_t/MW_t/km.

Utvrđenim specifičnim kapacitetom pohrane toplinske energije određena je akumulativnost sustava daljinskih grijanja, koja omogućava ostvarivanje fleksibilnih strategija vođenja kogeneracijskih postrojenja. Iskorištavanjem raspoložive fleksibilnosti sustava daljinskih grijanja, spregnutih s kogeneracijskim postrojenjima, omogućava se uvođenje naprednih strategija vođenja kogeneracijskih sustava i sustava daljinskih grijanja. Posljedično, kogeneracijskim postrojenjima omogućeno je zauzimanje aktivnije uloge u elektroenergetskom sustavu, čime je između ostaloga omogućen njihov pozitivan utjecaj na prihvaćanje većih udjela obnovljivih izvora energije s intermitentnim karakterom proizvodnje električne energije.

Provedenim istraživanjima pokazano je kako raspoloživa akumulativnost sustava daljinskog grijanja može omogućiti kogeneracijskim proizvodnim postrojenjima reagiranje na cjenovne impulse s tržišta električne energije. Omogućeno je ostvarivanje pogonskih strategija vođenja kojima je maksimizirana proizvodnja električne energije u razdobljima viših cijena te minimizirana proizvodnja u razdobljima nižih cijena električne energije. Osim mogućnosti reagiranja na cjenovne impulse i prilagođavanje strategije vođenje istim, pokazana je i mogućnost pružanja pomoćnih usluga, tj. osiguravanje rezerve snage te isporuka električne energije za uravnoteženje elektroenergetskog sustava.

Korištenjem sustava daljinskog grijanja kao dinamičkog spremnika topline te vođenjem kogeneracijskih postrojenja na temelju signala s tržišta električne energije, moguće je povećanje operativnog profita od gotovo 24 %, za korišteni profil cijena električne energije. Ako se analizira i prihod od pružanja pomoćnih usluga, tada je povećanje profita za preko 8 postotnih jedinica veće. Usporedbe radi, ukoliko bi se kogeneracijsko postrojenje spregnulo s konvencionalnim spremnikom toplinske energije i vodilo sukladno signalima s tržišta električne energije, tada bi povećanje operativnog profita bilo na razini od 27 %. U slučaju pružanja i pomoćnih usluga povećanje operativnog profita na razini je od preko 33 %. Povećanje profita veće je u slučaju konvencionalnog spremnika toplinske energije, što je i logično iz razloga što je kapacitet pohrane toplinske energije konvencionalnog spremnika konstantan te je neovisan o trenutnom toplinskom opterećenju. Iz navedenog razloga veća je

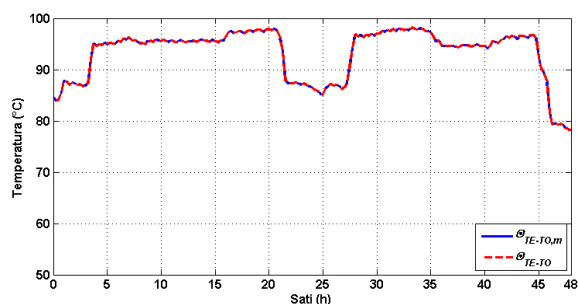
moгуćnost pohrane toplinske energije u takav spremnik toplinske energije. Međutim, ako se analiziraju potrebna ulaganja u infrastrukturu za korištenje jednog od dva tipa razmatranih spremnika topline, tada se može zamijetiti kako postoji značajna razlika. Korištenje sustava daljinskog grijanja kao dinamičkog spremnika toplinske energije ne zahtijeva dodatne investicije za izgradnju ili prenamjenu postojeće cjevovodne mreže. S druge pak strane, izgradnja konvencionalnog spremnika toplinske energije zahtijeva određena financijska ulaganja koja nisu zanemariva, kako je i prikazano u sklopu ekonomsko-financijske analize. Dodatno, za izgradnju konvencionalnog spremnika toplinske energije potrebno je osigurati i dostatno veliku površinu za izgradnju koja mora zadovoljiti kako tehničke, tako i urbanističke uvjete, što dodatno opterećuje cjelokupan proces izgradnje spremnika topline.

Ukoliko se u odnos stavi povećanje operativnih prihoda s isporučenom toplinskom energijom tada se može ustanoviti kako je za svaki MWh isporučene toplinske energije ostvaren dodatni profit od 7,13 EUR, u slučaju korištenja cjevovodne mreže kao dinamičkog spremnika topline i vođenja kogeneracijskog postrojenja sukladno signalima s tržišta električne energije. Ako se razmatra i pružanje pomoćnih usluga, u zahtijevanom opsegu +/- 20 MW, tada je za svaki MWh isporučene toplinske energije ostvaren dodatni profit od 9,73 EUR. Ostvareni dodatni prihod može se u osnovi razmatrati kao oportunitetni trošak pogona kogeneracijskog postrojenja spregnutog sa sustavom daljinskog grijanja, kod kojeg je strategija vođenja temeljena jedino i isključivo na temelju trenutnih potreba za toplinskom energijom, neovisno o okolnostima na tržištu električne energije i prilikama u elektroenergetskom sustavu.

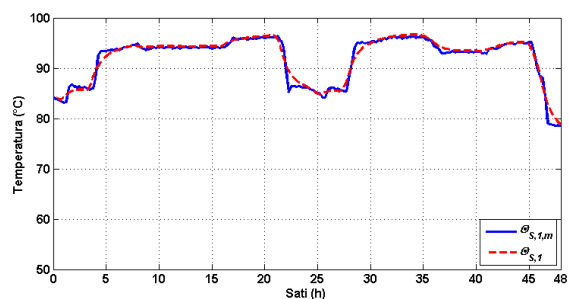
Mogućnost pružanja pomoćnih usluga u suvremenom energetsom sustavu potrebno je kritički razmatrati. Povećanje udjela instaliranih proizvodnih kapaciteta energije iz intermitentnih izvora načelno doprinosi povećanju potreba za aktivacijom pomoćnih usluga, odnosno korištenju energije uravnoteženja. Međutim, povećanje točnosti planiranja proizvodnje električne energije iz intermitentnih izvora energije, temeljenih na energiji vjetera i/ili sunca te tendencije uvođenja unutar dnevnog tržišta električne energije (*engl. intra-day market*), u kojem će se vrijeme trgovanja električnom energijom smanjiti s jednog sata na intervale od 15 minuta, zasigurno će doprinijeti smanjenju potreba za pomoćnim uslugama. Potrebe za pomoćnim uslugama su konačne te kogeneracijska postrojenja svoje strategije vođenja, ali isto tako i strategije razvoja, ne bi trebale temeljiti isključivo na mogućnostima pružanja pomoćnih usluga. Dodatno, ukoliko se i ostvari uspostava tržišta pomoćnih usluga, pojavit će se određeni broj tržišnih sudionika, tj. pružatelja pomoćnih usluga. Navedeno će zasigurno utjecati na uspostavu tržišnih cijena pomoćnih usluga, ali isto tako je za očekivati i trend smanjenja cijena

za pružanje pomoćnih usluga, čime se potencijalni prihodi od pružanja istih smanjuju. Stoga, strategija vođenja fleksibilnih kogeneracijskih postrojenja treba biti temeljena na tržišnim signalima, prvenstveno s tržišta električne energije, a potom i s tržišta toplinske energije te prirodnog plina. Dakako, na današnjem stupnju razvoja i integriranosti energetske tržišta, tržište toplinske energije i prirodnog plina nije dinamično kao što je tržište električne energije. Međutim, procesom energetske tranzicije i povećavanjem stupnja integriranosti različitih energetske sektora za očekivati je kako će se taj trend proširiti i u korist integriranja energetske tržišta. Upravo na tome tragu potrebno je nastaviti daljnja istraživanja koja su usmjerena na proširenje modela na sektor prirodnog plina te sustave daljinskog hlađenja, koji su komplementarni sustavima daljinskih grijanja. Sinergijska interakcija različitih sustava i sektora, korištenje postojeće komunalne infrastrukture, razvoj i primjena naprednih strategija vođenja temelj su razvoja tzv. pametnih gradova, tj. urbanih sredina. Stoga, može se zaključiti kako će naredno razdoblje u energetici biti izrazito zanimljivo, obilježeno velikim i strukturnim promjenama koje će postaviti nove temelje energetike.

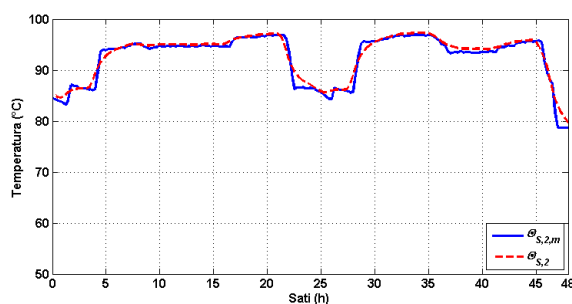
PRILOG A

Hladniji dan

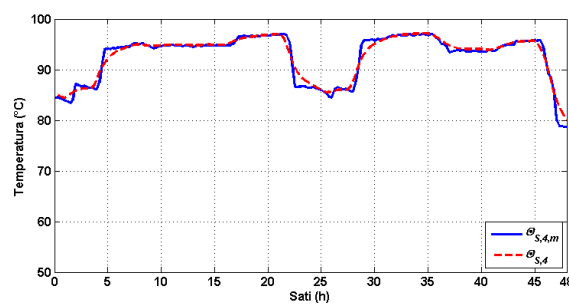
Slika 69. Temperatura polaza ogrjevnog medija – hladniji dan



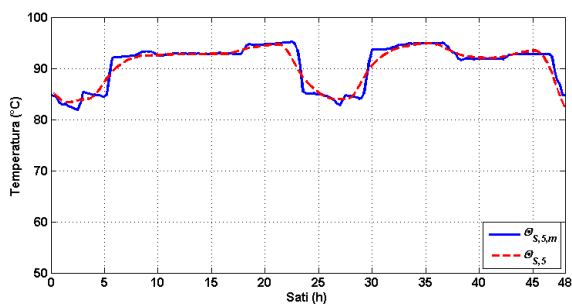
Slika 70. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P1 – hladniji dan



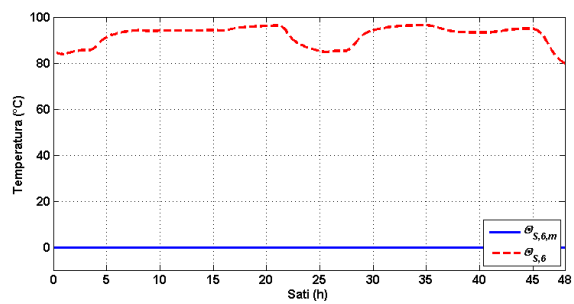
Slika 71. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P2 – hladniji dan



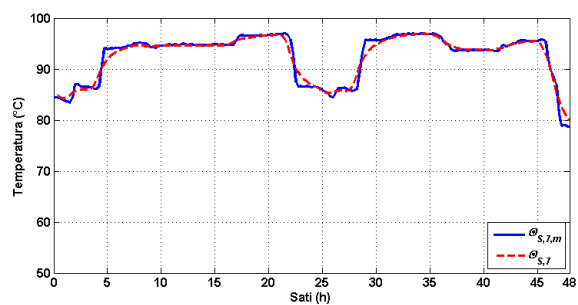
Slika 72. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P4 – hladniji dan



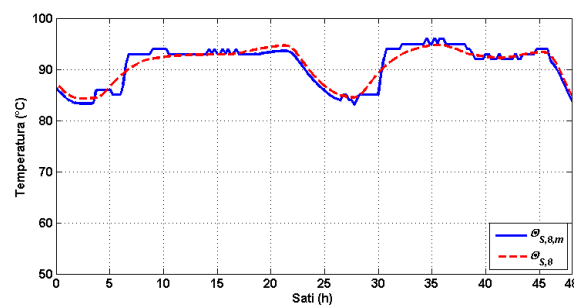
Slika 73. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P5 – hladniji dan



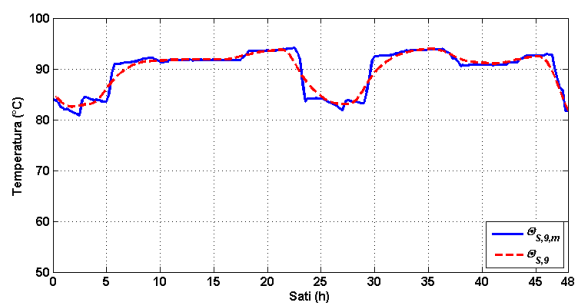
Slika 74. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P6 – hladniji dan



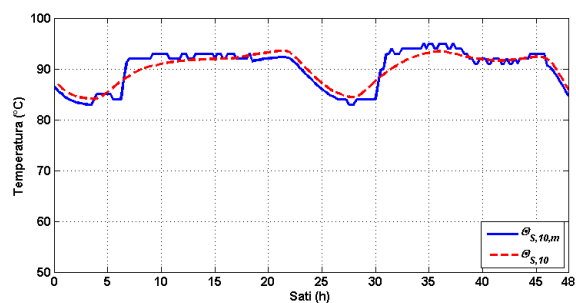
Slika 75. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P7 – hladniji dan



Slika 76. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P8 – hladniji dan

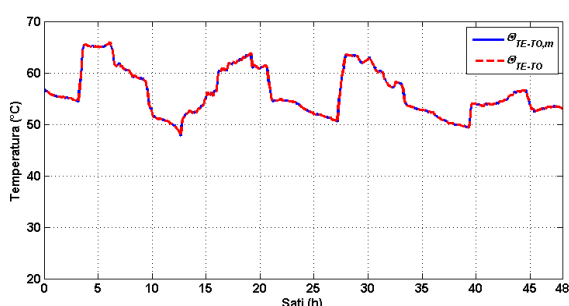


Slika 77. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P9 – hladniji dan

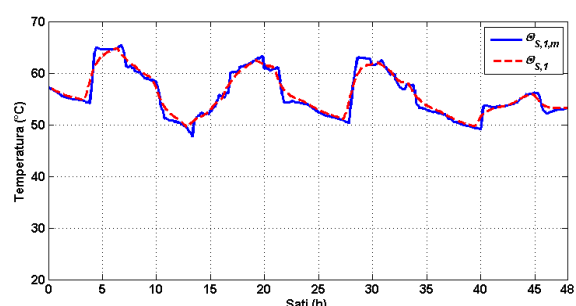


Slika 78. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P10 – hladniji dan

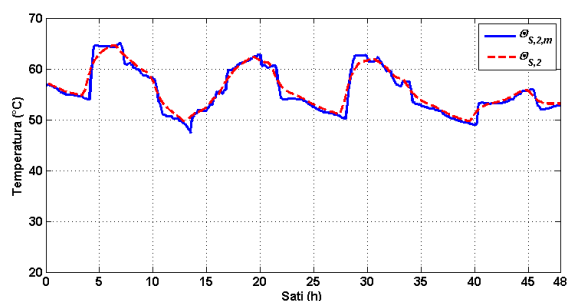
Topliji dan



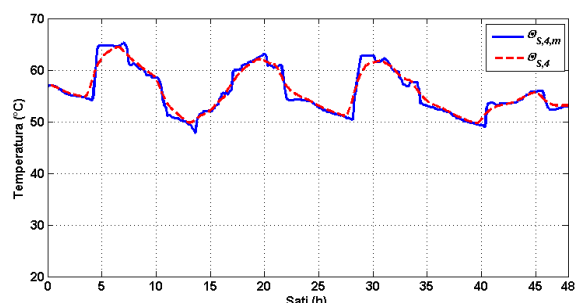
Slika 79. Temperatura polaza ogrjevnog medija – topliji dan



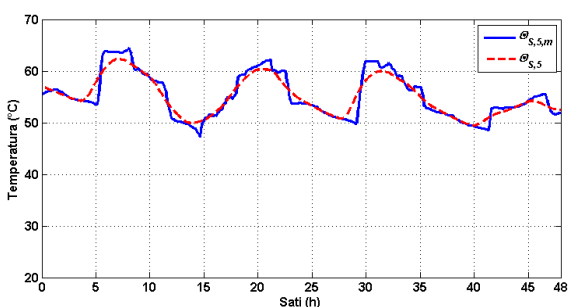
Slika 80. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P1 – topliji dan



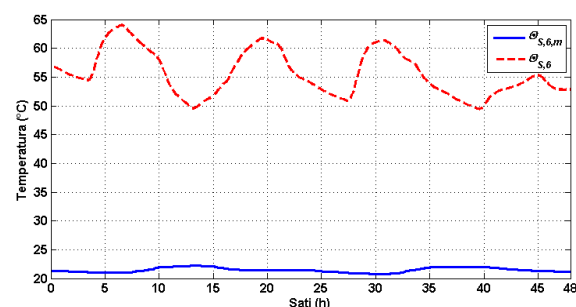
Slika 81. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P2 – topliji dan



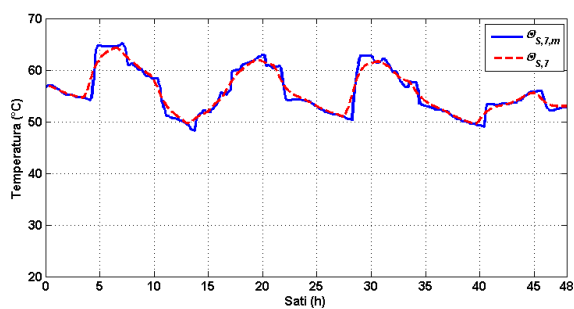
Slika 82. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P4 – topliji dan



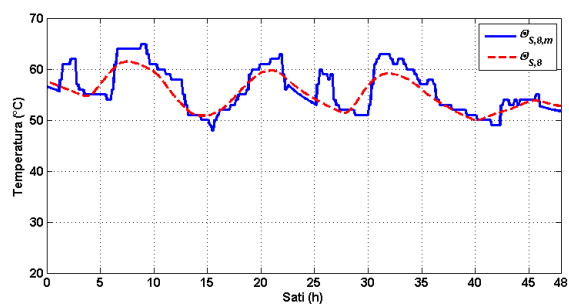
Slika 83. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P5 – topliji dan



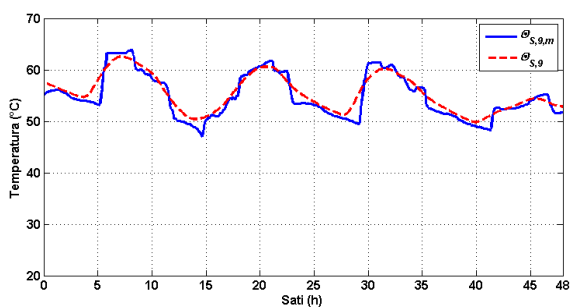
Slika 84. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P6 – topliji dan



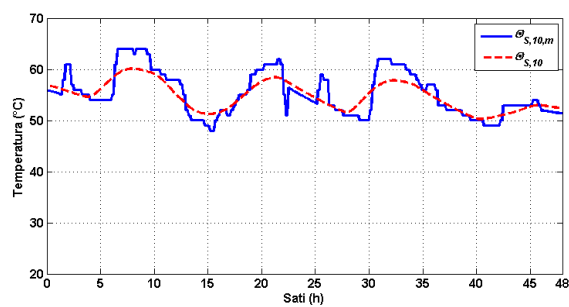
Slika 85. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P7 – topliji dan



Slika 86. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P8 – topliji dan



Slika 87. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P9 – topliji dan



Slika 88. Temperatura ogrjevnog medija na segmentu P10 – topliji dan

PRILOG B

Scenarij nAKU_nAS

Tablica 24. Pogonski pokazatelji rada proizvodnih jedinica – scenarij nAKU_nAS

Veličina	Mjerna jedinica	Naziv proizvodne jedinice		UKUPNO
		Plinski motor	Vrelovodni kotao	
Proizvedena električna energija	GWh _e	162,02	-	162,02
Proizvedena toplinska energija	GWh _t	147,01	34,33	181,33
Utrošeno gorivo	GWh	340,70	37,47	378,17
Broj radnih sati svih jedinica	h	3.992	2.615	6.607
Broj ulazaka u pogon	-	984	436	-
Faktor opterećenja	%	22,8	8,4	-
Prihod od prodaje EE	EUR	7.072.248	-	7.072.248
Trošak goriva	EUR	7.495.345	824.329	8.319.674
Trošak pokretanja	EUR	59.040	69.760	128.800
Ukupni trošak	EUR	7.554.385	894.089	8.448.474

Scenarij AKU_DS_nAS

Tablica 25. Pogonski pokazatelji rada proizvodnih jedinica – scenarij AKU_DS_nAS

Veličina	Mjerna jedinica	Naziv proizvodne jedinice		UKUPNO
		Plinski motor	Vrelovodni kotao	
Proizvedena električna energija	GWh _e	197,07	-	197,07
Proizvedena toplinska energija	GWh _t	175,12	6,50	181,62
Utrošeno gorivo	GWh	409,21	7,05	416,25
Broj radnih sati svih jedinica	h	2.959	437	3.396
Broj ulazaka u pogon	-	1.330	18	-
Faktor opterećenja	%	27,7	1,6	-
Prihod od prodaje EE	EUR	9.157.092	-	9.157.092
Trošak goriva	EUR	9.002.498	155.075	9.157.573
Trošak pokretanja	EUR	79.800	2.880	82.680
Ukupni trošak	EUR	9.082.298	157.955	9.240.253

Scenarij AKU_DS_AS+

Tablica 26. Pogonski pokazatelji rada proizvodnih jedinica – scenarij AKU_DS_AS+

Veličina	Mjerna jedinica	Naziv proizvodne jedinice		UKUPNO
		Plinski motor	Vrelvodni kotao	
Proizvedena električna energija	GWh _e	191,18	-	191,18
Proizvedena toplinska energija	GWh _t	179,85	1,64	181,48
Utrošeno gorivo	GWh	413,95	1,77	415,72
Broj radnih sati svih jedinica	h	5.066	128	5.194
Broj ulazaka u pogon	-	535	8	-
Faktor opterećenja	%	26,9	0,4	-
Prihod od prodaje EE	EUR	7.962.376	-	7.962.376
Trošak goriva	EUR	9.106.796	39.048	9.145.844
Trošak pokretanja	EUR	32.100	1.280	33.380
Ukupni trošak	EUR	9.138.896	40.328	9.179.224

Scenarij AKU_DS_AS-

Tablica 27. Pogonski pokazatelji rada proizvodnih jedinica – scenarij AKU_DS_AS-

Veličina	Mjerna jedinica	Naziv proizvodne jedinice		UKUPNO
		Plinski motor	Vrelvodni kotao	
Proizvedena električna energija	GWh _e	195,48	-	195,48
Proizvedena toplinska energija	GWh _t	178,12	3,19	181,31
Utrošeno gorivo	GWh	413,37	3,48	416,85
Broj radnih sati svih jedinica	h	5.304	136	5.440
Broj ulazaka u pogon	-	524	10	-
Faktor opterećenja	%	27,5	0,8	-
Prihod od prodaje EE	EUR	8.148.896	-	8.148.896
Trošak goriva	EUR	9.094.110	76.624	9.170.734
Trošak pokretanja	EUR	31.440	1.600	33.040
Ukupni trošak	EUR	9.125.550	78.224	9.203.774

Scenarij AKU_KS_nAS

Tablica 28. Pogonski pokazatelji rada proizvodnih jedinica – scenarij AKU_KS_nAS

Veličina	Mjerna jedinica	Naziv proizvodne jedinice		UKUPNO
		Plinski motor	Vrelvodni kotao	
Proizvedena električna energija	GWh _e	202,50	-	202,50
Proizvedena toplinska energija	GWh _t	179,64	2,40	182,04
Utrošeno gorivo	GWh	420,35	2,60	422,94
Broj radnih sati svih jedinica	h	2.752	187	2.939
Broj ulazaka u pogon	-	1.103	4	-
Faktor opterećenja	%	28,5	0,6	-
Prihod od prodaje EE	EUR	9.480.301	-	9.480.301
Trošak goriva	EUR	9.247.594	57.144	9.304.738
Trošak pokretanja	EUR	66.180	640	66.820
Ukupni trošak	EUR	9.313.774	57.784	9.371.558

Scenarij AKU_KS_AS+

Tablica 29. Pogonski pokazatelji rada proizvodnih jedinica – scenarij AKU_KS_AS+

Veličina	Mjerna jedinica	Naziv proizvodne jedinice		UKUPNO
		Plinski motor	Vrelvodni kotao	
Proizvedena električna energija	GWh _e	193,00	-	193,00
Proizvedena toplinska energija	GWh _t	180,95	0,98	181,93
Utrošeno gorivo	GWh	417,76	1,06	418,82
Broj radnih sati svih jedinica	h	5.059	77	5.136
Broj ulazaka u pogon	-	469	2	-
Faktor opterećenja	%	27,2	0,2	-
Prihod od prodaje EE	EUR	8.062.529	-	8.062.529
Trošak goriva	EUR	9.190.696	23.392	9.214.088
Trošak pokretanja	EUR	28.140	320	28.460
Ukupni trošak	EUR	9.218.836	23.712	9.242.548

Scenarij AKU KS AS-

Tablica 30. Pogonski pokazatelji rada proizvodnih jedinica – scenarij AKU_KS_AS-

Veličina	Mjerna jedinica	Naziv proizvodne jedinice		UKUPNO
		Plinski motor	Vrelvodni kotao	
Proizvedena električna energija	GWh _e	195,85	-	195,85
Proizvedena toplinska energija	GWh _t	178,48	3,34	181,82
Utrošeno gorivo	GWh	414,10	3,64	417,74
Broj radnih sati svih jedinica	h	5.261	119	5.380
Broj ulazaka u pogon	-	527	9	-
Faktor opterećenja	%	27,6	0,8	-
Prihod od prodaje EE	EUR	8.191.814	-	8.191.814
Trošak goriva	EUR	9.110.084	80.095	9.190.179
Trošak pokretanja	EUR	31.620	1.440	33.060
Ukupni trošak	EUR	9.141.704	81.535	9.223.239

LITERATURA

1. D'haeseleer, W., de Vries, L., Kang, C. and Delarue, E., Flexibility Challenges for Energy Markets, *IEEE Power & Energy Magazine*, Vol. 15, No. 1, pp 61–71, 2017.
2. Koenig, R., The three Ds of modern power, *Power Engineering International*, Vol. 25, No. 52017.
3. Unlocking Flexibility: Integrated Optimization and Control of Multienergy Systems, *IEEE Power & Energy Magazine*, Vol. 15, No. 1, pp 43–52, 2017.
4. Clean energy for all Europeans package, *Energy - European Commission*, 2017. <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans>
5. Flexibility: The role of DSOs in tomorrow's electricity market, 2014.
6. Hreinsson, K., Vrakopoulou, M. and Andersson, G., Stochastic security constrained unit commitment and non-spinning reserve allocation with performance guarantees, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 72, pp 109–115, 2015.
7. Hirth, L. and Ziegenhagen, I., Nota di lavoro 46.2013, Control Power and Variable Renewables – A Glimpse at German Data, 2013.
8. Scherer, M., Zima, M. and Andersson, G., An integrated pan-European ancillary services market for frequency control, *Energy Policy*, Vol. 62, pp 292–300, 2013.
9. Ulbig, A. and Andersson, G., Analyzing operational flexibility of electric power systems, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 72, pp 155–164, 2015.
10. Chmielewski, A., Gumiński, R., Mączak, J., Radkowski, S. and Szulim, P., Aspects of balanced development of RES and distributed micro-cogeneration use in Poland: Case study of a μ CHP with Stirling engine, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 60, pp 930–952, 2016.
11. Jordán, P. S., Javier Eduardo, A. M., Zdzisław, M. C., et al., Techno-economic analysis of solar-assisted post-combustion carbon capture to a pilot cogeneration system in Mexico, *Energy*, Vol. 167, pp 1107–1119, 2019.
12. Silva, H. C. N., Dutra, J. C. C., Costa, J. A. P., Ochoa, A. A. V., dos Santos, C. A. C. and Araújo, M. M. D., Modeling and simulation of cogeneration systems for buildings on a university campus in Northeast Brazil – A case study, *Energy Conversion and Management*, Vol. 186, pp 334–348, 2019.
13. Caf, A., Urbancl, D., Trop, P. and Goricanec, D., Exploitation of low-temperature energy sources from cogeneration gas engines, *Energy*, Vol. 108, pp 86–92, 2016.
14. Gambini, M. and Vellini, M., High Efficiency Cogeneration: Electricity from Cogeneration in CHP Plants, *Energy Procedia*, Vol. 81, pp 430–439, 2015.

15. Isa, N. M., Tan, C. W. and Yatim, A. H. M., A comprehensive review of cogeneration system in a microgrid: A perspective from architecture and operating system, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 81, pp 2236–2263, 2018.
16. Ulbig, A., Borsche, T. S. and Andersson, G., Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation, *World Congress, Cape Town International Convention Centre*, Vol. 19, No. 12014.
17. Kirrmann, S., Field Test of Kombikraftwerk 2 - Provision of Balancing Power from Renewable Energy Sources. Infoblätter Kombikraftwerk 2, 2013.
18. Xavier, L. S., Cupertino, A. F. and Pereira, H. A., Ancillary services provided by photovoltaic inverters: Single and three phase control strategies, *Computers & Electrical Engineering*, Vol. 70, pp 102–121, 2018.
19. Wang, H., Wang, S. and Tang, R., Investigation on the Use of Pumps in HVAC Systems for Providing Ancillary Services in Smart Grids, *Energy Procedia*, Vol. 159, pp 219–224, 2019.
20. Bartolucci, L., Cordiner, S., Mulone, V. and Rossi, J. L., Hybrid renewable energy systems for household ancillary services, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 107, pp 282–297, 2019.
21. Fabietti, L., Qureshi, F. A., Gorecki, T. T., Salzmann, C. and Jones, C. N., Multi-time scale coordination of complementary resources for the provision of ancillary services, *Applied Energy*, Vol. 229, pp 1164–1180, 2018.
22. Majzoobi, A. and Khodaei, A., Application of microgrids in providing ancillary services to the utility grid, *Energy*, Vol. 123, pp 555–563, 2017.
23. Cardoso, G., Stadler, M., Mashayekh, S. and Hartvigsson, E., The impact of ancillary services in optimal DER investment decisions, *Energy*, Vol. 130, pp 99–112, 2017.
24. Mancarella, P., Chicco, G. and Capuder, T., Arbitrage opportunities for distributed multi-energy systems in providing power system ancillary services, *Energy*, Vol. 161, pp 381–395, 2018.
25. Biegel, B., Westenholz, M., Hansen, L. H., Stoustrup, J., Andersen, P. and Harbo, S., Integration of flexible consumers in the ancillary service markets, *Energy*, Vol. 67, pp 479–489, 2014.
26. Banswar, A., Sharma, N. K., Sood, Y. R. and Shrivastava, R., Renewable energy sources as a new participant in ancillary service markets, *Energy Strategy Reviews*, Vol. 18, pp 106–120, 2017.
27. Kumar, A., Meena, N. K., Singh, A. R., et al., Strategic Allocation and Energy Management of BESS for the Provision of Ancillary Services in Active Distribution Networks, *Energy Procedia*, Vol. 158, pp 2972–2978, 2019.
28. Kumar, A., Meena, N. K., Singh, A. R., et al., Strategic integration of battery energy storage systems with the provision of distributed ancillary services in active distribution systems, *Applied Energy*, Vol. 253, pp 113503, 2019.

29. Frade, P. M. S., Shafie-khah, M., Santana, J. J. E. and Catalão, J. P. S., Cooperation in ancillary services: Portuguese strategic perspective on replacement reserves, *Energy Strategy Reviews*, Vol. 23, pp 142–151, 2019.
30. Frade, P. M. S., Osório, G. J., Santana, J. J. E. and Catalão, J. P. S., Regional coordination in ancillary services: An innovative study for secondary control in the Iberian electrical system, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 109, pp 513–525, 2019.
31. Østergaard, P. A., Comparing electricity, heat and biogas storages' impacts on renewable energy integration, *Energy*, Vol. 37, No. 1, pp 255–262, 2012.
32. Azzuni, A. and Breyer, C., Energy security and energy storage technologies, *Energy Procedia*, Vol. 155, pp 237–258, 2018.
33. Stougie, L., Del Santo, G., Innocenti, G., et al., Multi-dimensional life cycle assessment of decentralised energy storage systems, *Energy*, Vol. 182, pp 535–543, 2019.
34. Bott, C., Dressel, I. and Bayer, P., State-of-technology review of water-based closed seasonal thermal energy storage systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 113, pp 109241, 2019.
35. Niu, J., Tian, Z., Lu, Y. and Zhao, H., Flexible dispatch of a building energy system using building thermal storage and battery energy storage, *Applied Energy*, Vol. 243, pp 274–287, 2019.
36. Soini, M. C., Parra, D. and Patel, M. K., Disaggregation of energy storage operation by timescales, *Journal of Energy Storage*, Vol. 23, pp 480–494, 2019.
37. Verda, V. and Colella, F., Primary energy savings through thermal storage in district heating networks, *Energy*, Vol. 36, No. 7, pp 4278–4286, 2011.
38. Kusch, W., Schmidla, T. and Stadler, I., Consequences for district heating and natural gas grids when aiming towards 100 % electricity supply with renewables, *Energy*, Vol. 48, No. 1, pp 153–159, 2012.
39. Hartmann, B., Vokony, I., Sorés, P. and Táci, I., Service aspect assessment of energy storage under the ownership of distribution system operators, *Journal of Energy Storage*, Vol. 25, pp 100861, 2019.
40. Gaudard, L. and Madani, K., Energy storage race: Has the monopoly of pumped-storage in Europe come to an end?, *Energy Policy*, Vol. 126, pp 22–29, 2019.
41. Miller, L. and Cariveau, R., A review of energy storage financing—Learning from and partnering with the renewable energy industry, *Journal of Energy Storage*, Vol. 19, pp 311–319, 2018.
42. Lund, H., Andersen, A. N., Østergaard, P. A., Mathiesen, B. V. and Connolly, D., From electricity smart grids to smart energy systems – A market operation based approach and understanding, *Energy*, Vol. 42, No. 1, pp 96–102, 2012.
43. Energija u Hrvatskoj 2017, 2018.

44. Heat Roadmap Europe 2050, SECOND PRE-STUDY FOR THE EU27, 2013.
45. Energy Technology Perspectives 2012: Pathways to a Clean Energy System, 2013.
46. Rezaie, B. and Rosen, M. A., District heating and cooling: Review of technology and potential enhancements, *Applied Energy*, Vol. 93, pp 2–10, 2012.
47. Gao, L., Cui, X., Ni, J., et al., Technologies in Smart District Heating System, *Energy Procedia*, Vol. 142, pp 1829–1834, 2017.
48. Werner, S., International review of district heating and cooling, *Energy*, Vol. 137, pp 617–631, 2017.
49. Guelpa, E. and Verda, V., Thermal energy storage in district heating and cooling systems: A review, *Applied Energy*, Vol. 252, pp 113474, 2019.
50. Turski, M. and Sekret, R., Buildings and a district heating network as thermal energy storages in the district heating system, *Energy and Buildings*, Vol. 179, pp 49–56, 2018.
51. Pini Prato, A., Strobino, F., Broccardo, M. and Parodi Giusino, L., Integrated management of cogeneration plants and district heating networks, *Applied Energy*, Vol. 97, pp 590–600, 2012.
52. Chertkov, M. and Novitsky, N. N., Thermal Transients in District Heating Systems, *Energy*, Vol. 184, pp 22–33, 2019.
53. Guelpa, E., Marincioni, L., Capone, M., Deputato, S. and Verda, V., Thermal load prediction in district heating systems, *Energy*, Vol. 176, pp 693–703, 2019.
54. Cai, H., Ziras, C., You, S., Li, R., Honoré, K. and Bindner, H. W., Demand side management in urban district heating networks, *Applied Energy*, Vol. 230, pp 506–518, 2018.
55. Gong, E., Wang, N., You, S., Wang, Y., Zhang, H. and Wei, S., Optimal operation of novel hybrid district heating system driven by central and distributed variable speed pumps, *Energy Conversion and Management*, Vol. 196, pp 211–226, 2019.
56. Guelpa, E., Sciacovelli, A. and Verda, V., Thermo-fluid dynamic model of large district heating networks for the analysis of primary energy savings, *Energy*, Vol. 184, pp 34–44, 2019.
57. Zajacs, A. and Borodinecs, A., Assessment of development scenarios of district heating systems, *Sustainable Cities and Society*, Vol. 48, pp 101540, 2019.
58. Turski, M., Nogaj, K. and Sekret, R., The use of a PCM heat accumulator to improve the efficiency of the district heating substation, *Energy*, Vol. 187, pp 115885, 2019.
59. Askeland, K., Bozhkova, K. N. and Sorknæs, P., Balancing Europe: Can district heating affect the flexibility potential of Norwegian hydropower resources?, *Renewable Energy*, Vol. 141, pp 646–656, 2019.

60. Alsagri, A. S., Arabkoohsar, A., Khosravi, M. and Alrobaian, A. A., Efficient and cost-effective district heating system with decentralized heat storage units, and triple-pipes, *Energy*, pp 116035, 2019.
61. Arabkoohsar, A., Khosravi, M. and Alsagri, A. S., CFD analysis of triple-pipes for a district heating system with two simultaneous supply temperatures, *International Journal of Heat and Mass Transfer*, Vol. 141, pp 432–443, 2019.
62. Gumpert, B., Wieland, C. and Spliethoff, H., Thermo-hydraulic simulation of district heating systems, *Geothermics*, Vol. 82, pp 244–253, 2019.
63. Stennikov, V. A., Barakhtenko, E. A. and Sokolov, D. V., A methodological approach to the determination of optimal parameters of district heating systems with several heat sources, *Energy*, Vol. 185, pp 350–360, 2019.
64. Postnikov, I., Stennikov, V. and Penkovskii, A., Prosumer in the District Heating Systems: Operating and Reliability Modeling, *Energy Procedia*, Vol. 158, pp 2530–2535, 2019.
65. Volkova, A., Krupenski, I., Pieper, H., Ledvanov, A., Latšov, E. and Siirde, A., Small low-temperature district heating network development prospects, *Energy*, Vol. 178, pp 714–722, 2019.
66. Ziemele, J., Cilinskis, E. and Blumberga, D., Pathway and restriction in district heating systems development towards 4th generation district heating, *Energy*, Vol. 152, pp 108–118, 2018.
67. Gravelsins, A., Pakere, I., Tukulis, A. and Blumberga, D., Solar power in district heating. P2H flexibility concept, *Energy*, Vol. 181, pp 1023–1035, 2019.
68. Calikus, E., Nowaczyk, S., Sant’Anna, A., Gadd, H. and Werner, S., A data-driven approach for discovering heat load patterns in district heating, *Applied Energy*, Vol. 252, pp 113409, 2019.
69. Wang, C., Du, Y., Li, H., Wallin, F. and Min, G., New methods for clustering district heating users based on consumption patterns, *Applied Energy*, Vol. 251, pp 113373, 2019.
70. Lund, H., Werner, S., Wiltshire, R., et al., 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems, *Energy*, Vol. 68, pp 1–11, 2014.
71. Schmidt, D., Low Temperature District Heating for Future Energy Systems, *Energy Procedia*, Vol. 149, pp 595–604, 2018.
72. van der Heijde, B., Vandermeulen, A., Salenbien, R. and Helsen, L., Representative days selection for district energy system optimisation: a solar district heating system with seasonal storage, *Applied Energy*, Vol. 248, pp 79–94, 2019.
73. Menon, R. P., Paolone, M. and Maréchal, F., Study of optimal design of polygeneration systems in optimal control strategies, *Energy*, Vol. 55, pp 134–141, 2013.

74. Dorotić, H., Pukšec, T. and Duić, N., Economical, environmental and exergetic multi-objective optimization of district heating systems on hourly level for a whole year, *Applied Energy*, Vol. 251, pp 113394, 2019.
75. Holjevac, N., Capuder, T. and Kuzle, I., Adaptive control for evaluation of flexibility benefits in microgrid systems, *Energy*, Vol. 92, pp 487–504, 2015.
76. Wissner, M., Regulation of district-heating systems, *Utilities Policy*, Vol. 31, pp 63–73, 2014.
77. Bürger, V., Steinbach, J., Kranzl, L. and Müller, A., Third party access to district heating systems - Challenges for the practical implementation, *Energy Policy*, Vol. 132, pp 881–892, 2019.
78. Kimming, M., Sundberg, C., Nordberg, Å. and Hansson, P.-A., Vertical integration of local fuel producers into rural district heating systems – Climate impact and production costs, *Energy Policy*, Vol. 78, pp 51–61, 2015.
79. Persson, U. and Werner, S., Heat distribution and the future competitiveness of district heating, *Applied Energy*, Vol. 88, No. 3, pp 568–576, 2011.
80. Paiho, S. and Saastamoinen, H., How to develop district heating in Finland?, *Energy Policy*, Vol. 122, pp 668–676, 2018.
81. Lund, H., Østergaard, P. A., Chang, M., et al., The status of 4th generation district heating: Research and results, *Energy*, Vol. 164, pp 147–159, 2018.
82. Lund, H., Duic, N., Østergaard, P. A. and Mathiesen, B. V., Future district heating systems and technologies: On the role of smart energy systems and 4th generation district heating, *Energy*, Vol. 165, pp 614–619, 2018.
83. von Rhein, J., Henze, G. P., Long, N. and Fu, Y., Development of a topology analysis tool for fifth-generation district heating and cooling networks, *Energy Conversion and Management*, Vol. 196, pp 705–716, 2019.
84. Huber, M., Dimkova, D. and Hamacher, T., Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements, *Energy*, Vol. 69, pp 236–246, 2014.
85. Madsen, H. and Holst, J., Estimation of continuous-time models for the heat dynamics of a building, *Energy and Buildings*, Vol. 22, No. 1, pp 67–79, 1995.
86. Reynders, G., Diriken, J. and Saelens, D., Quality of grey-box models and identified parameters as function of the accuracy of input and observation signals, *Energy and Buildings*, Vol. 82, pp 263–274, 2014.
87. Final energy consumption by sector and fuel, *European Environment Agency*, <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/final-energy-consumption-by-sector-9/assessment-1>
88. Stinner, S., Huchtemann, K. and Müller, D., Quantifying the operational flexibility of building energy systems with thermal energy storages, *Applied Energy*, Vol. 181, pp 140–154, 2016.

89. Madsen, H., Parvizi, J., Halvgaard, R., et al., Control of Electricity Loads in Future Electric Energy Systems, *Handbook of Clean Energy Systems*, pp 1–26, 2015.
90. Ljung, L. and Glad, T., *Modeling of Dynamic Systems*, PTR Prentice Hall 1994.
91. Isermann, R. and Münchhof, M., *Identification of Dynamic Systems: An Introduction with Applications*, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2011.
92. Ljung, L., System Identification, In *Wiley Encyclopedia of Electrical and Electronics Engineering*, American Cancer Society pp 1–19, 2017.
93. Pintelon, R. and Schoukens, J., *System Identification: A Frequency Domain Approach*, John Wiley & Sons 2012.
94. Møller, J. K., Goranović, G., Poulsen, N. K. and Madsen, H., Physical-stochastic (greybox) modeling of slugging, *IFAC-PapersOnLine*, Vol. 51, No. 8, pp 197–202, 2018.
95. Junker, R. and Relan, R., Continuous-time Stochastic Grey-box Model of the Nonlinear Feedback System based on Residual Analysis, (2019.).
96. Šerman, N. and Lončar, D., Utjecaj tehnološke opreme i strategije vođenja na dinamičke performanse termoenergetskog bloka, 2009.
97. Frederiksen, S. and Werner, S., *District Heating and Cooling*, Studentlitteratur AB, 2013.
98. Schmitt, F., Hoffmann, H. and Göhler, T., *Strategies to Manage Heat Losses – Technique and Economy - Annex VII*, IEA District Heating and Cooling 2005.
99. Steer, K. C. B., Wirth, A. and Halgamuge, S. K., Control period selection for improved operating performance in district heating networks, *Energy and Buildings*, Vol. 43, No. 2, pp 605–613, 2011.
100. Horvat, J. and Mijoč, J., *Osnove statistike*, Naklada Ljevak 2018.
101. Data Analysis, Statistical & Process Improvement Tools | Minitab 18 - free trial version, <https://www.minitab.com/en-us/>
102. Junker, R. G., Azar, A. G., Lopes, R. A., et al., Characterizing the energy flexibility of buildings and districts, *Applied Energy*, Vol. 225, pp 175–182, 2018.
103. Madsen, H., *Time Series Analysis*, CRC Press 2007.
104. Technology Data – Energy storage, 2018. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_storage.pdf
105. Lončar, D., Krajačić, G. and Vujanović, M., *Podrška developerima - primjeri najbolje prakse za kogeneraciju na drvnu biomasu*, CTT - Centar za transfer tehnologije 2009.

106. MAN 51/60 Gas Variants, The catalyst for power engineering, <https://powerplants.mandieselturbo.com/docs/librariesprovider7/brochures/v51-60g.pdf?sfvrsn=6>
107. Razvoj lokacije i uklapanje TE-TO Osijek u EES RH, CTS grada Osijeka i relevantna tržišta, 2017.
108. Vrelovodni kotlovi - kotlovi tipa VKSM I VKLM, <http://www.tpk-epo.hr/category/vrelovodni-kotlovi/>
109. EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions, Trends to 2050, 2016.
110. *Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC Text with EEA relevance* 2012.
111. Mrežna pravila prijenosnog sustava, 2017.
112. Operations Reports - Continental Europe Operation Handbook, <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/#continental-europe-operation-handbook>
113. Operation handbook , Appendix 1 - Load-Frequency Control and Performance,
114. P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance [C], 2015.
115. Mogućnosti prihvata obnovljivih izvora energije u hrvatski elektroenergetski sustav, 2016. https://www.hops.hr/page-file/EmAh2un804ADLAfyW6W1B6/vjetroelektrane/Mogucnosti_prihvata_obnovljivih_izvora_energije_u_hrvatski_elektroenergetski_sustav_-_sazetak.pdf
116. Pravila o uravnoteženju elektroenergetskog sustava, 2016. https://www.hops.hr/page-file/ug661I8fmKAg5Afz08mCw7/podzakonski-akti/Pravila_o_uravnotezenju_elektroenergetskog_sustava.pdf
117. Advances in Thermal Energy Storage Systems - Methods and Applications, 2015.

ŽIVOTOPIS AUTORA

Dražen Balić rođen je 26. travnja 1988. godine u Zagrebu. Nakon završetka osnovne škole upisuje XV. gimnaziju (prirodoslovno-matematička gimnazija poznatija pod nazivom MIOC) koju završava 2007. godine s odličnim uspjehom te pravom izravnog upisa na Fizički odsjek Prirodoslovno-matematičkog fakulteta Sveučilišta u Zagrebu. Po završetku prve godine studija fizike s vrlo dobrim uspjehom prelazi na Fakultet strojarstva i brodogradnje na istom sveučilištu. Na studiju strojarstva upisuje procesno-energetski-smjer, usmjerenje energetika. Tijekom studija pokazuje interes za matematičko modeliranje i analize vezane uz dinamiku i regulaciju raznih termo-hidrauličkih pojava u energetici i energetskim postrojenjima. Preddiplomski i diplomski studij završava u predviđenom roku s izvrsnim uspjehom (*summa cum laude*) te je dobitnik i medalje fakulteta za uspjeh u studiju. Po završetku studija, u travnju 2014. godine zapošljava se u Regionalnoj energetskej agenciji Sjeverozapadne Hrvatske (REGEA), a u rujnu iste godine prelazi u Energetski institut Hrvoje Požar (EIHP). U institutu nastavlja svoje akademsko obrazovanje upisom postdiplomskog doktorskog studija na Fakultetu strojarstva i brodogradnje u listopadu 2014. godine. U ožujku 2015. godine upisuje i postdiplomski specijalistički studij Ekonomija energetskog sektora na Ekonomskom fakultetu Sveučilišta u Rijeci, kojeg završava 2017. godine obranom završnog rada pod nazivom „Implementacijski potencijal malih kogeneracijskih postrojenja u zgradama javnog sektora Republike Hrvatske – analiza troškova i koristi“. Profesionalni i znanstveni rad usmjerava na analize uklapanja energetskih postrojenja u elektroenergetski i toplinarski sustav korištenjem naprednih računalnih alata i modela te određivanju optimalnih strategija vođenja istih. U proteklih 6 godina rada pri EIHP-u stekao je značajno iskustvo u sudjelovanju i vođenju domaćih i međunarodnih projekata vezanih uz pitanja energetskih izvora, energetske planiranje, energetska tržišta, procjene utjecaja obnovljivih izvora energije na strategije vođenja postojećih i budućih energetskih postrojenja, modeliranja energetskog sustava, analizama vremenskih serija podataka s prostornim atributima, GIS analizama, organiziranja radionica te prezentiranja rezultata istraživanja. Sudjelovao je na desetak međunarodnih konferencija, ima objavljena dva znanstvena rada citirana u cc bazi te desetak stručnih radova prezentiranih i objavljenih u zbornicima radova. Koautor je preko 25 stručnih studija, elaborata i ekspertiza.